



# Comisión Nacional de Energía Eléctrica

Fecha Documento: 22/08/2024

4a. Avenida, 15-70 Zona 10, Edificio Paladium, Nivel 12 Ciudad de Guatemala, Guatemala.

Teléfonos: 22908000

EXPRESADO EN: QUETZALES

SOLICITUD DE PEDIDO-575

Fila	Descripción	Cantidad
1	Desarrollo e implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios - SICAT -	1.00

**Comentarios:**

GTTA-DictamenAT-145



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
GERENTE DE TARIFAS

(f)

Solicitante: Andrea Nájera/ Asistente Administrativo

(f)

Autorizó: Marvin Barreto/ Gerente

(f)

Depto. Contabilidad y Finanzas  
Confirmación Presupuestaria

(f)

Depto. de Compras y Contrataciones  
Autoriza



Encargado del Departamento de Compras y Contrataciones a.i.

(f)

Coordinación Administrativa  
Visto Bueno

JEFE DEL DEPARTAMENTO DE CONTABILIDAD Y FINANZAS



## Departamento de Ajustes Tarifarios

GTTA-DictamenAT-145

**Para:** Directorio  
**De:** Marvin Barreto  
**Departamento:** Departamento de Ajustes Tarifarios  
**Fecha:** Guatemala, 22 de agosto de 2024  
**Asunto:** Desarrollo e implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajuste Tarifarios – SICAT –

### ANTECEDENTES:

- Durante el año 2023 y durante el primer trimestre del 2024, se gestionaron y desarrollaron los módulos de constantes, parámetros y variables económicas, Módulo de costos por compras y Módulo de contratos y abastecimiento de energía y potencia

### ANÁLISIS:

Como parte de la gestión de la Gerencia de Tarifas se requiere la automatización de los procesos inherentes al cálculo de los ajustes trimestrales ya que es una tarea periódica y se distingue por tres tipos de ajustes:

- **Ajuste Anual:** Se denomina ajuste anual al proceso de cálculo de los denominados "Precios Base de Potencia y Energía", que constituyen una proyección de los precios unitarios de potencia y energía, los cuales tendrán vigencia durante un año estacional (Del 1 de mayo al 30 de abril).

Para realizar este cálculo, en apego a lo estipulado en los artículos 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se utilizan las proyecciones de costos contenidas en el Informe de Costos Mayoristas elaborado anualmente por el AMM, correspondiendo dichas proyecciones a los costos de compras por contratos, costos de compras al Spot, servicios complementarios, sobrecostos por generación forzada, pérdidas, peajes y cuotas al AMM.

- **Ajuste Semestral:** En el cual se actualizan los factores de ajuste a los cargos por distribución, los cuales son: Factor de ajuste al cargo por distribución en baja tensión (FACDBT), Factor de ajuste al cargo por distribución en media tensión (FACDMT), Factor de ajuste al cargo por usuario en baja tensión (FACFBT), Factor de ajuste al cargo por usuario en media tensión (FACFMT) y Factor de ajuste al cargo por corte y reconexión (FACACYR).



En apego a lo estipulado en el artículo 55 del Reglamento de la Ley General de Electricidad cada uno de estos factores se ajusta utilizando, según el caso en particular, los valores actualizados de: tipo de cambio, tasas arancelarias de materiales y equipos de las redes de distribución, IPC de Guatemala e IPP de EE. UU, demandas máximas de la distribuidora y cuotas pagadas a la CNEE.

- **Ajuste Trimestral:** Con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en este ajuste se calcula la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio calculado inicialmente en el ajuste anual (proyección para el año estacional). Para el efecto cada mes las distribuidoras presentan ante la CNEE la información de los costos incurridos e ingresos obtenidos en el mes anterior.

Lo expuesto anteriormente es aplicado para cada Distribuidor de forma general, pero al contar con una diversidad de tipos de contratos de suministro de energía y potencia se hace necesario llevar a cabo el procedimiento de cálculo a través de métodos más directos, tal y como lo es el SICAT.

Por tal motivo se han desarrollado los primeros tres módulos de un total de 8 módulos del SICAT durante el año 2023 y parte del 2024, dichos módulos son:

- Módulo de constantes, parámetros y variables económicas.
- Módulo de costos por compras.
- Módulo de contratos y abastecimiento de energía y potencia.

Estos tres módulos comprenden el cálculo de los costos de abastecimiento de potencia, costos de abastecimiento de energía, almacenamiento y aplicación de los parámetros de rubros económicos y el almacenamiento y aplicación de las constantes de los pliegos bases de las distribuidoras resultado de los estudios de valor agregado de Distribución.

En base a lo expuesto anteriormente y para dar continuidad al desarrollo del SICAT, se requiere la continuidad del desarrollo de los siguientes módulos:

- Módulo de ingreso por ventas.
- Módulo de Cálculo de Pérdidas.
- Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos.
- Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral
- Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral
- Módulo de Integración de las Tarifas
- Módulo de Reportes

Los módulos restantes complementan la metodología de cálculo de los ajustes trimestrales de las distribuidoras iniciada el año pasado, para llevar a cabo dicho desarrollo se recomienda al consultor Wilver Gonzalez, derivado que dicho consultor llevo a cabo el desarrollo de los primeros tres módulos y cuenta con el know how previo de los tres primeros módulos.

**CONCLUSIONES**

- El Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios (SICAT), debe ser la herramienta informática para la realización del cálculo de los Ajustes Trimestrales y Semestrales de las Tarifas Finales de Energía Eléctrica aprobadas por CNEE para ser aplicadas por las Distribuidoras a sus usuarios, con base en los lineamientos regulatorios establecidos en los Artículos 4 (literal c), 71 y 72 de la Ley General de Electricidad y Artículos del 79 al 95 del Reglamento de la Ley General de Electricidad (en donde establecen los fundamentos legales para el cálculo de las tarifas eléctricas), así como en los Pliegos Tarifarios Quinquenales emitidos por CNEE para cada una de las Distribuidoras de Energía Eléctrica del País.
- Se debe dar continuidad al desarrollo del SICAT, contemplando el desarrollo de los siguientes módulos:
  - Módulo de ingreso por ventas.
  - Módulo de Cálculo de Pérdidas.
  - Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos.
  - Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral
  - Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral
  - Módulo de Integración de las Tarifas
  - Módulo de Reportes
- El consultor Wilver Gonzalez cuenta con la experiencia y el conocimiento en herramientas de desarrollo de software, así como de metodologías ágiles para el desarrollo de software las cuales son necesarias para desarrollar los módulos restantes del SICAT en el tiempo establecido.

**DICTAMEN:**

Se recomienda que la CNEE contrate los servicios informáticos del señor Wilver Gonzalez para que realice el análisis, diseño, desarrollo e implementación de los módulos restantes del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT - el cual debe funcionar en un ambiente web de tal manera que sea de uso fácil para los usuarios, tanto internos como externos.



Bryan Interiano

Jefe Departamento Ajustes Tarifarios



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
Jefe de Departamento  
de Ajustes Tarifarios



Ing. Marvin Barreto  
Gerente de Tarifas



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
GERENTE DE TARIFAS

## DCF-Dictamen-55 DICTAMEN PRESUPUESTARIO

---

**Para:** Directorio de la CNEE

**De:** Departamento Contabilidad y Finanzas

**Fecha:** Guatemala, 17 de septiembre 2024

**Asunto:** Disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT"

---

### ANTECEDENTES

Con fecha 13 de septiembre de 2024, se recibe en el Departamento de Contabilidad y Finanzas, el expediente DCYC-24-39, emitido por el departamento de Compras y Contrataciones, mediante el cual solicitan la emisión de Dictamen Presupuestario, que confirme la disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".

### DISPOSICIONES LEGALES APLICABLES

**ACUERDO GUBERNATIVO NÚMERO 256-97**

**REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, ARTÍCULO 33.- Elaboración del Presupuesto.**

A más tardar el 30 de noviembre de cada año la Comisión deberá aprobar su presupuesto para el año siguiente. La remuneración de los miembros y su personal permanente será determinada por la Comisión, basada en valores competitivos y de mercado para el tipo de actividad realizada.

**ACUERDO No. CNEE-111-2023.**

El Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el 24 de noviembre de 2023, emite Acuerdo No. CNEE-111-2023, por medio del cual aprueba el presupuesto de ingresos y egresos de la CNEE para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, por un valor total de cincuenta y cinco millones trescientos cincuenta y cuatro mil cuatrocientos sesenta y cuatro quetzales con 00/100 (Q.55,354,464.00).



**ANÁLISIS**

El Directorio de la CNEE, aprobó el presupuesto de ingresos y egresos para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, y de acuerdo con el análisis realizado de la ejecución presupuestaria a la presente fecha de emisión de este dictamen, se tiene disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT" con cargo a la cuenta presupuestaria **60.101.01.189 – Otros estudios y/o servicios.**

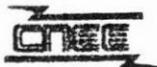
**DICTAMEN**

Con base a lo planteado en el análisis del caso, se confirma que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), tiene la disponibilidad presupuestaria para realizar el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".

Atentamente,



Licenciada Dayan Stephany Guerra Contreras  
Encargada del área de Presupuesto



ENCARGADO DEL ÁREA DE PRESUPUESTO  
DEPARTAMENTO DE CONTABILIDAD  
Y FINANZAS



Licenciado Edi Ottoniel Vélez González  
Jefe del Departamento de Contabilidad y Finanzas



JEFE DEL DEPARTAMENTO DE  
CONTABILIDAD Y FINANZAS

## DCF-Dictamen-62 DICTAMEN PRESUPUESTARIO

---

**Para:** Directorio de la CNEE  
**De:** Departamento Contabilidad y Finanzas  
**Fecha:** Guatemala, 06 de noviembre 2024  
**Asunto:** Disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT"

---

### ANTECEDENTES

1. Con fecha 13 de septiembre de 2024, se recibe en el Departamento de Contabilidad y Finanzas, el expediente DCYC-24-39, emitido por el departamento de Compras y Contrataciones, mediante el cual solicitan la emisión de Dictamen Presupuestario, que confirme la disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".
2. Con Fecha 17 de septiembre de 2024, se emitió Dictamen Presupuestario **DCF-Dictamen-55**, en el cual se confirmó Disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".
3. Con fecha 06 de noviembre de 2024, se recibe en el Departamento de Contabilidad y Finanzas, el expediente DCYC-24-39, por medio del memo DCYC-MEMO-531 emitido por el departamento de Compras y Contrataciones, mediante el cual solicitan la emisión de Dictamen Presupuestario, que confirme nuevamente la disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".

### DISPOSICIONES LEGALES APLICABLES

#### **ACUERDO GUBERNATIVO NÚMERO 256-97**

#### **REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, ARTÍCULO 33.- Elaboración del Presupuesto.**

A más tardar el 30 de noviembre de cada año la Comisión deberá aprobar su presupuesto para el año siguiente. La remuneración de los miembros y su personal permanente será determinada por la Comisión, basada en valores competitivos y de mercado para el tipo de actividad realizada.



**ACUERDO No. CNEE-111-2023.**

El Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el 24 de noviembre de 2023, emite Acuerdo No. CNEE-111-2023, por medio del cual aprueba el presupuesto de ingresos y egresos de la CNEE para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, por un valor total de cincuenta y cinco millones trescientos cincuenta y cuatro mil cuatrocientos sesenta y cuatro quetzales con 00/100 (Q.55,354,464.00).

**ANÁLISIS**

El Directorio de la CNEE, aprobó el presupuesto de ingresos y egresos para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, y de acuerdo con el análisis realizado de la ejecución presupuestaria a la presente fecha de emisión de este dictamen, se tiene disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios - SICAT" con cargo a la cuenta presupuestaria **60.101.01.189 - Otros estudios y/o servicios.**

**DICTAMEN**

Con base a lo planteado en el análisis del caso, se confirma que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), tiene la disponibilidad presupuestaria para realizar el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios - SICAT".

Atentamente,



Licenciada Dayan Stephany Guerra Contreras  
Encargada del área de Presupuesto



ENCARGADO DEL ÁREA DE PRESUPUESTO  
DEPARTAMENTO DE CONTABILIDAD  
Y FINANZAS



Licenciado Edi Ottoniel Vélez González  
Jefe del Departamento de Contabilidad y Finanzas



JEFE DEL DEPARTAMENTO DE  
CONTABILIDAD Y FINANZAS

## Gerencia Jurídica

**GJ-Dictamen-18126**

Expediente DCYC-24-39

**Para:** Directorio de la CNEE  
**De:** Gerencia Jurídica  
**Fecha:** Guatemala, 11 de noviembre de 2024  
**Asunto:** Dictamen jurídico relacionado con los lineamientos de contratación para el evento de adquisición en modalidad de proveedor directo identificado como «Desarrollo e implementación de la fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-»

### ANTECEDENTES

I. El **22 de agosto de 2024**, la Gerencia de Tarifas, por medio de la solicitud de pedido 575, requirió el desarrollo e implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-, adjuntando el dictamen técnico identificado como GTTA-DictamenAT-145 de fecha 22 de agosto de 2024, por medio del cual presentan las justificaciones para su adquisición.

II. El Departamento de Compras y Contrataciones procedió a realizar los lineamientos de contratación para la adquisición en modalidad de proveedor directo del desarrollo e implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-, tomando en consideración las especificaciones técnicas elaboradas por la Gerencia de Tarifas.

III. El **6 de noviembre de 2024**, el Departamento de Contabilidad y Finanzas por medio del dictamen presupuestario DCF-Dictamen-62, por medio del cual manifestó que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene disponibilidad presupuestaria para el desarrollo e implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-, con cargo a la cuenta presupuestaria 60.101.01.189 Otros estudios y/o servicios.

IV. El **7 de noviembre de 2024**, el Departamento de Compras y Contrataciones, a través del memorándum, DCYC-MEMO-561, trasladó a la Gerencia Jurídica, el presente expediente para la elaboración del dictamen jurídico respectivo.

### CONSIDERACIONES LEGALES

La **Ley General de Electricidad** en el **artículo 5**, establece: que «...La Comisión tendrá presupuesto propio y fondos privativos, los que destinará para el financiamiento de sus fines».

El **Reglamento de la Ley General de Electricidad** en el Artículo 31 establece: «El presupuesto de la Comisión será cubierto con los aportes anuales que efectuarán las

empresas autorizadas de distribución de electricidad y las multas que la Comisión perciba de acuerdo a lo establecido en la Ley y este Reglamento...».

Por su parte, el **Artículo 32** del reglamento relacionado establece: «El presupuesto será utilizado por la Comisión para su funcionamiento, contratación de estudios, asesoría técnica y en la elaboración de los documentos que le encarga este Reglamento...».

El **Artículo 1** de **Régimen de Adquisiciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica** al referirse al objeto y disposiciones generales de éste, establece: «El presente Régimen tiene por objeto regular todas las compras y contrataciones que realice la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con personas individuales o jurídicas, nacionales o extranjeras, y entidades del sector público o privado, para el suministro de bienes y/o servicios que sean requeridos para su correcto funcionamiento, y el desarrollo eficiente y eficaz de sus funciones, utilizando sus propios recursos, los cuales no provienen del Presupuesto General de Ingresos y Egresos del Estado. En el presente Régimen se ajustarán los lineamientos y principios para las adquisiciones de bienes o servicios de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.».

Por su parte el artículo 34 del referido Régimen establece: **RÉGIMEN ESPECIFICO DE COMPRAS Y CONTRATACIONES.** Las compras y contrataciones contempladas en el presente capítulo quedan sujetas a los requisitos y procedimientos que en el mismo se determinan tomando en cuenta las disposiciones establecidas en el artículo 5 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en el sentido que la CNEE podrá disponer de sus ingresos de la forma que sea más conveniente para su funcionamiento y cumplimiento de sus fines. (...) Para los casos en que no se contemplan en el presente capítulo, por disposición de la Autoridad Superior se podrá utilizar la modalidad de proveedor directo y realizar la contratación a través de este único proveedor sin llevar a cabo el proceso de concurso público a través de compra directa.».

## ANÁLISIS

Dentro del dictamen técnico emitido por la Gerencia de Tarifas identificado como GTA-DictamenAT-1896 se requiere la automatización de los procesos inherentes al cálculo de los ajustes trimestrales por tratarse de tareas periódicas relacionadas con el ajuste anual, el ajustes semestral y el ajuste trimestral, razón por la cual se hace necesario contar con un procedimiento de cálculo a través de métodos mas directos como lo es el Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-

Por su parte, ésta Gerencia Jurídica dentro del ámbito de su competencia efectuó la revisión de los documentos que conforman el presente expediente, consistentes de lineamientos para la contratación elaborado por el Departamento de Compras y Contrataciones, a los cuales se realizaron observaciones en forma manuscrita, se estima que éstos contienen la estructura que en la práctica utiliza la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concordancia con el formato interno, por lo que no existe objeción para someter la referida convocatoria, bajo la modalidad de proveedor directo al Directorio, mismo que como órgano superior es el facultado para conocer y aprobar la

promoción del evento correspondiente. Se encuentra también el dictamen presupuestario que hace referencia a que se cuenta con la disponibilidad presupuestaria para esta adquisición dentro del presupuesto del año 2024, sin embargo derivado de la fecha en que será presentado este evento, es necesario que en caso sea aprobado por la Autoridad Superior, el Departamento de Contabilidad y Finanzas lo incluya dentro del Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la CNEE del año 2025, ya que en el dictamen no existe manifestación al respecto.

Por su parte, se hace referencia que dentro del expediente no constan los documentos que serán necesarios para la elaboración del contrato, por lo que en caso sea aprobada la contratación por parte el Directorio de la CNEE estos deberán formar parte del expediente previo a su traslado a la Gerencia Jurídica para la elaboración del contrato respectivo.

### OPINIÓN

Esta Gerencia Jurídica opina que habiéndose realizado la revisión respectiva y con base en los dictámenes técnicos, no existe impedimento legal para someter a consideración del Directorio como Autoridad Superior la aprobación de la adquisición en modalidad de proveedor directo del evento denominado «Desarrollo e implementación de la fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-».

La presente opinión se realiza con base al artículo 3 de la Ley de lo Contencioso Administrativo, por lo que es prohibido tomar como resolución los dictámenes que haya emitido un órgano de asesoría técnica o legal.

  
  
Licenciado Mauricio Rolando Estrada Mendía  
Jefe del Departamento Jurídico de Asuntos  
Administrativos y Judiciales  
Gerencia Jurídica  
Lic. Mauricio Rolando Estrada Mendía  
Jefe del Departamento Jurídico de Asuntos  
Administrativos y Judiciales

  
Vo.Bo. Lic. David Estuardo Herrera Bejarano  
Gerente Jurídico  
  
Lic. David Estuardo Herrera Bejarano  
Gerente Jurídico

**LINEAMIENTOS DE CONTRATACIÓN**  
**«DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LA FASE II DEL**  
**SISTEMA INTEGRADO DE CÁLCULO DE AJUSTES**  
**TARIFARIOS -SICAT-»**

**MODALIDAD PROVEEDOR DIRECTO**

**OCTUBRE 2024**

## **LINEAMIENTOS DE CONTRATACIÓN «DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LA FASE II DEL SISTEMA INTEGRADO DE CÁLCULO DE AJUSTES TARIFARIOS -SICAT-»**

### **1. Antecedentes:**

Mediante el Acuerdo No. CNEE-62-2023 de fecha 27 de junio de 2023, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica aprobó la contratación de los servicios técnicos individuales de Wilver Adolfo González Arreaga, para la realización, análisis, diseño y desarrollo de los primeros tres módulos del software denominado Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-, siendo estos los siguientes:

Módulo de Constantes, Parámetros y Variables Económicas, Módulo de Compras y de Módulo Contratos y Abastecimiento de Energía y Potencia.

### **2. Justificación:**

La automatización de los procesos de cálculo de ajustes tarifarios mediante el SICAT es esencial para mejorar la precisión y eficiencia en la gestión de tarifas eléctricas. El SICAT permitirá calcular de manera automatizada los ajustes anuales, semestrales y trimestrales, de conformidad con la Ley General de Electricidad y su reglamento. El desarrollo de los módulos restantes completará la metodología de cálculo iniciada y proporcionará una herramienta robusta para asegurar la correcta aplicación de los ajustes tarifarios. La continuidad del desarrollo con el consultor Wilver Gonzalez es recomendada debido a su experiencia previa en el desarrollo de los primeros módulos, lo cual garantiza la cohesión y funcionalidad del sistema completo.

### **3. Objetivos:**

Desarrollar los módulos pendientes para integrar todo el Sistema de Cálculo de Ajustes Tarifarios. Dicho sistema dotará a la CNEE de una herramienta para el cálculo de ajustes trimestrales y semestrales, que se adapta a los requerimientos actuales de dicho proceso, que ha venido incrementando las variables de cantidad de contratos de

suministro a liquidar, el número de estructuras tarifarias, y procesos que se han adicionado a la mecánica de los ajustes tarifarios con los contenidos en la Resolución CNEE-77-2017, todo lo anterior ha derivado en la necesidad de contar con una herramienta a la medida de dichos requerimientos, que permita un manejo masivo de información y la capacidad de poder utilizar la información con que se cuenta para simulaciones de proyección de variables a futuro.

Garantizar que el SICAT cumpla con los lineamientos establecidos en la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, así como con los Pliegos Tarifarios Quinquenales emitidos por la CNEE.

#### **4. Alcance:**

El alcance del proyecto incluye el desarrollo de los módulos restantes del SICAT:

- Módulo de Ingreso por Ventas.
- Módulo de Cálculo de Pérdidas.
- Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos.
- Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral.
- Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral.
- Módulo de Integración de las Tarifas.
- Módulo de Reportes.

El desarrollo de los módulos, al igual que en la fase I deben diseñarse en el mismo ambiente web.

El desarrollo debe incluir fases de prueba de cada módulo para garantizar su funcionalidad y precisión.

Capacitación para los usuarios de la CNEE y soporte post- implementación para asegurar la correcta operación del sistema.

## **5. Contratación:**

La contratación se hará constar en contrato administrativo, el cual se suscribirá dentro del plazo máximo de diez (10) días contados a partir de la aprobación de la contratación, por el desarrollador y la CNEE.

La aprobación del contrato se efectuará por la Autoridad Superior dentro del plazo de diez (10) días, contados a partir de la presentación de la fianza (caución) de cumplimiento de contrato por parte del contratista.

El contrato se realizará con base a lo estipulado en el Régimen de Adquisiciones de la Comisión Nacional de Energía eléctrica, en los artículos:

Artículo 16. Plazo para pagos;

Artículo 34. Proveedor Directo;

Artículo 48. Recepción del suministro o servicios;

Artículo 52. Seguro de caución de cumplimiento;

Artículo 58. Sanciones por incumplimientos en plazos contractuales;

Artículo 59. Incumplimientos por parte de los oferentes o contratistas;

Artículo 64. Controversias y demás aplicables para el efecto.

## **6. Plazo de la contratación**

El plazo de la contratación del servicio será de doscientos ochenta días calendario a partir de la aprobación del contrato respectivo, el cual podrá ser prorrogado.

## **7. Pagos:**

Se realizarán siete (7) pagos, correspondientes a cada módulo finalizado. Luego de la entrega y recepción a entera satisfacción por el Departamento de Compras y Contrataciones con el visto bueno de la dependencia solicitante, dentro de un plazo no mayor a diez (10) días en que fuera aceptada la documentación completa según corresponda. El proveedor debe facturar a nombre de Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con número de

identificación tributaria (NIT) 929966-1, documento que puede entregarse de forma física en 4º. Av. 15-70 Zona 10, nivel 12 del Edificio Paladium al Departamento de Contabilidad y Finanzas -DCF- o mediante correo electrónico a [evez@cenee.gob.gt](mailto:evez@cenee.gob.gt), [llopez@cenee.gob.gt](mailto:llopez@cenee.gob.gt), [mfmorales@cenee.gob.gt](mailto:mfmorales@cenee.gob.gt) o las direcciones de correo que oportunamente se indiquen.

## 8. Especificaciones técnicas:

### 1. Objeto:

El Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios (SICAT) tiene como objeto ser la herramienta informática para el cálculo de los Ajustes Trimestrales y Semestrales de las Tarifas Finales de Energía Eléctrica aprobadas por CNEE para ser aplicadas por las Distribuidoras a sus usuarios, con base en los lineamientos regulatorios establecidos en los artículos 4 (literal c), 71 y 72 de la Ley General de Electricidad y artículos del 79 al 95 del Reglamento de la Ley General de Electricidad (en donde establecen los fundamentos legales para el cálculo de las tarifas eléctricas), así como en los Pliegos Tarifarios Quinquenales emitidos por CNEE para cada una de las Distribuidoras de Energía Eléctrica del país.

### 2. Marco Conceptual

Con la finalidad de brindar un referente teórico sobre los Ajustes Tarifarios, a continuación se presenta el Marco Conceptual de los Ajustes Tarifarios:

#### Costos Trasladados a Tarifas

En primera instancia es conveniente iniciar este marco conceptual describiendo los renglones o rubros de costos que están contenidos en las tarifas eléctricas en Guatemala. Así se distinguen tres tipos de costo los cuales son:

Costos de Generación: Son los costos que tienen relación directa con la producción de la energía eléctrica en las centrales generadoras. El valor económico de dichos costos varía dependiendo el tipo de combustible o tecnología que se utilice para su generación (hidráulica, bunker, carbón, geotérmica, eólica, etc.)

Costos de Transporte: Son los costos relacionados con la operación y funcionamiento de las líneas (redes) que llevan la energía eléctrica que se produce en las centrales generadoras, hasta las áreas donde dicha energía es utilizada (centros de consumo como ciudades, industrias, etc.).

Costos de Distribución: Estos costos están integrados en lo que se conoce como Valor agregado de Distribución (VAD), y comprende los costos de operación y funcionamiento de la red que lleva la energía directamente a los hogares y comercios de los usuarios finales del servicio eléctrico. Este es el costo que se paga a las empresas distribuidoras e incluye: Inversión en la red, costos de operación, mantenimiento y pérdidas, así como el cargo fijo por gastos de administración (lectura, facturación, atención al usuario, etc.).

### **Ajustes Tarifarios**

Para las tarifas eléctricas de Guatemala se distinguen 3 tipos de ajustes:

1. **Ajuste Anual:** Se denomina ajuste anual al proceso de cálculo de los denominados "Precios Base de Potencia y Energía", que constituyen una proyección de los precios unitarios de potencia y energía, los cuales tendrán vigencia durante un año estacional (Del 1 de mayo al 30 de abril).

Para realizar este cálculo, en apego a lo estipulado en los artículos 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se utilizan las proyección de costos contenidas en el Informe de Costos Mayoristas elaborado anualmente por el AMM, correspondiendo dichas proyecciones a los costos de compras por contratos, costos de compras al Spot, servicios complementarios, sobre-costos por generación forzada, pérdidas, peajes y cuotas al AMM.

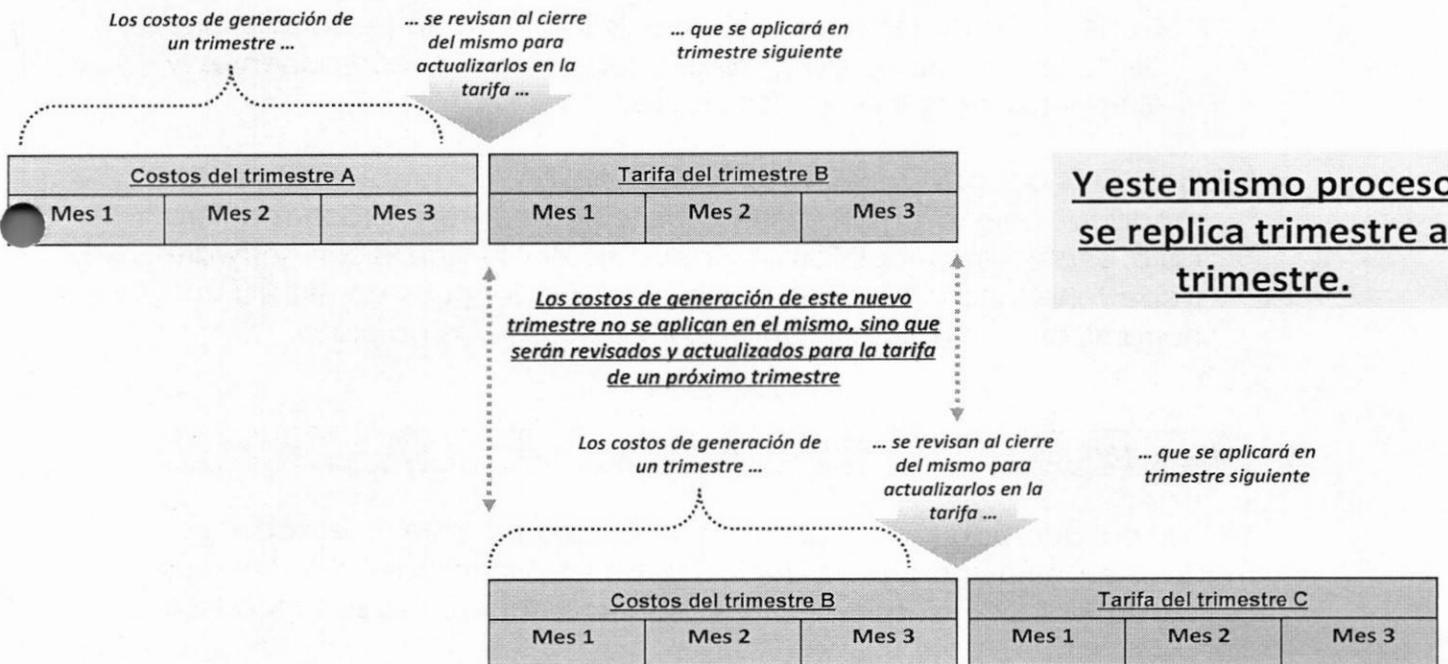
2. **Ajuste Semestral:** En el cual se actualizan los factores de ajuste a los cargos por distribución, los cuales son: *Factor de ajuste al cargo por distribución en baja tensión (FACDBT), Factor de ajuste al cargo por distribución en media tensión (FACDMT), Factor de ajuste al cargo por usuario en baja tensión (FACFBT), Factor de ajuste al cargo por usuario en media tensión (FACFMT) y Factor de ajuste al cargo por corte y reconexión (FACACYR).*

En apego a lo estipulado en el **artículo 55 del Reglamento de la Ley General de Electricidad** cada uno de estos factores se ajusta utilizando, según el caso en particular, los valores actualizados de: *tipo de cambio,*

tasas arancelarias de materiales y equipos de las redes de distribución, IPC de Guatemala e IPP de EE.UU, demandas máximas de la distribuidora y cuotas pagadas a la CNEE.

3. **Ajuste Trimestral:** Con base en el **artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad**, en este ajuste se calcula la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio calculado inicialmente en el ajuste anual (proyección para el año estacional). Para el efecto cada mes las distribuidoras presentan ante la CNEE la información de los costos incurridos e ingresos obtenidos en el mes anterior.
4. Con esta información y de conformidad con la metodología establecida en la Ley General de Electricidad y su Reglamento y con las condiciones de los contratos de suministro, CNEE determina la diferencia trimestral correspondiente la que se divide entre la proyección de demanda de energía de cada distribuidora para el próximo trimestre, obteniéndose así el valor de ajuste que será aplicado al precio de la energía del trimestre siguiente. Este traslado inter-trimestral de los costos se observa de mejor forma en el siguiente esquema:

### Esquema Simplificado del Traslado de Costos a la Tarifa En el Ajuste Trimestral



### 3. Alcance del Sistema:

3.1. El SICAT se utilizará para el cálculo de los **Ajustes Trimestrales y Semestrales** de todas las Distribuidoras de Energía Eléctrica del país (Distribuidoras privadas, Empresas Eléctricas Municipales y cualquier otra figura que el Marco Regulatorio autorice para ejercer la función de distribución de energía eléctrica en el país).

3.2. Para tal efecto este software deberá funcionar como una plataforma centralizada que permita como mínimo lo siguiente:

- Registro de información para la determinación de los ajustes
- Carga de datos para el cálculo de los ajustes
- Procesamiento de información y datos para el cálculo de los ajustes
- Cálculo de los ajustes tarifarios aplicando la debida secuencialidad entre ajustes, respetando el período de vigencia de las variables de cálculo (contratos, pliegos, etc.), y dejando registro de toda la operatoria para su trazabilidad y auditoría.
- Consulta de resultados del cálculo de los ajustes, sus variables base de cálculo y sus componentes, tanto actuales como de períodos anteriores.
- Simulación de escenarios de cálculo de los ajustes.
- Generación de reportes tanto predefinidos como personalizables de todos los datos base, resultados, variables, componentes y elementos de cálculo de los ajustes.

3.3. El SICAT deberá permitir su actualización y adaptación a las modificaciones o ampliaciones que el Marco Regulatorio requiera para el cálculo de las Tarifas Eléctricas, por lo que dicho software debe tener una vigencia con plazo indefinido, pues constituirá una herramienta cuya aplicación se extenderá en el largo plazo.

### 4. Sistema Modular

Se ha considerado conveniente que el sistema esté integrado por módulos especializados para cada uno de los principales componentes del Ajuste Tarifario. Así los restantes a implementar en esta segunda fase del SICAT son:

1. **Módulo de Ingresos por Ventas**
2. **Módulo de Cálculo de Pérdidas**
3. **Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos**
4. **Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral**
5. **Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral**
6. **Módulo de Integración de las Tarifas**
7. **Módulo de Reportes**

Es importante mencionar que la operatividad de estos módulos se encuentra en funcionamiento, en los libros Excel que se utilizan actualmente para el cálculo de los ajustes, por lo que, en el detalle de cada módulo, en su apartado "**Operatividad actual**", se insertan imágenes explicativas de las hojas de dichos libros Excel para brindar una idea más clara de la funcionalidad actual del sistema y brindar una orientación sobre el requerimiento del diseño y desarrollo de cada módulo.

Para un mayor detalle, se cuenta con un archivo Excel completo y funcional de un Ajuste Trimestral y Semestral, para que se pueda corroborar toda la formulación, interrelación de datos y entramado conceptual de los módulos a desarrollar en el Sistema. Así las imágenes explicativas que se muestran en las presentes bases servirán de orientación para la consulta del referido archivo Excel.

#### **4.1. Módulo de Ingresos por Ventas**

##### **4.1.1. Objetivos:**

- Determinar los montos mensuales y trimestrales de ingresos de la Distribuidora.
- Determinar los valores mensuales y trimestrales de Pérdidas de Energía y Potencia Reconocidas.
- Determinar los montos trimestrales de ajustes por pérdidas de Energía y Potencia No Reconocidas.

**4.1.2. Información base:** La información a cargar en este módulo proviene del reporte y base de datos mensual de facturación cargada por la distribuidora asimismo debe ser capaz de comparar los valores de energía y potencia cargados por la Distribuidora con la base de facturación remitida por la misma para la revisión del Aporte Social INDE. Adicionalmente para los

cálculos respectivos se utilizan los parámetros tarifarios del ajuste anterior y los factores de pérdidas reconocidas establecidos en el pliego tarifario quinquenal.

**4.1.3. Resultados esperados:** Este módulo deberá generar como mínimo los siguientes resultados:

- Cantidades mensuales y trimestrales de usuarios, energía y potencia facturadas por la Distribuidora por cada categoría tarifaria y consolidado para los grupos de Tarifa Social, Tarifa No Social, Usuarios PFT y consolidado de toda la Distribuidora.
- Monto mensual y trimestral de ingresos por ventas de energía por cada categoría tarifaria y consolidado para los grupos de Tarifa Social, Tarifa No Social, Usuarios PFT y consolidado de toda la Distribuidora.
- Monto mensual y trimestral de ingresos por ventas de potencia por cada categoría tarifaria y consolidado para los grupos de Tarifa Social, Tarifa No Social, Usuarios PFT y consolidado de toda la Distribuidora.
- Monto mensual y trimestral de ingresos por Ajuste Trimestral por cada categoría tarifaria y consolidado para los grupos de Tarifa Social, Tarifa No Social, Usuarios PFT y consolidado de toda la Distribuidora.
- Monto mensual y trimestral de ingresos por Cargo por Usuario y VAD (Baja y Media Tensión) por cada categoría tarifaria y consolidado para los grupos de Tarifa Social, Tarifa No Social, Usuarios PFT y consolidado de toda la Distribuidora.
- Monto mensual y trimestral de pérdidas de energía y potencia reconocidas por cada categoría tarifaria y consolidado para los grupos de Tarifa Social, Tarifa No Social, Usuarios PFT y consolidado de toda la Distribuidora.
- Registro del histórico de todas las cantidades y montos anteriormente indicados detallado por cada categoría tarifaria y consolidado para los grupos de Tarifa Social, Tarifa No Social, Usuarios PFT y consolidado de toda la Distribuidora.

- Cálculo mensual de los porcentajes de asignación de energía y potencia para la determinación de los requerimientos mensuales de energía y potencia de tarifa social y tarifa no social del módulo de compras.

**Observación Importante: Este módulo debe permitir tanto la carga manual de los reportes de ventas de energía y potencia, así como también debe ser capaz de vincularse a la base de datos de facturación mensual remitida por la Distribuidora y utilizada en el utilitario del Aporte Social INDE y extraer de dicha base los datos de energía y potencia por categoría tarifaria para realizar una comparativa por cada estructura tarifaria reportada por la Distribuidora para el cálculo de los ajustes trimestrales.**

#### **4.1.4. Operatividad actual:**

Como se observará, actualmente la hoja del libro Excel que contiene este módulo, toma información de otros módulos e incluso de ajustes anteriores, lo cual debe ser considerado en la secuencialidad que deben mantener los ajustes (Ver tema "6.5.3 SECUENCIALIDAD" de las presentes bases). En las imágenes se observarán únicamente los valores cargados para un mes de facturación, no obstante la hoja Excel en dicha imagen contiene otros 2 cuadros de carga para los otros meses del trimestre de facturación en análisis. Igualmente el sistema debe considerar la carga de datos de los 3 meses analizados.

**Hoja de Ventas:** Estos son las cantidades de usuarios energía vendida, potencia máxima y potencia contratada facturadas por la Distribuidora. Actualmente estos datos son cargados por el usuario manualmente.

Se requiere que el sistema permita tanto la carga manual de estos datos, así como la extracción (filtrado y generación de reporte) de la base de datos mensual de facturación de la Distribuidora cargada en el utilitario del Aporte Social INDE.

MAYO

				REPORTE DE VENTAS				
Mez	Año	Documentos	TARIFA	Numero de Contratos	Energía Vh	Demanda Máxima kW registrada	Demanda Contratada kW	Energía PTE - PFE
MAYO	2.013	Real	BTSS < 50	515,474	12,58,588			1.352149
MAYO	2.013	Real	BTSS 50 < 100	289,583	21,82,531			1.352149
MAYO	2.013	Real	BTSS > 100	138,277	20,137,949			1.352149
MAYO	2.013	Real	Refacturaciones TS					
MAYO	2.013	Real	BTS	20,763	14,888,626	0	0	1.220269
MAYO	2.013	Real	BTDP	503	2,863,675	6,070	9,607	1.204908
MAYO	2.013	Real	BTDFP	1,488	6,394,283	29,154	40,441	1.203280
MAYO	2.013	Real	BTH PUNTA	0	0	0	0	1.287161
MAYO	2.013	Real	BTH INTERMEDIA					1.190298
MAYO	2.013	Real	BTH VALLE					1.166708
MAYO	2.013	Real	MTDP	2	77,820	183	295	1.075689
MAYO	2.013	Real	MTDFP	125	10,556,514	25,272	3,933	1.074921
MAYO	2.013	Real	MTH PUNTA	0	0	0	0	1.148755
MAYO	2.013	Real	MTH INTERMEDIA					1.062260
MAYO	2.013	Real	MTH VALLE					1.041239
MAYO	2.013	Real	AP	177	11,625,664	0	0	1.205936
MAYO	2.013	Real	PeajeFT_BT P.Energía en Punta					0.183876
MAYO	2.013	Real	PeajeFT_BT P.Energía en Intermedia					0.170127
MAYO	2.013	Real	PeajeFT_BT P.Energía en Valle					0.166757
MAYO	2.013	Real	PeajeFT_MT P.Energía en Punta	8	424,698	6,570	0	0.045550
MAYO	2.013	Real	PeajeFT_MT P.Energía en Intermedia		1,326,711			0.042121
MAYO	2.013	Real	PeajeFT_MT P.Energía en Valle		754,183			0.041297
MAYO	2.013	Real	Recuperación Anomalías TNS					
MAYO	2.013	Real	Refacturaciones TNS					
MAYO	2.013	Real	Total TS+TNS+GUS	966,400	103,461,242	67,249	54,286	
MAYO	2.013	Real	Total TS	943,334	54,549,068	0	0	
MAYO	2.013	Real	Total TNS	23,058	46,406,582	60,679	54,286	
MAYO	2.013	Real	Total GUS	8	2,505,592	6,570	0	
<b>Energía Facturada TNS</b>			<b>48,518,035</b>					

Constantes OK / Parámetros AT / TIPO DE CAMBIO / Compras 1 / Compras 2 / Compras 3 / **Ventas 1-3** / Perdidas E & P / Saldo No Ajustado

**Hoja de Ventas:** Estas son las distintas categorías tarifarias en las cuales la distribuidora factura. Estas categorías son fijas durante todo el quinquenio que dura el pliego tarifario de la

**Hoja de Ventas:** Este es un resumen de usuarios, energía, demanda máxima y contratada, clasificada por Tarifa Social, No Social y Grandes Usuarios.

AT 22.00 (Version Original CUADROS PARA TDRS) [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel

TE DE VENTAS				Parámetros tarifarios de Generación				Parámetros tarifarios de Distribución				
Numero de Contrato	Energia LkV	Demanda Maxima kW registrada	Demanda Contratada kW	Energia	Porcentaje	Proteccion	Ajuste Trimestral	Ingreso por CP	Ingreso por VAD BT PtoMax	Ingreso por VAD MT PtoMax	Ingreso por VAD BT PtoCost	Ingreso por VAD MT PtoCost
515,424	32,583,588			1.352149	0.189007		-0.060592	15.065211	0.326838	0.209608		
289,583	21,829,531			1.352149	0.189007		-0.060592	15.065211	0.326838	0.209608		
138,277	20,137,940			1.352149	0.189007		-0.060592	15.065211	0.326838	0.209608		
20,763	14,886,626	0	0	1.220288	0.173321		-0.128000	15.065211	0.326838	0.209608		
503	2,863,675	8,070	9,667	1.204905		44.299245	-0.128000	677.860382	0.893845	0.311859	50.073626	17.470472
1,488	6,394,283	29,354	40,441	1.203280		31.365418	-0.128000	677.860382	0.632874	0.420943	33.495178	22.278619
0	0	0	0	1.287181		32.174825	-0.128000	677.860382	0.596669	0.431806	55.166757	39.923858
				1.190286			-0.128000					
				1.166708			-0.128000					
2	77,820	183	245	1.075699		36.345179	-0.128000	2264.524557		0.487774		42.304116
125	10,556,514	25,272	3,913	1.074921		32.985067	-0.128000	2264.524557		0.442680		40.929240
0	0	0	0	1.148755		32.999664	-0.128000	2264.524557		0.442875		40.947352
				1.062280			-0.128000					
				1.041238			-0.128000					
177	11,625,664	0	0	1.205936	0.154758		-0.128000		0.291834	0.187160		
				0.183976		8.334185	-0.021346		87.813810	58.407524		
				0.170127			-0.021346					
				0.166757			-0.021346					
8	424,698	6,570	0	0.045550		2.476368	-0.005285			50.307728		
	1,326,711			0.042121			-0.005285					
	754,183			0.041287			-0.005285					

Uso: AT TNS AT TS Pliego Base AS

**Hoja de Ventas:** Estos son los parámetros tarifarios resultantes del ajuste inmediato anterior en su versión original para cada categoría tarifaria. Estos parámetros son multiplicados por los valores de usuarios, energía, demanda máxima y demanda contratada de cada mes, para calcular los ingresos por generación y por distribución por ventas de la distribuidora. Actualmente estos valores se copian y pegan manualmente. **Se requiere que el sistema vincule automáticamente estos parámetros del ajuste inmediato anterior y los cargue al siguiente ajuste** (Ver tema "6.5.3 SECUENCIALIDAD" de las presentes bases). **Adicionalmente los parámetros del Ajuste Trimestral tanto de TS como de TNS, deben vincularse al Módulo de SNA y APO, para calcular el valor del Saldo No Ajustado por**

AT 22 DC (Versión Original CUADROS PARA TDRS) (Modo de Comparación) - Microsoft Excel

Archivo Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Referencia Vista

Contar Copiar Copiar Formato Portapapeles Alineación

Calibre Fuente Ajustar lista Contabilidad Formato condicional Moneda

215 =#16\*916

	Ingresos por Generación			Ingresos por Distribución		
	Ingresos por Energía	Ingresos por Potencia	Ingresos por Ajuste Trimestral	Ingresos por CP	Ingresos por VAD RT PotMax	Ingresos por VAD MT PotMax
2.017010	Q 17,012,181.63	Q 2,378,008.20	Q (762,343.58)	Q 7,724.58	Q 4,112,141.06	Q 2,637,101.50
	Q 29,516,778.51	Q 4,125,934.17	Q (1,322,694.94)	Q 4,861,629.00	Q 7,134,720.25	Q 4,571,644.33
	Q 27,229,507.60	Q 3,806,213.33	Q (1,220,198.61)	Q 2,083,172.18	Q 6,581,846.98	Q 4,211,075.21
1.802555	Q 18,168,411.64	Q 2,580,511.55	Q (1,507,744.13)	Q 312,798.98	Q 4,866,168.74	Q 3,120,775.12
	Q 3,450,456.33	Q 268,896.42	Q (366,550.40)	Q 340,963.77	Q 5,425.64	Q 1,892.96
	Q 7,694,112.85	Q 914,427.40	Q (818,468.22)	Q 1,008,656.25	Q 18,450.81	Q 12,272.17
	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
	Q 83,710.90	Q 6,651.17	Q (9,960.96)	Q 4,529.05	Q -	Q 89.26
	Q 11,847,418.59	Q 833,598.61	Q (1,351,733.79)	Q 283,065.57	Q -	Q 11,187.41
	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
	Q 14,019,806.74	Q 1,799,154.51	Q (1,488,084.99)	Q -	Q 3,392,764.03	Q 2,175,859.27
	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -
	Q 19,344.99	Q 16,269.74	Q (92.67)	Q -	Q -	Q 330,521.77
	Q 55,882.79	Q -	Q (289.50)	Q -	Q -	Q -
	Q 31,137.95	Q -	Q (164.57)	Q -	Q -	Q -
Total TS+TNS+GUS	Q 128,628,750.53	Q 16,729,675.08	Q (9,245,826.38)	Q 16,161,539.37	Q 26,111,517.51	Q 17,086,519.04
Total TS	Q 79,758,467.75	Q 10,310,155.70	Q (3,305,237.13)	Q 14,211,525.75	Q 17,828,708.29	Q 11,433,921.05
Total TNS	Q 54,763,917.04	Q 6,403,249.65	Q (5,940,042.50)	Q 1,950,013.62	Q 8,282,809.22	Q 5,322,076.22
Total GUS	Q 106,365.74	Q 16,269.74	Q (546.75)	Q -	Q -	Q 330,521.77

Constantes OK Parametros AT TIPO DE CAMBIO Compras 1 Compras 2 Compras Ventas 1-3 Perdidas E & P Saldo los Ajustes y APO AT TNS AT TS Pliego Base AS DT T

**Hoja de Ventas:** Estos son los ingresos de la Distribuidora tanto por generación como por distribución (VAD) para cada categoría tarifaria calculados con base en la multiplicación de los valores mensuales de usuarios, energía, demanda máxima y contratada por los parámetros tarifarios del ajuste anterior. Esto aplica para los tres meses

**Hoja de Ventas:** Estos son los parámetros de pérdidas reconocidas para cada categoría tarifaria calculados con base en los parámetros del Pliego Quinquenal. Se requiere que el sistema calcule y consigne de manera permanente estos parámetros en todos los ajustes calculados durante el quinquenio de vigencia del pliego de cada Distribuidora.

**Hoja de Ventas:** Estos son los valores de pérdidas de energía y potencia reconocidas para cada categoría tarifaria aprobada y sus consolidados totales. Estos valores resultan de la multiplicación de los valores mensuales de energía, demanda máxima y contratada por los parámetros de pérdidas reconocidas. **Estos valores deben vincularse al Módulo de Pérdidas de energía y Potencia (Ver operatoria en Modulo de**

	Parámetros Tarifarios de pérdidas reconocidas				Pérdidas de energía y potencia reconocidas			
	Energía en la entrada de la Red sin pérdidas	Potencia en la entrada de la Red sin pérdidas	Pérdidas de energía reconocidas	Pérdidas de potencia reconocidas	Energía en la entrada de la Red sin pérdidas	Potencia en la entrada de la Red sin pérdidas	Pérdidas de energía reconocidas	Pérdidas de potencia reconocidas
	1.000000	0.002654	0.166765	0.000630	12,581,588	33,891	2,098,173	7
	1.000000	0.002654	0.166765	0.000630	21,825,531	57,939	3,640,410	13
	1.000000	0.002654	0.166765	0.000630	20,187,949	53,445	3,358,312	12
	1.000000	0.00243	0.166765	0.000578	14,888,626	36,234	2,482,907	6,601
Q 168,887.05	1.000000	0.62203	0.166765	0.147672	2,863,675	3,776	477,562	876
Q 900,969.63	1.000000	0.4404	0.166765	0.104557	6,394,283	12,840	1,066,345	3,041
Q -	1.000000	0.4517	0.166765	0.107255	0	0	0	0
Q -	1.000000	0.166765	0.166765	0.166765	0	0	0	0
Q 10,364.51	1.000000	0.592	0.166765	0.038989	77,820	108	3,413	7
Q 160,974.70	1.000000	0.537	0.166765	0.035385	10,556,514	13,590	15,868	894
Q -	1.000000	0.53	0.166765	0.035400	0	0	0	0
Q -	1.000000	0.041289	0.166765	0.041289	0	0	0	0
Q -	1.000000	0.041289	0.166765	0.041289	0	0	0	0
Q -	1.000000	0.002173	0.166765	0.000516	11,625,664	25,263	1,938,758	5,991
Q -	0.000000	0.000000	0.166765	0.155232	0	0	0	0
Q -	0.000000	0.166765	0.166765	0.166765	0	0	0	0
Q -	0.000000	0.166765	0.166765	0.166765	0	0	0	0
Q -	0.000000	0.000000	0.041289	0.043027	0	0	17,535	283
Q -	0.000000	0.041289	0.166765	0.041289	0	0	54,779	0
Q -	0.000000	0.041289	0.166765	0.041289	0	0	81,139	0
Q 1,241,195.89					100,955,650	236,583	15,605,002	54,097
Q -					54,549,068	144,771	9,096,895	34,369
Q 1,241,195.89					46,406,582	91,811	6,404,653	19,446
Q -					-	-	103,453	283

Constantes OK Parametros AT TIPO DE CAMBIO Compras 1 Compras 2 Compras Ventas 1-3 Perdidas E & P Saldo los Ajustes y APO AT TNS AT TS Pliego Base AS DT T

**Hoja de Ventas:** Finalmente se integra un reporte consolidado del trimestre donde se suman todos los valores de energía, demanda máxima, demanda contratada, ingresos por generación, ingresos por distribución y pérdidas de energía y potencia reconocidas.

CATEG	REPORTE DE VENTAS			Ingresos por Generación			Ingresos por Distribución				Pérdidas de energía y potencia reconocidas			
	Energía kWh	Potencia Máx AMAXIAR	Potencia Máx PAMAXIAR	Ingresos por Energía	Ingresos por Potencia	Ingresos por Alerte	Ingresos por BT	Ingresos por DED BT	Ingresos por ENE BT	Ingresos por PAF BT	Ingresos por PAF BT	Energía en la entrada de la Red	Pérdidas de energía de la Red	Pérdidas de potencia de la Red
BT50 + 50	55,242,284			Q 51,463,175	Q 7,193,660	Q 12,356,145	Q 23,240,875	Q 12,839,517	Q 7,977,243			539,000,284.00	101,015	6,247,137
BT50 No + 900	85,274,215			Q 89,272,235	Q 17,477,062	Q 18,990,239	Q 111,127,151	Q 21,566,512	Q 13,881,245			565,996,286.00	176,175	11,206,120
BT50 + 900	60,996,015			Q 62,475,743	Q 11,638,673	Q 18,635,872	Q 6,296,319	Q 19,935,629	Q 12,785,709			562,996,045.00	243,985	10,473,078
Definiciones TS														
BTH	44,385,425			Q 54,141,977	Q 7,892,923	Q 18,461,317	Q 910,614	Q 14,605,807	Q 9,301,136			544,395,405.00	108,021	7,401,948
BTHP	6,436,410	18,283	29,218	Q 10,189,097	Q 307,797	Q 1,079,843	Q 1,018,992	Q 18,299	Q 1,487	Q 1,483,051	Q 510,652	58,454,432.00	11,348	1,406,904
BTHPP	18,758,554	87,878	120,248	Q 22,571,793	Q 2,790,587	Q 12,451,091	Q 3,018,801	Q 56,669	Q 91,907	Q 4,090,408	Q 2,640,740	514,738,614.00	39,815	3,126,277
BTH PUNTA												30.00	0	0
BTH INTERMEDIA												30.00	0	0
BTH VALLE												30.00	0	0
MTOP	222,240	548	728	Q 216,263	Q 19,808	Q 124,447	Q 19,817	Q -	Q 284	Q 81,220	Q 222,240.00	323	8,174	21
MTOPP	30,549,222	75,616	11,773	Q 32,592,869	Q 2,494,199	Q 18,509,548	Q 549,197	Q -	Q 23,474	Q 482,680	Q 330,543,392.00	40,661	1,261,104	2,676
MTH PUNTA												30.00	0	0
MTH INTERMEDIA												30.00	0	0
MTH VALLE												30.00	0	0
AP	31,520,267			Q 42,895,268	Q 5,467,061	Q 14,548,607	Q 10,366,091	Q 1,647,892				591,122,267.00	77,268	5,921,967
PresFT_BT P.Energía en Punta	0	0	0	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	30.00	0	0
PresFT_BT P.Energía en Intermedia	0	0	0	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	30.00	0	0
PresFT_BT P.Energía en Valle	0	0	0	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	Q -	30.00	0	0
PresFT_MT P.Energía en Punta	3,274,034	19,420	0	Q 86,035	Q 46,091	Q 127		Q 978,974			Q 30.00	0	13,608	634
PresFT_MT P.Energía en Intermedia	3,980,133	0	0	Q 167,848	Q -	Q 1881					Q 30.00	0	164,316	0
PresFT_MT P.Energía en Valle	1,261,849	0	0	Q 99,414	Q -	Q 1491					Q 30.00	0	39,418	0
Total TS-TNS-GUS	370,425,678	201,494	362,057	Q 386,287,137	Q 50,504,137	Q 127,448,790	Q 48,896,445	Q 78,886,861	Q 51,999,082	Q 5,493,459	Q 3,704,274	5302,908,902.00	714,167	46,964,722
Total TS	165,042,574	0	0	Q 223,162,153	Q 31,194,202	Q 18,000,365	Q 42,658,184	Q 13,942,185	Q 14,594,244	Q -	Q -	Q 165,042,574.00	438,017	27,523,385
Total TNS	137,864,318	182,074	362,057	Q 162,805,888	Q 19,261,845	Q 117,446,890	Q 5,838,260	Q 24,344,676	Q 16,037,862	Q 5,493,459	Q 3,704,274	5137,866,328.00	276,151	19,130,976
Total GUS	7,516,776	19,420	0	Q 219,097	Q 48,091	Q 1,640	Q -	Q -	Q 976,976	Q -	Q -	Q 50.00	0	310,360

**Hoja de Ventas:** Adicionalmente se integra un reporte mensual, donde se suman todos los valores de energía y potencia en la entrada de la Red (ventas más pérdidas de energía y potencia), tanto para TS, TNS (se incluyen las pérdidas de energía y potencia de Grandes Usuarios) de estos totales se determinan los porcentajes de Potencia y Energía por TS y TNS. Dichos porcentajes deberán vincularse al Módulo de Compras.

	Potencia en la entrada de la Red	Energía en la entrada de la Red	Factor de carga
24,157,370.55	57,110	Total TS+TNS+GUS	626,896
9,155,781	22,685	Total TS	264,125.4
12,271,730	29,125.07	Total TNS	362,770.39
2,929,859	5,299.32	Total GUS	57,867.305
			128,680,798
			186,740,535
			59,203521%
			66.74%
			70.52%

Pérdidas de energía reconocidas		Pérdidas de potencia reconocidas	
PTE "	PTP "	PTE "	PTP "
9,241,416	22,807.40		

El módulo de ingresos por ventas de energía y potencia deberá ser capaz de realizar las comparaciones entre los reportes de ventas de energía y

potencia remitidos por la Distribuidora para el cálculo de los ajustes trimestrales y las bases de datos mensuales de facturación cargadas por la Distribuidora en el utilitario del Aporte INDE, en caso de existir diferencias variaciones significativas entre los datos de cualquier estructura tarifaria, el sistema deberá ser capaz de alertar al usuario sobre dichas diferencias de forma detallada.

**Los montos de ingresos por ventas de energía y potencia deben vincularse al módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral. El valor total de energía facturada del trimestre tanto de TS como de TNS deben vincularse al Módulo de SNA y APO.**

## **4.2. Módulo de Cálculo de Pérdidas**

### **4.2.1. Objetivos:**

- Determinar el Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas y del Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas.
- Determinar mensual y trimestralmente los valores de pérdidas reales, reconocidas y no reconocidas de la Distribuidora y sus respectivos porcentajes.

**4.2.2. Información base:** La información para este módulo se obtiene de las siguientes fuentes.

- Módulo de Costos por Compras, de donde se deberán importar los costos asignados mensuales de compras de energía y potencia para Tarifa Social y No Social.
- Módulo de Ingresos por Ventas, de donde se deberán importar los siguientes datos:
  - Valores mensuales de energía y potencia a la entrada de la red de Distribución para Tarifa Social y No Social
  - Valores mensuales de pérdidas reconocidas de energía y potencia para Tarifa Social y No Social.
- Informe mensual de Transacciones Económicas del AMM o bien del software GENCOS de la Gerencia de Planificación y Vigilancia de Mercados Eléctricos, de donde se deberán importar las cantidades totales de energía demandada por la Distribuidora incluyendo Tarifa Social como la tarifa No social.

- Medición Horaria mensual de las Distribuidoras reportada por el AMM, de donde se deberán tomar los valores de Demanda Máxima de la Distribuidora incluyendo Tarifa Social y No Social, estos datos deberán ser tomados del servidor de CNEE en donde se almacenan este tipo de información.

**4.2.3. Resultados esperados:** Este módulo deberá generar como mínimo los siguientes resultados:

- Monto en Quetzales del Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas y del Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, tanto para Tarifa Social como para No Social de la Distribuidora.
- Las pérdidas reales de energía y potencia de la Distribuidora, en cantidades y porcentajes, tanto para el total de la Distribuidora como separados para Tarifa Social y No Social
- Los porcentajes y montos en Quetzales de pérdidas reconocidas y no reconocidas a la Distribuidora, tanto para el total de la Distribuidora como separados para Tarifa Social y No Social.
- Registro detallado del histórico de todas las cantidades, porcentajes y montos anteriormente indicados.

**Observación Importante: Este módulo debe permitir la actualización de los valores de energía y potencia máxima de la Distribuidora de una base de datos que se alimentará con el reporte mensual de medición del AMM para luego extraer de dicho reporte, los valores de energía y potencia anteriormente indicados y cargar estos datos al Módulo.**

**4.2.4. Operatividad actual:**

En este módulo la carga de datos de forma manual es mínima. Por otra parte en el mismo, se realiza una amplia serie de cálculos aritméticos y se vinculan datos de los módulos de Ingresos por Ventas y Costos de Compras. Acá se calculan los valores y penalizaciones por pérdidas de Energía y Potencia para Tarifa Social y No Social, como se ha indicado anteriormente:

AT 22 DC (Version Original) CUADROS PARA TDR'Stds [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel

**Hoja de Pérdidas E&P:** Estos valores corresponden al total de la energía en la entrada de la red de la Distribuidora, reportada en los archivos de medición mensual del AMM, multiplicados por los porcentajes de ventas de energía del **Módulo de Ingresos**. Actualmente estos son datos de carga manual. Se requiere que el sistema permita tanto la carga manual, así como también extraiga de dichas mediciones y cargue automáticamente estos valores para al cálculo del Ajuste.

**Hoja de Pérdidas E&P:** Total de energía a la entrada de la red de la Distribuidora tanto para TS como para TNS.

**Hoja de Pérdidas E&P:** El sistema debe vincular los totales de energía facturada para TS y TNS sin pérdidas e integrarlos por mes y su total

**Hoja de Pérdidas E&P:** El sistema debe calcular automáticamente por diferencia entre la energía en la entrada de la red y la energía vendida, las **pérdidas reales totales de energía (para cada mes y total del trimestre) en cantidades y porcentaje.**

**Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas**

DATOS MEDICIONES AMM				
	Energía en la entrada de la red TNS + TS	Energía en la entrada de la red TNS	Energía en la entrada de la red TS	VERSION DE LAS MEDICIONES AMM
ABRIL	121,569,544	58,312,417	63,257,127	VERSION B
MAYO	125,274,925	59,171,299	66,103,626	VERSION A
JUNIO	119,873,237	55,278,586	64,594,651	EST
<b>CED<sub>n</sub></b>	<b>866,717,706.35</b>	<b>172,762,302</b>	<b>193,955,404</b>	

Ventas de Energía TS+TNS:	
	Ventas de energía totales TS+TNS
MAYO	100,955,650
JUNIO	100,997,602
JULIO	100,955,650
<b>Wh</b>	<b>302,908,902</b>

Pérdidas Totales de Energía TS+TNS:		
	Pérdidas totales TS+TNS	% pérdidas por mes
ABRIL	20,613,894	16.96%
MAYO	24,277,323	19.20%
JUNIO	18,917,587	15.78%
<b>Pérdidas de Energía</b>	<b>63,808,804.35</b>	<b>17.40%</b>
<b>PRE<sub>n</sub></b>	<b>17.40%</b>	

Determinadas las pérdidas totales de Energía y Potencia, procede el cálculo de pérdidas no reconocidas sobre las cuales se calcula la penalización a la que se denomina Ajuste por Pérdidas No Reconocidas ya sea de energía o potencia:

AT 22 DC (Version Original CUADROS PARA TDR 5).xls [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Calibre 14 A A A Ajustar texto

Pegar Fuente Alineación

Advertencia de seguridad Se ha deshabilitado la actualización automática de los vínculos

E164

Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas

Pérdidas Reales de Energía de TNS+TS en el Bimestre

**Hoja de Pérdidas E&P: Demanda máxima de la Distribuidora.**

**Hoja de Pérdidas E&P: Estos valores corresponden al total de la demanda máxima de la Distribuidora, reportada en los archivos de medición mensual del AMM multiplicados por los porcentajes de ventas del Módulo de Ingresos por Ventas. Actualmente estos son datos de carga manual. Se requiere que el sistema extraiga de dichas mediciones y cargue automáticamente estos valores para al cálculo del Ajuste.**

	Potencia en la entrada de la red TNS+TS	Potencia en la entrada de la red TNS	Potencia en la entrada de la red TS	VERSION DE LAS MEDICIONES AMM
ABRIL	305,537.91	117,903	187,635	VERSION B
MAYO	303,929.87	114,176	189,754	VERSION A
JUNIO	303,929.87	114,176	189,754	IGUAL AL MES ANTERIOR
CPD <sub>n</sub>	913,397.64	346,255	567,143	

Ventas de Potencia TS+TNS

	Ventas de energía totales TS+TNS
MAYO	236,582.63
JUNIO	241,002.15
JULIO	236,582.63
	714,167.41

**Hoja de Pérdidas E&P: El sistema debe vincular los totales de potencia facturada para TS y TNS sin pérdidas e integrarlos por mes y su total trimestral.**

Pérdidas Totales de Energía TS+TNS:

	Pérdidas Totales TS+TNS	% pérdidas Totales
ABRIL	68,955	22.57%
MAYO	62,928	20.70%
JUNIO	67,347	22.16%
Pérdidas de potencia	199,230	21.91%
PRP <sub>n</sub>		21.81%

**Hoja de Pérdidas E&P: El sistema debe calcular automáticamente por diferencia entre la demanda máxima y la potencia facturada, las pérdidas reales totales de potencia (para cada mes y total del trimestre) en cantidades y porcentaje.**

Constantes OK Parámetros AT TIPO DE CAMBIO Compras 1 Compras 2 Compras 3

**Hoja de Pérdidas E&P:** El sistema debe vincular el monto total en Q mensual del módulo de compras del reporte integrado de costos de compras cada mes del trimestre en análisis.

**Hoja de Pérdidas E&P:** A la sumatoria de costos de compras del trimestre (para Tarifa Social en este caso) se aplica el porcentaje de Pérdidas Reales totales de energía para determinar el monto en Q de pérdidas reales específicas de

**Hoja de Pérdidas E&P:** Luego se calculan las pérdidas reconocidas:

1. Se calcula el precio medio de compra dividiendo el costo total de compras mensual de Tarifa Social, entre la energía en la entrada de la red de Tarifa Social.
2. Del módulo de Ingresos por Ventas se vinculan las pérdidas de energía reconocidas para cada mes.
3. El precio medio de compra mensual se multiplica por el valor de pérdidas de energía reconocidas de cada mes y se obtiene el monto mensual en Q de pérdidas de energía reconocida. Finalmente estos montos se suman y se tiene el total de pérdidas de energía reconocidas del trimestre para Tarifa Social.

**Hoja de Pérdidas E&P:** Finalmente se comparan ambos montos: El total de pérdidas reales de Tarifa Social vs. el total de pérdidas reconocidas de Tarifa Social. Si las pérdidas reales superan a las pérdidas reconocidas, la penalización será igual a diferencia entre ambos montos. Caso contrario no se calcula ninguna penalización.

**Tarifa Social**

44. Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía Reconocidas

$APENR_n = MPRE_n - MPAE_n$

Monto de Pérdidas Reales de Energía en las categorías tarifarias de los Usuarios

$MPRE_n^{TS} = CCER_n^{TS} - PRE_n^{TS}$

Costo de Compras de Energía TS	
ABRIL	Q 68,633,067.34
MAYO	Q 65,000,162.98
JUNIO	Q 54,274,032.48
<b>CCER<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	<b>Q 187,907,262.79</b>
<b>PRE<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	<b>17.40%</b>
<b>MPRE<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	<b>Q 32,695,824.50</b>

Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía en las categorías tarifarias de los Usuarios no			
	Pérdidas de Energía Reconocidas TS en Q	Pérdidas de Energía Reconocidas TS	Precio medio de compra de Energía TS
ABRIL	Q 9,869,999.78	9,096,895.28	1.084986
MAYO	Q 9,173,856.39	9,329,594.67	0.983307
JUNIO	Q 7,643,437.65	9,096,895.28	0.840225
<b>MPAE<sub>n</sub><sup>TS</sup></b>	<b>Q 26,687,293.83</b>	<b>27,523,885.22</b>	<b>14.191%</b>

MPRE <sub>n</sub> <sup>TS</sup>	Condicion	MPAE <sub>n</sub> <sup>TS</sup>
\$32,695,824.50	>	\$26,687,293.83

APENR <sub>n</sub> <sup>TS</sup>	Q	
	6,008,530.67	

Este ejemplo corresponde a Tarifa Social, sin embargo, el procedimiento para Tarifa No Social es el mismo, a excepción de que se utilizan los costos de compras, energía en la entrada de la red y pérdidas de energía reconocidas de Tarifa No Social. Toda la operatoria aritmética y criterios de cálculo son iguales como los de este ejemplo de Tarifa Social.

**Hoja de Pérdidas E&P:** El sistema debe vincular acá el monto total en Q de compras de potencia del reporte integrado de costos de compras cada mes del trimestre en análisis.

**Hoja de Pérdidas E&P:** A la sumatoria de costos de compras del trimestre para Tarifa Social en este caso) se aplica el porcentaje de Pérdidas Reales totales de potencia para determinar el monto en Q de pérdidas reales específicas de

**Hoja de Pérdidas E&P:** Luego se calculan las pérdidas reconocidas:

1. Se calcula el precio medio de compra dividiendo el costo total de compras mensual de Tarifa Social, entre la demanda máxima coincidente de Tarifa Social.
2. Del módulo de Ingresos por Ventas se vinculan las pérdidas de potencia reconocidas para cada mes.
3. El precio medio de compra mensual se multiplica por el valor de pérdidas de potencia reconocidas de cada mes y se obtiene el monto mensual en Q de pérdidas de potencia reconocida. Finalmente estos montos se suman y se tiene el total de pérdidas de potencia

**Hoja de Pérdidas E&P:** Finalmente se comparan ambos montos: El total de pérdidas reales de Tarifa Social vrs. el total de pérdidas reconocidas de Tarifa Social. Si las pérdidas reales superan a las pérdidas reconocidas, la penalización será igual a diferencia entre ambos montos. Caso contrario no se calcula ninguna penalización.

**Tarifa Social**

Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia Reconocidas:

Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a las categorías tarifaria

	Costo de Compras de Potencia TNS
ABRIL	Q 23,692,260.91
MAYO	Q 24,836,263.47
JUNIO	Q 24,698,764.15
<b>CCPR<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	<b>Q 73,227,288.53</b>
<b>PRP<sub>n</sub></b>	<b>21.81%</b>
<b>MPRP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	<b>Q 15,972,331.28</b>

Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia en las categorías tarifarias de los Usuarios no

$$MPAP^{TNS} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{M_{i,t}} (P_{i,t} \cdot P_{i,t} \cdot P_{i,t}) + \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{M_{i,t}} (D_{i,t} \cdot P_{i,t} \cdot P_{i,t})$$

	Pérdidas de Energía Reconocidas TNS en Q	Pérdidas de Potencia Reconocidas	Precio medio de compra de Potencia
ABRIL	Q 4,339,692.50	34,369	126.2675
MAYO	Q 4,613,525.29	35,248	130.8869
JUNIO	Q 4,473,549.94	34,369	130.1623
<b>MPAP<sup>TNS</sup><sub>n</sub></b>	<b>Q 13,426,767.72</b>	<b>103,986.24</b>	<b>18.3951%</b>

Si:  $MPRP^{TNS} - MPAP^{TNS} \leq 0 \rightarrow APPNR^{TNS} = 0$   
 Si:  $MPRP^{TNS} - MPAP^{TNS} > 0 \rightarrow APPNR^{TNS} = MRP^{TNS} - MPAP^{TNS}$

Q	15,972,331.28	>	Q	13,426,767.72
<b>APPNR<sub>m</sub></b>	<b>Q</b>	<b>2,545,563.56</b>		

Este ejemplo corresponde a Tarifa Social, sin embargo el procedimiento para Tarifa No Social, es el mismo, a excepción de que se utilizan los costos de compras, y pérdidas de potencia reconocidas de Tarifa No Social. **Toda la operatoria aritmética y criterios de cálculo son iguales que los de este ejemplo de Tarifa Social.**

Microsoft Excel - AT 22 DC (Version Original CUADROS PARA TDR'S) - [Modo de compatibilidad]

Advertencia de seguridad: Se ha deshabilitado la actualización automática de los vínculos.

Monto Total de Pérdidas No Reconocidas			
Ajuste por Pérdidas de E&P TS			
APENR m	Q	6,008,530.67	
APPNR m	Q	2,545,563.56	
<b>Total</b>	<b>Q</b>	<b>8,554,094.23</b>	
Ajuste por Pérdidas de E&P TNS			
APENR m	Q	7,463,643.54	
APPNR m	Q	3,027,108.83	
<b>Total</b>	<b>Q</b>	<b>10,490,752.37</b>	
<b>Monto Total de Pérdidas Reconocidas Q 19,044,846.60 en el Trimestre</b>			

**Hoja de Pérdidas E&P:** Determinadas las penalizaciones se integra un cuadro resumen que muestra el detalle de las mismas y la totalización del monto de penalización.

Microsoft Excel - AT 22 DC (Version Original CUADROS PARA TDR'S) - [Modo de compatibilidad]

Advertencia de seguridad: Se ha deshabilitado la actualización automática de los vínculos.

Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía Reconocidas			
$APENR^{TS}_n = MPRE^{TS}_n - MPAE^{TS}_n$			
Concepto	Siglas	Monto	Pérdidas %
Monto de Pérdidas Reales de Energía, relacionado a los Usuarios afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	MPRE <sup>TS</sup> <sub>n</sub>	Q 32,895,824.50	17.40%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía, relacionado a los Usuarios afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	MPAE <sup>TS</sup> <sub>n</sub>	Q 26,687,293.83	14.19%
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas, relacionado a los Usuarios afectos a la Tarifa Social, en el	APENR <sup>TS</sup> <sub>n</sub>	Q 6,008,530.67	3.21%
Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia Reconocidas			
$APPNR^{TS}_n = MPRP^{TS}_n - MPAP^{TS}_n$			
Concepto	Siglas	Monto	Pérdidas %
Monto de Pérdidas Reales de Potencia, relacionado a los Usuarios afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	MPRP <sup>TS</sup> <sub>n</sub>	Q 15,972,331.28	21.81%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Potencia, relacionado a los Usuarios afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	MPAP <sup>TS</sup> <sub>n</sub>	Q 13,426,767.72	18.34%
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios afectos a la Tarifa Social, en el	APPNR <sup>TS</sup> <sub>n</sub>	Q 2,545,563.56	3.48%

**Hoja de Pérdidas E&P:** Igualmente se requiere integrar un cuadro resumen con montos y porcentajes de las pérdidas reales, reconocidas y no reconocidas tanto de Tarifa Social como de Tarifa No Social.

**Observación importante:** Una vez determinados los montos de penalización, estos deben vincularse directamente al módulo de Cálculo de Ajuste Trimestral.

#### 4.3. Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos

##### 4.3.1. Objetivos:

- Determinar el monto en Quetzales del Saldo No Ajustado por:
  - Diferencia entre el Monto a Recuperar por AT proyectado y el Monto Recuperado real.
  - Cargos o ingresos no incluidos en ajustes anteriores en cumplimiento a lo dispuesto en el Art. 87 del RLGE.
- Determinar el monto en Quetzales del Ajuste por Otros de acuerdo a lo estipulado en los Pliegos Tarifarios Quinquenales de las Distribuidoras, aprobados por CNEE.
- Calcular el monto a trasladar al Ajuste Tarifario, producto de la devolución y creación de saldos cuyo plazo de recuperación se ampliará (fondos), en cumplimiento a lo estipulado en el Art. 87 del RLGE.

##### 4.3.2. Información base: La información para este módulo se obtiene de las siguientes fuentes.

- Monto a recuperar calculado para la Versión Original del ajuste trimestral inmediato anterior, de la Tarifa Social como de la Tarifa No Social.
- Monto a recuperar calculado para la Versión Revisada del ajuste trimestral inmediato anterior, de la Tarifa Social como para la Tarifa No Social.
- Diferencia entre el Monto a Recuperar por AT proyectado en el ajuste anterior y el Monto Recuperado real en el trimestre de aplicación de dicho ajuste.
- Documentación de soporte presentada por la Distribuidora por pagos efectuados por cargos o ingresos relacionados con la actividad regulatoria (Cuotas al AMM, Cuotas al Ente Operador Regional, montos de penalizaciones por

incumplimiento de contratos por parte de generadores, Cuotas a la CRIE, etc.).

- Documentación de soporte de la gestión (notas de propuesta y aceptación) de aquellos saldos cuyo plazo de recuperación es ampliado de acuerdo a lo estipulado en el Art. 87 del RLGE, tanto para Tarifa Social como para No Social.
- Monto total de los saldos cuyo plazo de recuperación se amplió en el ajuste anterior de acuerdo a lo estipulado en el Art. 87 del RLGE, tanto para Tarifa Social como para No Social.

**4.3.3. Resultados esperados:** Este módulo deberá generar como mínimo los siguientes resultados:

- Monto en Quetzales del Saldo No Ajustado Total (SNA por cargos o ingresos no incluidos en ajustes anteriores y por diferencia entre el Monto a Recuperar por AT proyectado y el Monto Recuperado Real)
- Monto en Quetzales del Ajuste por Otros cargos acuerdo a lo estipulado en los Pliegos Tarifarios Quinquenales de las Distribuidoras, aprobados por CNEE, tanto para Tarifa Social como para No Social.
- Monto en Quetzales del valor a trasladar al Ajuste Trimestral en concepto de saldos cuyo plazo de recuperación se ha ampliado en cumplimiento a lo estipulado en el Art. 87 del RLGE.
- Registro detallado del histórico de todos los resultados anteriormente indicados.

**4.3.4. Operatividad actual:**

En este módulo combina la carga de datos de forma manual con la vinculación a datos de ajustes anteriores (Ver tema "6.5.3 SECUENCIALIDAD" de las presentes bases).

AT 22 DC (Version Original CUADROS PARA TDR'S).xls (Modo de compatibilidad) - Microsoft Excel

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Moneda Ajustar texto Formato condicional Dar formato como tabla Estilos de celdas Insertar Eliminar Formato Ordenar Buscar y filtrar seleccionar Modificar

Hoja de Saldo No Ajustado y APO: En la imagen se observa el cuadro típico de carga de datos para el cálculo del Ajuste por Otros (APO).

Ajuste por Pago de Otros APO

$$APO = \sum COR$$

Detalle del APO para la Tarifa Social

Mes	Año	Documento	Institución/Agente	Concepto/Descripción	Tipo Cambio Factura (Q/US\$)	Importe Facturado US\$ con IVA	Importe Facturado Q con IVA	Importe Facturado Q sin IVA
ABRIL	2014	FE1400000000492	AMM	Cuota por Administración y Operación del MM			Q 267,315.82	Q 238,674.66
MAYO	2014	FE1400000000615	AMM	Cuota por Administración y Operación del MM			Q 265,673.46	Q 237,208.45
JUNIO	2014	EST	AMM	Cuota por Administración y Operación del MM			Q 286,494.54	Q 237,941.55
ABRIL	2014	4946	EOR	Cuota Ente Operador Regional	7.7510	\$7,341.28		Q 56,902.26
MAYO	2014	EST	EOR	Cuota Ente Operador Regional	7.9037	\$7,341.28		Q 57,288.85
JUNIO	2014	EST	EOR	Cuota Ente Operador Regional	7.7786	\$7,341.28		Q 57,104.95
ABRIL	2014	4305	CRIE	Cuota CRIE	7.7510	\$3,509.38		Q 27,201.20
MAYO	2014	EST	CRIE	Cuota CRIE	7.9037	\$3,509.38		Q 27,386.01
JUNIO	2014	EST	CRIE	Cuota CRIE	7.7786	\$3,509.38		Q 27,298.10
TOTAL					7.78	\$32,551.98	Q 799,483.62	Q 967,006.04

Constantes OK Parámetros AT TIPO DE CAMBIO Compras 1 Compras 2 Compras 3 Ventas Pérdidas E & I Saldo No Ajustado y APO AT INS AT 15 PH 85%

<p><b>Hoja de Saldo No Ajustado y APO:</b> Identificación de los cargos: Mes y año, número documento de soporte, así como la entidad y concepto que originan el cargo.</p>	<p><b>Hoja de Saldo No Ajustado y APO:</b> Tipo de cambio cuando el cargo es en US\$. Se requiere vincular a la base de datos de tipo de cambio en el Módulo de Parámetros.</p>	<p><b>Hoja de Saldo No Ajustado y APO:</b> Tipo de cambio cuando el cargo es en US\$. Se requiere vincular a la base de datos de tipo de cambio en el Módulo de Parámetros.</p>	<p><b>Hoja de Saldo No Ajustado y APO:</b> Importe en Q con IVA cuando el cargo es realizado en Q.</p>	<p><b>Hoja de Saldo No Ajustado y APO:</b> Importe en Q sin IVA (se descuenta). Igualmente si el cargo fue en US\$ se convierte a Q y se descuenta el IVA.</p>
--	---	---	--	--

No obstante, en el ejemplo se han consignado los cargos que regularmente se cargan al APO, en este cuadro pueden consignarse todos aquellos cargos eventuales que, no siendo directamente costos de compras, tienen un origen

relacionado con la regulación del mercado (penalizaciones, multas, costos de procesos de arbitraje que la CNEE resuelva se pueden incluir, resoluciones del Ministerio de Energía y Minas etc.).

Derivado de la vigencia de la resolución CNEE-77-2017, actualmente los cargos que se incluyen en el apartado del APO se integran en un solo monto y se realiza la asignación correspondiente para Tarifa Social y Tarifa No Social. La asignación del monto total de APO se realiza tomando el promedio de los porcentajes de los tres meses de ventas de energía de Tarifa Social y Tarifa No Social.

Hoja de Saldo No Ajustado y APO: En la imagen se observa el **cuadro de carga de Saldos cuyo plazo de recuperación se amplía**, en cumplimiento al Art. 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. En este cuadro se consignan tanto los saldos cuyo plazo se amplió en el ajuste anterior, así como aquellos que en el presente ajuste se están ampliando. Ello implica que el dato de los saldos del ajuste anterior deben vincularse al presente ajuste (Ver tema "6.5.3 SECUENCIALIDAD" de las presentes bases)

Ampliación al plazo de Recuperación de los Saldos (Art. 87 RLGE) Tarifa Social				
Concepto	Montos	Saldos cuyo plazo se ampliará	Saldos cuyo plazo se amplió	
Monto cuyo plazo de recuperación se ampliará en un trimestre (Perteneiente a la Distribuidora) Art. 87 RLGE		Q -		
Monto cuyo plazo de recuperación se amplió en un trimestre (Perteneiente a la Distribuidora) Art. 87 RLGE	Q -			
Intereses asociados al monto cuyo plazo de recuperación se amplió en un trimestre	Q -		Q -	
Monto cuyo plazo de recuperación se ampliará en un trimestre (Perteneiente a los Usuarios) Art. 87 RLGE	Q 12,650,000.00	Q 12,650,000.00		
Monto cuyo plazo de recuperación se amplió en un trimestre (Perteneiente a los Usuarios) Art. 87 RLGE	Q (1,400,000.00)			Nuevo saldo.
Intereses asociados al monto cuyo plazo de recuperación se amplió en un trimestre	Q (24,500.00)			Saldo anterior. (Ajuste anterior).
<b>Total</b>	<b>Q 11,225,500.00</b>	<b>Q 12,650,000.00</b>	<b>Q (1,424,500.00)</b>	Intereses del saldo anterior.

Los saldos pueden ser a favor de la Distribuidora

... O a favor del usuario

Hoja de Saldo No Ajustado y APO: En la imagen se observa el **cuadro de carga de datos para el cálculo del SNA por cargos no incluidos en ajustes anteriores**, en cumplimiento al Art. 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

Concepto	Montos	MRn-1: Cálculo versión Original	MRn-1: Cálculo Versión Revisada	SNA por Montos no incluidos en el Ajuste Anterior
<b>SNA Art. 87 para la Tarifa Social</b>				
Concepto	Montos			
SNA por Art. 87 del RLGE TS	Q(21,066,873.70)			
<b>Ajustes por Estimaciones en el Trimestre Anterior</b>				
Concepto	Siglas	MRn-1: Cálculo versión Original	MRn-1: Cálculo Versión Revisada	SNA por Montos no incluidos en el Ajuste Anterior
AJUSTE POR PAGO DE POTENCIA (APP)	APP <sub>n-1</sub>	Q 41,521,321.68	Q 41,527,592.23	36,270.55
AJUSTE POR PAGO DE ENERGÍA (APE)	APEn-1	Q (34,289,893.00)	Q (56,080,202.39)	(21,791,309.39)
AJUSTE POR OTROS (APO)	APO <sub>n-1</sub>	Q (1,205,559.12)	Q (1,395,873.17)	(190,283.05)
SALDO NO AJUSTADO	SNA <sub>n-1</sub>	Q (204,575.02)	Q (285,697.52)	(81,111.41)
Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía Reconocidas	APENR <sub>n-1</sub>	Q (10,219,378.93)	Q (9,270,835.63)	948,542.28
Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia Reconocidas	APPNR <sub>n-1</sub>	Q (5,424,975.74)	Q (5,423,959.49)	1,017.33
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	MR <sub>n-1</sub>	Q (9,822,092.17)	Q (9,878,988.87)	Q (21,066,873.70)

Hoja de Saldo No Ajustado y APO: Se debe calcular la diferencia entre ambos Montos a Recuperar y dicha diferencia es el SNA por cargos no incluidos en ajustes anteriores.

Hoja de Saldo No Ajustado y APO: Monto a Recuperar establecido en el Ajuste Anterior VERSIÓN ORIGINAL. **Se requiere vinculación con el Ajuste Anterior en su Versión Original.**

Hoja de Saldo No Ajustado y APO: Monto a Recuperar establecido en el Ajuste Anterior VERSIÓN REVISADA. **Se requiere vinculación con el Ajuste Anterior en su Versión Revisada.**

Este cálculo puede requerirse no solo para el ajuste inmediato anterior sino ajustes previos que sea necesario revisar y los resultados deben vincularse al presente ajuste manteniendo la secuencia de los ajustes.

En la imagen se observan los cuadros de cálculo del Saldo No Ajustado por Recuperación de AT. Este cálculo se encuentra actualmente en la hoja de AT (tanto para Tarifa Social como Tarifa No Social), pero se considera necesario que dicho cálculo esté integrado al MÓDULO DEL SNA Y APO. Por otra parte, para este cálculo es necesario vincular el Monto a Recuperar así como el valor unitario del Ajuste Trimestral (Q/kWh) del Ajuste inmediato anterior VERSIÓN ORIGINAL (Ver tema "6.5.3 SECUENCIALIDAD" de las presentes bases).

**Saldo No Ajustado**  

$$SNA_n = APP_{n-1} + APE_{n-1} + APO_{n-1} + SNA_{n-1} - APENR_{n-1} - APPNR_{n-1} - AT_{n-1} * EF_{n-1}$$

**Monto a Recuperar del Trimestre Anterior**

Concepto	Siglas	Monto
APE (Quetzales)	APE <sub>n-1</sub>	Q 41,521,321.68
APP (Quetzales)	APP <sub>n-1</sub>	Q (34,288,893.00)
APOCR (Quetzales)	APO <sub>n-1</sub>	Q (1,205,590.12)
SNA (Quetzales)	SNA <sub>n-1</sub>	Q (204,576.09)
APPER (Quetzales)	APENR <sup>TS</sup> <sub>n-1</sub>	Q (10,219,378.90)
APPPR (Quetzales)	APPNR <sup>TS</sup> <sub>n-1</sub>	Q (5,424,975.74)
<b>Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior</b>	<b>MR<sub>n-1</sub></b>	<b>Q (9,822,092.17)</b>

**Monto Recuperado por AT del Trimestre Anterior**

Concepto	Siglas	Monto
Energía Facturada en el Trimestre Anterior	$\sum EF_{n-1}$	165,042,574
Ajuste Trimestral Aplicado en el Trimestre Anterior	AT <sub>n-1</sub>	(0.060592)
<b>Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior</b>		<b>Q (10,000,259.64)</b>

**Co Sal**

Concepto	Siglas	Monto
		Q 178,167.48

La diferencia entre el Monto a Recuperar del Ajuste Anterior y el Monto Realmente Recuperado constituye el SNA por Recuperación de AT.

Monto a recuperar del ajuste anterior VERSIÓN

Cálculo del Monto realmente recuperado por AT:

1. Energía facturada de TS durante el trimestre (dato vinculado del Módulo de Ingresos por Ventas del presente AT)
2. Valor unitario del Ajuste Trimestral anterior Q/kWh (dato vinculado del Ajuste Anterior VERSIÓN ORIGINAL).
3. Se multiplican ambos valores y se obtiene el Monto realmente recuperado.

Al final la sumatoria del SNA por cargos no incluidos en ajustes anteriores y el SNA por Recuperación de AT, constituyen el valor final del Saldo No Ajustado del trimestre en análisis.

**Monto total del SNA del trimestre**

Concepto	Siglas	Monto
Saldo No Ajustado en el Trimestre n (Recuperación de AT)	SNA <sub>n</sub>	Q 178,167.48
Art. 87 RLGE "...Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determina que se incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales..."	SNA Art. 87 RLGE (Cargos no incluidos en ajustes anteriores)	Q (21,056,873.70)
<b>Saldo No Ajustado en el Trimestre n</b>	<b>SNA<sub>n</sub></b>	<b>Q (20,878,706.22)</b>

## Informe de Auditoría correspondiente para dar soporte al traslado del SNA del Ajuste Anterior.

### 4.4. Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral

#### 4.4.1. Objetivos:

- Determinar (para Tarifa Social y No Social), el valor total del Monto a Recuperar.
- Determinar (para Tarifa Social y No Social), el valor unitario (Q/kWh) del Ajuste Trimestral a aplicar a la tarifa a aprobar.

#### 4.4.2. Información base: La información para este módulo se obtiene integrando los resultados obtenidos de las siguientes fuentes.

- Módulo de Ingresos por Ventas
- Módulo de Costos por Compras
- Módulo de Cálculo de Pérdidas
- Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos
- Adicionalmente debe contarse con la Proyección de Ventas de Energía para el Próximo Trimestre reportada por la Distribuidora.

#### 4.4.3. Resultados esperados: Este módulo deberá generar como mínimo los siguientes resultados tanto para Tarifa Social como para No Social:

- Valor mensual y trimestral del Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre (APP).
- Valor mensual y trimestral del Ajuste por Pago de Energía en el trimestre (APE)
- Integración de los montos totales y parciales de:
  - Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre (APO)
  - Saldo No Ajustado en trimestre (SNA)
  - Ajuste trimestral por Pérdidas de Energía No reconocidas
  - Ajuste trimestral por Pérdidas de Potencia No Reconocidas

- Sumatoria de todos los valores anteriormente listados para la consolidación del Monto a Recuperar en el trimestre.
- Determinación del Ajuste Trimestral a aplicar mediante el cociente del Monto a Recuperar entre la Proyección de Ventas de Energía para el Próximo Trimestre (**Módulo de Ingresos por Ventas**).

#### 4.4.4. Operatividad actual:

En este módulo se integran los resultados finales de los módulos de Ingresos por Ventas, Costos de Compras, Cálculo de Pérdidas, Saldo No Ajustado y APO.

**Hoja AT TS (Tarifa Social):** En la imagen se observan los cuadros de cálculo de los valores APE (Ajuste por Energía) y APP (Ajuste por Potencia). Estos cálculos son requeridos por la fórmula establecida en los pliegos quinquenales para determinar el valor del Ajuste Trimestral. Para estos cálculos se requiere la vinculación del monto en Quetzales de los costos de compras de potencia y energía tomados del Módulo de Costos de Compras. Igualmente se requiere la vinculación de los Ingresos por Ventas de Potencia y Energía tomados del Módulo de Ingresos por Ventas.

Monto mensual y totalizado de Costos de Compra e Ingresos por Ventas de Potencia

Ajuste por Pago de Potencia APP

$$APP_n = CCPR_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTP_{i+1} \cdot PPF_{i+1})$$

Periodo	Costos Compras Potencia		Ingresos por Potencia		APP	
	Quetzales	Quetzales	Quetzales	Quetzales	Quetzales	Quetzales
ABRIL	Q 23,692,260.91	Q 10,310,155.70	Q 10,310,155.70	Q 10,310,155.70	Q 13,382,105.21	Q 13,382,105.21
MAYO	Q 24,836,263.47	Q 10,573,890.39	Q 10,573,890.39	Q 10,573,890.39	Q 14,262,373.08	Q 14,262,373.08
JUNIO	Q 24,698,764.15	Q 10,310,155.70	Q 10,310,155.70	Q 10,310,155.70	Q 14,388,608.45	Q 14,388,608.45
<b>Total</b>	<b>Q 73,227,288.53</b>	<b>Q 31,194,201.78</b>	<b>Q 31,194,201.78</b>	<b>Q 31,194,201.78</b>	<b>Q 42,033,086.74</b>	<b>Q 42,033,086.74</b>

La diferencia entre los Costos de Compra y los Ingresos por Ventas, constituye el Ajuste por Potencia (APP) que se vinculará al cuadro de cálculo del Ajuste Trimestral.

Ajuste por Pago de Energía APE

$$APE_n = CCER_n - \sum_{i=1}^3 (EF_{i+1} \cdot PTE_{i+1} \cdot PFE_{i+1})$$

Periodo	Costos Compras Energía		Ingresos por Energía		APE	
	Quetzales	Quetzales	Quetzales	Quetzales	Quetzales	Quetzales
ABRIL	Q 68,633,067.34	Q 73,758,467.75	Q 73,758,467.75	Q 73,758,467.75	Q (5,125,400.41)	Q (5,125,400.41)
MAYO	Q 65,000,162.98	Q 75,645,215.90	Q 75,645,215.90	Q 75,645,215.90	Q (10,645,052.92)	Q (10,645,052.92)
JUNIO	Q 54,274,032.48	Q 73,758,467.75	Q 73,758,467.75	Q 73,758,467.75	Q (19,484,435.27)	Q (19,484,435.27)
<b>Total</b>	<b>Q 187,907,262.79</b>	<b>Q 223,162,151.39</b>	<b>Q 223,162,151.39</b>	<b>Q 223,162,151.39</b>	<b>Q (35,254,888.60)</b>	<b>Q (35,254,888.60)</b>

La diferencia entre los Costos de Compra y los Ingresos por Ventas, constituye el Ajuste por Energía (APE) que se vinculará al cuadro de cálculo del Ajuste Trimestral.

Monto mensual y totalizado de Costos de Compra e Ingresos por Ventas de Energía

Para el cálculo del Ajuste Trimestral es necesario contar con la Proyección de Ventas de Energía para el Próximo Trimestre reportada por la Distribuidora tanto para Tarifa Social como para Tarifa No Social. Actualmente esta información se carga manualmente en la Hoja de Parámetros, pero se requiere que sea incluida en el Módulo del Cálculo del Ajuste Trimestral, utilizando algún método estadístico de proyección.

PROYECCIÓN DE VENTAS PRÓXIMO TRIM.	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	TOTAL
TNS	46,784,488	46,011,023	45,898,760	138,694,271
TS	55,531,851	54,416,928	56,111,079	166,059,858

**Hoja AT TS (Tarifa Social):** En la imagen se observan el cuadro final que integra los resultados de todos los Módulos mas los últimos cálculos del cuadro anterior (APP y APE) para calcular el Ajuste

**Cálculo del Ajuste Trimestral**

$$AT_n = \frac{APP_n + APE_n + APO_n + SNA_n - APENR_n - APPNR_n}{EP_{n+1}} = \frac{MR_{n+1}}{EP_{n+1}}$$

Concepto	Siglas	Monto
Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n	APP <sub>n</sub>	Q 42,033,086.74
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APE <sub>n</sub>	Q (35,254,888.60)
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APO <sub>n</sub>	Q 12,192,506.04
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA <sub>n</sub>	Q (20,878,706.22)
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENR <sup>TS</sup> <sub>n</sub>	Q (6,008,530.67)
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNR <sup>TS</sup> <sub>n</sub>	Q (2,545,563.56)
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MR <sub>n+1</sub>	Q (10,462,096.27)
Facturación de Energía Prevista en el trimestre n+1	EP <sub>n+1</sub>	166,059,858
<b>Ajuste Trimestral en el trimestre n</b>	<b>AT<sub>n</sub></b>	<b>-0.063002</b>

**Ajuste Trimestral: Monto a Recuperar / Energía Proyectada para el próximo**

## 4.5. Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral

### 4.5.1. Objetivos:

- Actualización semestral de los factores que de ajuste a los Cargos por Distribución y Cargos por Usuario aprobados por CNEE para la Distribuidora.

### 4.5.2. Información base:

La información para este módulo se obtiene de las siguientes fuentes.

- Pliegos Tarifarios Quinquenales donde establecen los valores base de las variables de cálculo para los factores indicados anteriormente (tipo de cambio base, PPIo, PPI<sub>N</sub> e IPC base).
- Publicación (web u otra) del tipo de cambio del BANGUAT.
- Publicación (web u otra) del Índice de Precios al Consumidor (IPC) calculado por el Instituto Nacional de Estadística (INE).
- Valores arancelarios (para aquellas variables que requieran de estos valores para su actualización), de acuerdo al Sistema Arancelario Centroamericano (SAC).
- Documentación de soporte presentada por las Distribuidoras a CNEE en cumplimiento del Art. 87 del RLGE, referente a las cuotas pagadas a CNEE de acuerdo a lo estipulado en el Art. 5 de la Ley General de Electricidad.
- Medición Horaria mensual de las Distribuidoras reportada por el AMM, de donde se deberán tomar los valores de Demanda Máxima coincidente en la entrada de la red de Distribución incluyendo la demanda de todos los usuarios conectados a dicha red.

### 4.5.3. Resultados esperados:

Este módulo deberá generar como mínimo los siguientes resultados:

- Factor de Ajuste al Cargo por Distribución en Baja Tensión (FACDBT) actualizado semestralmente.
- Factor de Ajuste al Cargo por Distribución en Media Tensión (FACDMT) actualizado semestralmente.

- o Factor de Ajuste al Cargo por Usuario en Baja Tensión (FACFBT) actualizado semestralmente.
- o Factor de Ajuste al Cargo por Usuario en Media Tensión (FACFMT) actualizado semestralmente.
- o Factor de Ajuste Arancelario (FAA) actualizado semestralmente.
- o Factor de Ajuste a los Cargos por Corte y Reconexión (FACACYR) actualizado semestralmente.

#### 4.5.4. Operatividad actual:

A continuación, se presentan los cuadros que hacen operativo el cálculo del Ajuste Semestral. Para el efecto se considera la actualización semestral de todos los factores que intervienen en el cálculo del ajuste semestral, algunos pueden no encontrarse listados anteriormente derivado de la dinámica de fijación de nuevas estructuras tarifarias en los estudios de Valor Agregado de Distribución.

En las imágenes a continuación se debe considerar que algunos de los **valores contenidos en las casillas con fondo de color gris, corresponden a valores fijos vigentes durante la duración del pliego base de la Distribuidora** y por lo tanto **deberán vincularse al Módulo de Constantes y Parámetros**.

Los valores contenidos en las casillas naranja corresponden a valores que deberán actualizarse cada seis meses según corresponda a cada distribuidora.

**Hoja AS (Ajuste Semestral):** Se muestra el cálculo del Factor de Ajuste Al Cargo por Distribución en Baja Tensión, FACDBT.

Factor ajustado de acuerdo con fórmula. **Se debe vincular al Módulo de Integración de Tarifas.**

**FACDBT 1.047730**

**Cálculo del Factor de Ajuste al Cargo por Distribución de Baja Tensión**

$$FACDBT = \left( PD_{CD, BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD, BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD, N}}{K_{CD, N}}$$

**Constantes:**

CD, BT	49.0000%	Tabla adjunta (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLIEGO)
N	7.778610	IPC SANGUAT último día del mes anterior al de...
O	7.810830	Índice de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011
A	1.00	Ver detalle de cálculo en el Módulo de Integración de Tarifas (ARANCELARIA)
CD, BT	51.0000%	Tabla adjunta (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLIEGO)
N	116.56	IPC Guatemala nivel república vigente al último día del me...
O	106.20	IPC a nivel República publicado por el INE a diciembre de...
D, N	1.00	Factor de reducción del CD en el período "N"

**Vinculado a factor ajustado en este mismo Módulo**

**Tipo de Cambio, PPI e Índice de Precios al Consumidor. Valores que se modifican manualmente. Se requiere vincularlos al Módulo de Parámetros**

**Hoja AS (Ajuste Semestral):** Se muestra el cálculo del Factor de Ajuste Al Cargo por Distribución en Baja Tensión, **FACDMT**.

Factor ajustado de acuerdo a fórmula. **Se debe vincular al Módulo de Integración de Tarifas.**

Demandas Máximas mensuales de la Distribuidora (Total de la Red incluyendo grandes usuarios conectados a la Red de la Distribuidora). Se requiere que el sistema extraiga este dato de los archivos de medición del AMM.

**Cálculo del Factor de Ajuste al Cargo por Distribución de Media Tensión**

$$D_{MT} = \left( PD_{CD,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum_m Dmax_{m,MT}}$$

**FACDMT 1.075974**

**Semestral de Demandas Máximas**

MES	Dmax Mensuales
Ene-14	314,593.57
Feb-14	315,806.15
Mar-14	319,048.88
Abr-14	312,975.66
May-14	311,642.73
Jun-14	314,813.40
<b>TOTAL</b>	<b>1,888,880.37</b>

**Cuotas pagadas a CNEE durante el Semestre DEOCSA**

Cuotas CNEE con IVA	Cuotas CNEE sin IVA	Documento
Q 616,247.92	Q 550,221.36	FA1163
Q 612,991.46	Q 547,313.80	FA1200
Q 613,112.27	Q 547,421.67	FA1202
Q 632,928.42	Q 565,114.66	FA1218
Q 623,033.82	Q 556,280.20	FA1234
Q 599,977.64	Q 535,694.32	FA1271
<b>Q -</b>	<b>Q -</b>	<b>AJUSTE 2013</b>
<b>Q -</b>	<b>Q 3,302,046.01</b>	

Cuotas pagadas a CNEE por la Distribuidora. Valor tomado de las facturas emitidas por CNEE a la Distribuidora mensualmente. Incluye ajustes pagados por corrección de estimaciones en

Variables:		
49 PD <sub>CD,MT</sub>	51.8000%	Ver tabla adjunta (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLEGGIO)
50 TC <sub>0</sub>	7.778610	Tipo de cambio de referencia
51 TC <sub>N</sub>	7.810830	Tipo de cambio de referencia
52 FAA	1.00	Ver detalle de cálculo (SE REVISAR ASIGNACIÓN ARANCELARIA)
53 PIPC <sub>CD,MT</sub>	48.2000%	Ver tabla adjunta (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLEGGIO)
54 IPC <sub>N</sub>	116.56	IPC Guatemala nivel república
55 IPC <sub>0</sub>	106.26	IPC a nivel República (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLEGGIO)
56 K <sub>CD,N</sub>	1.00	Ver detalle de cálculo
57 Cuota	3,302,046.01	Ver detalle de cálculo
58 CDMT	56,226881	kWh-mes (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLEGGIO)
59 Sum(Dmax <sub>m,MT</sub> )	1,888,880.37	Ver detalle de cálculo

Vinculado a factor ajustado en este mismo Módulo

Monto total de cuotas pagadas por la Distribuidora a CNEE. Dato de carga manual en esta misma hoja.

Sumatoria de las Demandas Máximas mensuales de la Distribuidora reportadas por AMM.

Tipo de Cambio e Índice de Precios al Consumidor. Valores que se modifican manualmente. **Se requiere vincularlos al Módulo de Parámetros**

**Observación Importante:** Para el cálculo del anterior factor, se debe contar con una base de datos que se alimentará con el reporte mensual de medición del AMM para luego extraer de dicho reporte, los valores de energía y potencia anteriormente indicados y cargar estos datos al Módulo.

**Hoja AS (Ajuste Semestral):** Se muestra el cálculo del Factor de Ajuste Al Cargo Fijo (por usuario) en Baja Tensión, **FACFBT**.

Factor ajustado de acuerdo a fórmula. **Se debe vincular al Módulo de Integración de Tarifas.**

Cálculo del Factor de Ajuste al Cargo por Usuario de Baja Tensión

$$FACFBT = \left( PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

**FACFBT 1.077013**

**Variables:**

$PD_{CF,BT}$	20.2000%	Ver tabla adjunta (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLIEGO)
$TC_N$	7.778610	TC a nivel República publicado por el INE, a diciembre de 2011
$TC_0$	7.810830	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011
$FAA$	1.00	Ver detalle de cálculo (SE REVISAR ASIGNACIÓN ARANCELARIA)
$PIPC_{CF,BT}$	79.8000%	Ver tabla adjunta (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLIEGO)
$IPC_N$	116.56	IPC a nivel República publicado por el INE, a diciembre de 2011
$IPC_0$	106.20	IPC a nivel República publicado por el INE, a diciembre de 2011
$K_{CF,N}$	1.00	(ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLIEGO)

Vinculado a factor ajustado en este mismo Módulo

Tipo de Cambio e Índice de Precios al Consumidor. Valores que se modifican manualmente. **Se requiere vincularlos al Módulo de Integración de Tarifas.**

**Hoja AS (Ajuste Semestral):** Se muestra el cálculo del Factor de Ajuste Al Cargo Fijo (por usuario) en Media Tensión, **FACFMT**.

Factor ajustado de acuerdo a fórmula. **Se debe vincular al Módulo de Integración de Tarifas.**

Cálculo del Factor de Ajuste al Cargo por Usuario de Media Tensión

$$FACFMT = \left( PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

**FACFMT 1.077013**

**Variables:**

$PD_{CF,MT}$	20.2000%	Ver tabla adjunta (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLIEGO)
$TC_N$	7.778610	TC a nivel República publicado por el INE, a diciembre de 2011
$TC_0$	7.810830	Tipo de cambio de referencia al 30 de diciembre de 2011
$FAA$	1.00	Ver detalle de cálculo (SE REVISAR ASIGNACIÓN ARANCELARIA)
$PIPC_{CF,MT}$	79.8000%	Ver tabla adjunta (ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLIEGO)
$IPC_N$	116.56	IPC a nivel República publicado por el INE, a diciembre de 2011
$IPC_0$	106.20	IPC a nivel República publicado por el INE, a diciembre de 2011
$K_{CF,N}$	1.00	(ESTE VALOR ES FIJO SEGÚN PLIEGO)

Vinculado a factor ajustado en este mismo Módulo

Tipo de Cambio e Índice de Precios al Consumidor. Valores que se modifican manualmente. **Se requiere vincularlos al Módulo de Integración de Tarifas.**

**Hoja AS (Ajuste Semestral):** Se muestra el cálculo del Factor de Ajuste Arancelario, **FAA**.

Factor ajustado de acuerdo a fórmula. **Se debe vincular al Módulo de Integración de Tarifas.**

Cálculo del Factor de Ajuste Arancelario

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

**FAA** 1.000000

Factores		Aranceles nuevos		Aranceles base		Factores Ajustados	
FP Ap	32.5%	Ap N	15%	Ap O	15%		0.33
FP Ac	14.3%	Ac N	10%	Ac O	10%		0.14
FP Ah	20.8%	Ah N	5%	Ah O	5%		0.21
FP Ae	13.8%	Ae N	0%	Ae O	0%		0.14
FP At	18.6%	At N	0%	At O	0%		0.19

Componentes del Factor, valores base, fijos para el quinquenio. Vincular a Módulo de Constantes y Parámetros

Valores arancelarios que pueden variar. Datos de carga manual.

Valores arancelarios base, fijos para el quinquenio. Vincular a Módulo de constantes y parámetros

Componentes del Factor ajustadas. La sumatoria de estas da el valor del factor ajustado.

**Hoja AS (Ajuste Semestral):** Se muestra el cálculo del Factor de Ajuste Al Cargo por Corte y Reconexión, **FACACYR**.

Factor ajustado de acuerdo a fórmula. **Se debe vincular al Módulo de Integración de Tarifas.**

Cálculo del Factor de Ajuste al Cargo por Corte y Reconexión

$$FACACYR_m = \frac{IPC_m}{IPC_0}$$

**FACACYR** 1.413154

Índice de Precios al Consumidor. Valor que se modifica manualmente. **Se requiere vincularlo al Módulo de Constantes y Parámetros.**

Variables:

IPC N	17.31	IPC Guatemala nivel republica vigente al ultimo dia del mes anterior al ajuste
IPC O	153.78	ic-06 (ESTE VALOR ES FUJO SEGÚN PLIEGO)

Copia de AT 18 DC (Versión Original PAF)

Inicio Insertar Diseño de página Fórmulas Datos Revisar Vista

Calibre 11 Fuente Ajustar texto

Advertencia de seguridad Se ha deshabilitado la actualización automática de los vínculos Opciones

Hoja AS (Ajuste Semestral): Se muestra el reporte final del Ajuste Semestral donde se integran los 6 factores ajustados.

AJUSTE SEMESTRAL A LOS CARGOS POR DISTRIBUCION, CARGOS POR USUARIO, CARGOS POR CORTE Y RECONEXION Y FACTOR ARANCELARIO

Resumen de Resultados

Para facturar en	Ago 12 - Ene 13
FACDBT	1.205539
FACDMT	1.239315
FACFBT	1.361823
FACFMT	1.361822
FACACYRm	1.413154
FAA	1.000000

#### 4.6. Módulo de Integración de las Tarifas

##### 4.6.1. Objetivos:

- Consolidar los valores finales de las estructuras tarifarias vigentes para cada distribuidora que no necesariamente son las mismas para las mismas, integrando todos sus componentes calculados y actualizados en los demás módulos del sistema.
- Integrar el pliego tarifario de la Distribuidora, vigente para el siguiente trimestre.

##### 4.6.2. Información base: La información para este módulo se obtiene de las siguientes fuentes.

- Módulo de Constantes, Parámetros y Variables Económicas de donde se toman los Pliegos Tarifarios Quinquenales donde establecen los parámetros de generación, distribución y pérdidas, así como los cargos base de distribución y de usuario que permanecerán fijos hasta la siguiente revisión tarifaria (quinquenio). Igualmente, de dicho módulo se tomarán las tasas mensuales en moneda nacional reportada por BANGUAT para el trimestre, con las cuales se calculará la tasa de interés por mora que las Distribuidoras podrán cobrar a sus usuarios.

- Módulo de Constantes, Parámetros y Variables Económicas de donde se toma la Versión Final del Cálculo de Precios de Energía y Potencia con base en el Informe de Costos Mayoristas, de donde se tomarán los precios base de energía y potencia, calculados para el año estacional en vigencia (mayo – abril), los cuales permanecerán fijos hasta el siguiente año estacional.
- Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral, de donde se tomarán los valores unitarios de Ajuste Trimestral (AT), para Tarifa Social y No Social, para ser aplicados a las tarifas respectivas.
- Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral, de donde se tomarán los factores de ajuste a los cargos de distribución y de usuario actualizados (FACDBT, FACDMT, FACFBT, etc.), para la realización del respectivo ajuste de los cargos base.

**4.6.3. Resultados esperados:** Este módulo deberá generar como mínimo los siguientes resultados:

- Cuadro consolidado de todas las categorías tarifarias ajustadas a aplicar para el siguiente trimestral, detallando cada uno de los componentes de generación y distribución que las integran:
  - Cargo por Energía
  - Cargo por Potencia
  - Cargo por Potencia de Punta
  - Ajuste Trimestral
  - Cargo Fijo
  - Cargos en Distribución por potencia máxima en Media y Baja Tensión.
  - Cargos en Distribución por potencia contratada en Media y Baja Tensión.
- Cuadro resumen de todas las categorías tarifarias ajustadas, integrando, para cada tarifa sus cargos por generación y sus cargos por distribución de forma separada.
- Pliego tarifario final, conteniendo el mismo, para todas las tarifas (categorías tarifarias) ajustadas, el desglose de los cargos unitarios (energía, potencia máxima, potencia contratada) a aplicar en la facturación que las Distribuidoras emitirán a sus usuarios.

- Valor final de la tasa de interés mensual por mora que las Distribuidoras pueden cobrar a los usuarios por atraso en los pagos de su facturación.

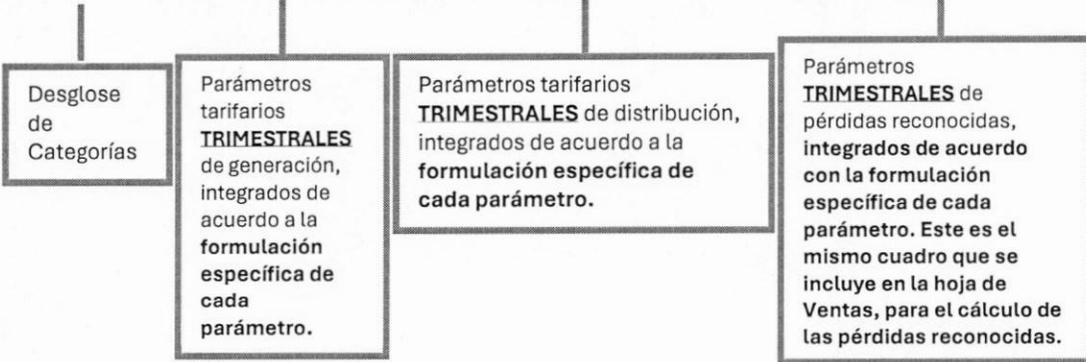
#### 4.6.4. Operatividad actual:

Este módulo actualmente se integra en una hoja del libro Excel, denominada Pliego Base. En ella, se integran: Constantes del Pliego Tarifario Quinquenal, Resultados del Ajuste Anual a los precios base de energía y potencia, los resultados del Ajuste Semestral y los Resultados del Ajuste Trimestral, como se observa a continuación:

**Hoja Pliego Base:** Actualmente en esta hoja se visualizan todos los resultados clave que integran las Tarifas. Se requiere que el Sistema también permita esta visualización general de los factores de componen dichas tarifas. No obstante, en este Módulo no debe ser posible modificar valores ni realizar cambios durante la duración del pliego quinquenal de la Distribuidora, pues su propósito es mostrar un panorama general de las tarifas. Este es un módulo esencialmente de análisis y no de carga de datos. En esta imagen se observan los parámetros tarifarios del Pliego Quinquenal.

Pliego Tarifario Quinquenal 2008-2013

CATEGORÍAS TARIFARIAS	Parámetros de Generación			Parámetros de Distribución					Cálculo de la Energía y Potencia a la entrada de la RED de MT y sus Pérdidas			
	Ingresos por Energía	Ingresos por Energía Máxima	Ingresos por Potencia Máxima	Ingresos por CF	Ingresos por YAD BT PotMax	Ingresos por YAD MT PotMax	Ingresos por YAD BT PotCont	Ingresos por YAD MT PotCont	PTE'	PTP'	PTE''	PTP''
BTS SOCIAL	1.106765	0.003366		10.097613	0.003551	0.003781			1.000000	0.002719	0.158427	0.000615
BTS	1.158765	0.003366		10.097613	0.003551	0.003781			1.000000	0.002719	0.158424	0.000607
BTDp	1.158765		0.908732	464.471652	0.008993	0.008727	0.497736	0.478775	1.000000	0.653208	0.153424	0.132296
BTDfp	1.158765		0.566707	464.471652	0.006331	0.006684	0.420394	0.443818	1.000000	0.448757	0.153424	0.090917
BTH Punta	1.158765		0.587539	464.471652	0.006451	0.006826	0.421470	0.446388	1.000000	0.468312	0.153424	0.092843
BTH Intermedia	1.158765								1.000000		0.153424	
BTH Valle	1.158765								1.000000		0.153424	
MTDp	1.041289		0.940311	1510.211354		0.011310		1.023362	1.000000	0.881746	0.037986	0.049760
MTDfp	1.041289		0.741637	1510.211354		0.008923		0.607356	1.000000	0.695333	0.037986	0.039273
MTH Punta	1.041289		0.779115	1510.211354		0.009371		0.647929	1.000000	0.730590	0.037986	0.041246
MTH Intermedia	1.041289								1.000000		0.037986	
MTH Valle	1.041289								1.000000		0.037986	
AP	1.350482	0.003803			0.004011	0.004271			1.000000	0.002571	0.361975	0.001047
PEAJE BT Punta	0.158765		0.109026		0.001427	0.001516			0.000000	0.000000	0.153424	0.002672
PEAJE BT Intermedia	0.158765								0.000000		0.153424	
PEAJE BT Valle	0.158765								0.000000		0.153424	
PEAJE MT Punta	0.041289		0.061097			0.021855			0.000000	0.000000	0.037986	0.043442
PEAJE MT Intermedia	0.041289								0.000000		0.037986	
PEAJE MT Valle	0.041289								0.000000		0.037986	



**Hoja Pliego Base: Estos son los resultados del Ajuste Anual. Estos datos deben vincularse directamente del Módulo de constantes y variables económicas.**

Precio	Valores Ajustado	Unidades	Definición
PPSTTS	57.553540	\$/kW	Precio Base de Potencia Tarifa Social
PESTTS	1.158887	\$/kWh	Precio Base de Energía Tarifa Social
PEST	1.032067	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía de Tarifas No afectas a Tarifa Social
PPST	57.553540	Quetzales /kW	Precio Base de Potencia de Tarifa No Social
PESTBTS	1.045873	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa BTS
PESTAP	1.033572	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Alumbrado Público
PESTBDFP	1.031296	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda Fuera de Punta
PESTBDP	1.032688	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Baja Tensión con Demanda en Punta
PESTMDFP	1.032298	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda Fuera de Punta
PESTMTP	1.033046	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía Tarifa Media Tensión con Demanda en Punta
PESTPUNTA	1.103205	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía en Banda Punta
PESTINTERMEDIA	1.020159	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía en Banda Intermedia
PESTVALLE	0.999951	Quetzales /kWh	Precio Base de Energía en Banda Valle

**Hoja Pliego Base: Estos son los resultados del Ajuste Semestral. Acá deben vincularse los resultados directamente del Módulo de Ajuste Semestral.**

**Factores Ajustados. Estos valores son los resultados del Módulo de Ajuste Semestral. Se requiere vincularlos directamente de ahí.**

Factor de Ajuste	Valor	Definición
FACDBT	1.047730	Factor de Ajuste del CDBT
FACDBT	1.047730	Factor de Ajuste del CD
FACDMT	1.075974	Factor de Ajuste del CD
FACFBT	1.077013	Factor de Ajuste de CFE
FACFMT	1.077013	Factor de Ajuste del CF
FACACYR <sub>m</sub>	1.048058	Factor de Ajuste del Ca

**Estos factores se asignan a cada estructura tarifaria y uno de sus valores base correspondiente para efectuar la actualización.**

Cargo	Valores Base	Factores de Ajuste	Valores	Unidades
CDBT	96.125647	1.047730	100.713738	Quetzales / kW-mes
CDMT	56.226881	1.075974	60.498673	Quetzales / kW-mes

**Acá se realiza la multiplicación de cada valor base por su Factor de Ajuste, efectuándose así la actualización de los cargos del VAD.**

Cargo	Valores Base	Factores de Ajuste	Valores	Unidades
CF <sub>BTS</sub>	14.152587	1.077013	15.242521	Quetzales / Cliente -mes
CF <sub>BTS_0</sub>	14.152587	1.077013	15.242521	Quetzales / Cliente -mes
CF <sub>BTD</sub>	636.796807	1.077013	685.838484	Quetzales / Cliente -mes
CF <sub>BTD_0</sub>	2,127.343692	1.077013	2,291.176959	Quetzales / Cliente -mes

Cargo	Valores Base	Factores de Ajuste	Valores	Unidades
CACYRBTSS_0	109.03	1.048058	114.27	Quetzales
CACYRBTSS_0	109.03	1.048058	114.27	Quetzales
CACYRBTSS_BTH_0	327.20	1.048058	342.92	Quetzales
CACYRMTD_MTH_0	981.60	1.048058	1,028.77	Quetzales

Estos datos son valores base, definidos en el Pliego Quinquenal. Se requiere vincularlos directamente del Módulo de Parámetros.

AT 22 DC (Version Original CUADROS PARA TDR'S) [Solo lectura] [Modo de compatibilidad] - Microsoft Excel

**Hoja Pliego Base:** Estos son los resultados del Ajuste Trimestral. Acá deben vincularse los resultados directamente del Módulo de Ajuste Trimestral tanto para Tarifa Social como para Tarifa

Advertencia de seguridad: Se ha deshabilitado la actualización automática de los vínculos. Opciones...

Ajuste Trimestral por diferencia de compras y ventas	
Ajuste Trimestral Tarifa Social	
MR <sub>n+1</sub>	Q (10,462,096.27)
EP <sub>n+1</sub>	166,059,858.00
AT TS	-0.063002
Ajuste Trimestral Tarifa No Social	
MR <sub>n+1</sub>	Q (18,096,102.67)
EP <sub>n+1</sub>	138,694,271.00
AT TNS	-0.130475

Estos son los valores unitarios del Ajuste Trimestral para TS y TNS. Se requiere que el sistema vincule estos valores directamente del Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral

**Hoja Pliego Base:** Este cuadro constituye el resumen integrador de todos los cálculos y resultados de los Ajustes Anual, Semestral y Trimestral. En él se consolidan los cargos por generación y distribución para todas las tarifas que estarán vigentes a partir de la oficialización de cada Ajuste Trimestral. **Estos resultados del presente ajuste en su VERSIÓN ORIGINAL, son los que deben vincularse al próximo ajuste en el Módulo de Ingresos por Ventas (Ver tema "6.5.3 SECUENCIALIDAD" de las presentes bases).**

L109 =REDONDEAR(+K18\*SD562,6)

**Pliego Tarifario Resultante para el Siguiete Trimestre**

Categorías Tarifarias aprobada en resolución CNEE-025-2008 y CNEE-026-2008	Parámetros de Generación				Distribución			
	Cargos por Energía	Cargos por Potencia	Cargos por Potencia Mésima	Ajuste Trimestral	Ingresos por CF	Cargos por YAD BT	Cargos por YAD MT	Cargos por YAD MT
	Por Energía	Por Energía	Por Potencia Mésima	Por Energía		Por Potencia Mésima	Por Potencia Contratada	Por Potencia Contratada
BTSS	1.352149	0.189007		-0.063002	15.242521	0.328443	0.210278	
BTS	1.220288	0.173321		-0.130475	15.2425	0.328443	0.210278	
BTDP	1.204905		44.299245	-0.130475	685.8385	0.898235	0.312855	50.319509
BTDFP	1.203280		31.365418	-0.130475	695.8385	0.635982	0.422288	33.659653
BTH PUNTA	1.287181		32.174825	-0.130475	885.8385	0.599599	0.433185	55.437649
BTH INTERMEDIA	1.190286			-0.130475				
BTH VALLE	1.186708			-0.130475				
MTDP	1.075699		36.345179	-0.130475	2291.1770		0.489333	42.439278
MTDFP	1.074921		32.985067	-0.130475	2291.1770		0.444094	41.060009
MTH PUNTA	1.148755		32.999664	-0.130475	2291.1770		0.444290	41.078179
MTH INTERMEDIA	1.062280			-0.130475				
MTH VALLE	1.041238			-0.130475				
AP	1.205936	0.154758		-0.130475		0.293267	0.187758	
PeajeFT_BT Punta	0.183976		8.934185	-0.021759		88.245014	58.594136	
PeajeFT_BT Intermedia	0.170127			-0.021759				
PeajeFT_BT Valle	0.166757			-0.021759				
PeajeFT_MT Punta	0.045550		2.476368	-0.005387			50.469461	
PeajeFT_MT Intermedia	0.042121			-0.005387				
PeajeFT_MT Valle	0.041287			-0.005387				

Desglose de Categorías tarifarias

Parámetros tarifarios TRIMESTRALES de generación, integrados de acuerdo a la formulación específica de cada parámetro.

Parámetros tarifarios TRIMESTRALES de distribución, integrados de acuerdo a la formulación específica de cada parámetro.

**Hoja Pliego Base: Visualización de las tarifas estructuradas según sus cargos de energía, potencia y cargo fijo para su correspondiente oficialización y aplicación.**

	Parámetros de Generación				Distribución			
	Cargos por Energía	Cargos por Potencia	Cargos por Pérdidas	Ajuste Trimestral	Cargos por VAD BT	Cargos por VAD MT	Cargos por VAD PT	Cargos por Pérdidas
<b>TARIFA SOCIAL - TS</b>								
Cargo por Consumidor (Dólar/mes)	15.242521			-0.063002	15.242521			
Cargo por Energía (Dólar/kWh)	2.016875	1.352149	0.189007		0.328443	0.216278		
<b>BAJA TENSION SIMPLE - BTS</b>								
Cargo por Consumidor (Dólar/mes)	15.242521			-0.130475	15.242521			
Cargo por Energía (Dólar/kWh)	1.307855	1.200280	0.179321		0.328443	0.216278		
<b>BAJA TENSION Con Demanda en Punta - BTDP</b>								
Cargo por Consumidor (Dólar/mes)	685.838484			-0.130475	685.838484			
Cargo Unitario por Energía (Dólar/kWh)	1.074430	1.204905			0.892235	0.312855		
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Dólar/MVA-mes)	45.810335		44.299245				50.119509	17.526197
<b>BAJA TENSION Con Demanda fuera de Punta - BTDF</b>								
Cargo por Consumidor (Dólar/mes)	685.838484			-0.130475	685.838484			
Cargo Unitario por Energía (Dólar/kWh)	1.072805	1.203230			0.635982	0.422288		
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Dólar/MVA-mes)	32.425688		31.365418				33.659653	32.349799
<b>BAJA TENSION HORARIA - BTH</b>								
Cargo por Consumidor (Dólar/mes)	685.838484			-0.130475	685.838484			
Cargo Unitario por Energía en Punta (Dólar/kWh)	1.156706	1.287281						
Cargo Unitario por Energía Intermitente (Dólar/kWh)	1.098811	1.190230						
Cargo Unitario por Energía en Valle (Dólar/kWh)	1.026233	1.166708						
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Dólar/MVA-mes)	33.207609		32.174825		0.999999	0.433185		
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Dólar/MVA-mes)	95.489764						55.437648	43.011413
<b>MEDIA TENSION Con Demanda en Punta - MTDP</b>								
Cargo por Consumidor (Dólar/mes)	291.176959			-0.130475	291.176959			
Cargo Unitario por Energía (Dólar/kWh)	0.745324	1.075999						
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Dólar/MVA-mes)	35.834312		36.345179			0.489333		42.286778
<b>MEDIA TENSION Con Demanda fuera de Punta - MTDF</b>								
Cargo por Consumidor (Dólar/mes)	291.176959			-0.130475	291.176959			
Cargo Unitario por Energía (Dólar/kWh)	0.744442	1.074921						
Cargo Unitario por Potencia Máxima (Dólar/MVA-mes)	33.429761		32.983067			0.484094		41.050009
Cargo Unitario por Potencia Contratada (Dólar/MVA-mes)	41.062009							
<b>MEDIA TENSION HORARIA - MTH</b>								
Cargo por Consumidor (Dólar/mes)	291.176959			-0.130475	291.176959			
Cargo Unitario por Energía en Punta (Dólar/kWh)	1.018280	1.148755						
Cargo Unitario por Energía Intermitente (Dólar/kWh)	0.913185	1.062393						
Cargo Unitario por Energía en Valle (Dólar/kWh)	0.710743	1.041230						

Categorías tarifarias y su desglose de cargos.

Valores separados por cargos de Generación, Ajuste Trimestral y Cargos por Distribución

**Hoja Pliego Base: Visualización de las tarifas estructuradas de acuerdo al formato de facturación que aplican las Distribuidoras.**

<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	141804
Energía y Pérdidas - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/kWh)	
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	15.242521
Cargo Fijo por Clientes (Dólar/mes)	15.242521
Energía - Cargo por Distribución (Dólar/kWh)	0.538721
<b>BAJA TENSION SIMPLE - BTS</b>	
<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	1263104
Energía y Pérdidas - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/kWh)	
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	15.242521
Cargo Fijo por Clientes (Dólar/mes)	15.242521
Energía - Cargo por Distribución (Dólar/kWh)	0.538721
<b>BAJA TENSION Con Demanda en Punta - BTDP</b>	
<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	1074540
Energía y Pérdidas - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/kWh)	
Potencia Máxima - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/MVA-mes)	44.299245
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	685.838484
Cargo Fijo por Clientes (Dólar/mes)	685.838484
Potencia Máxima - Cargo por Distribución (Dólar/MVA-mes)	1074540
Potencia Contratada - Cargo por Distribución (Dólar/MVA-mes)	95.489764
<b>BAJA TENSION Con Demanda fuera de Punta - BTDF</b>	
<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	1074540
Energía y Pérdidas - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/kWh)	
Potencia Máxima - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/MVA-mes)	32.365418
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	685.838484
Cargo Fijo por Clientes (Dólar/mes)	685.838484
Potencia Máxima - Cargo por Distribución (Dólar/MVA-mes)	1074540
Potencia Contratada - Cargo por Distribución (Dólar/MVA-mes)	95.489764
<b>BAJA TENSION HORARIA - BTH</b>	
<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	1074540
Energía y Pérdidas - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/kWh)	
Potencia Máxima - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/MVA-mes)	32.365418
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	685.838484
Cargo Fijo por Clientes (Dólar/mes)	685.838484
Potencia Máxima - Cargo por Distribución (Dólar/MVA-mes)	1074540
Potencia Contratada - Cargo por Distribución (Dólar/MVA-mes)	95.489764
<b>MEDIA TENSION Con Demanda en Punta - MTDP</b>	
<b>CARGOS POR GENERACION Y TRANSPORTE</b>	343224
Energía y Pérdidas - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/kWh)	
Potencia Máxima - Cargo por Generación y Transporte (Dólar/MVA-mes)	36.345179
<b>CARGOS POR DISTRIBUCION</b>	291.176959
Cargo Fijo por Clientes (Dólar/mes)	291.176959
Potencia Máxima - Cargo por Distribución (Dólar/MVA-mes)	42.286778
Potencia Contratada - Cargo por Distribución (Dólar/MVA-mes)	41.050009

## 4.7. Módulo de Reportes

### 4.7.1. Objetivos:

- Generar reportes estandarizados de todos los resultados del Ajuste Trimestral y Semestral así como de las tarifas calculadas.
- Generar reportes personalizados y flexibles de cualquier variable o resultado del Ajuste.

**4.7.2. Información base:** La información para este módulo se obtiene de todos los módulos del Sistema.

**4.7.3. Resultados esperados:** Este módulo deberá generar como mínimo los siguientes resultados:

#### Reportes Estandarizados:

- **Reporte de resultados detallados del ajuste**, por sus principales variables de cálculo según la formulación contenida en los pliegos tarifarios y normativa relacionada:
  - Ajuste Trimestral: Valores del APE, APP, APENR, APPNR, SNA, APO y AT.
  - Saldos cuyo plazo de recuperación se ha ampliado en el trimestre anterior, con sus respectivos intereses así como el nuevo saldo del presente trimestre.
  - Ajuste Semestral: Factores FACDBT, FACDMT, FACFBT, FCFMT, FAA y FACACYR así como los Cargos Ajustados por dichos factores (CDBT, CDMT, CFBT, CFMT, y CACYR).
  - Tarifas resultantes detalladas en los formatos indicados en el Módulo de Integración de Tarifas.

A continuación se muestra el reporte que genera el libro Excel que se utiliza para el cálculo de los ajustes en su hoja TS ANX RESOL. Se requiere que el sistema genere como mínimo un reporte similar a este:

A) COSTOS DE COMPRA DE ENERGÍA REALES TARIFA NO SOCIAL						
GENERADOR / CONCEPTO	DOCS.	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL	
INDE SUBROGADOS (Escritura Pública 14)	F24,,, F24, F34,,, F34, EST,,, EST,,,	06,336,506.43	07,233,066.45	06,330,223.95	021,225,196.83	
RENANDE (Escritura Pública 143)	F371,,, F347, FE10000000013,,,	02,525,037.48	00,00	00,00	02,525,037.48	
HIRO XACBAL (Escritura Pública 141)	F165,,, F165, EST,,, EST,,,	02,167,747.44	00,00	00,00	02,167,747.44	
MAGDALENA (Escritura Pública 133)	F1201,,, F1201, EST,,, EST,,,	06,744,333.70	00,00	00,00	06,744,333.70	
DUKE (Escritura Pública 136)	FE255,,, FE255, EST,,, EST,,,	00,00	00,00	00,00	00,00	
ELECTROGENERACION (Escritura Pública 130)	F3004,,, F3004, EST,,, EST,,,	0182,611.05	00,00	00,00	0182,611.05	
GENERADORA DEL ESTE (Escritura Pública 132)	F1832,,, F1832, F1836,,, F1836, EST,,, EST,,,	0621,623.86	02,891,193.97	0236,073.12	03,754,390.85	
GENOR (Escritura Pública 134)	FE255,,, FE255, EST,,, EST,,,	00,00	00,00	00,00	00,00	
POP (Escritura Pública 145)	FE10000000004,,, FE10000000004, EST,,,	011,430,187.50	00,00	00,00	011,430,187.50	
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	RCYPL - ITE & EOCIRCYPL - ITE & EOCIRCYPL - ITE &	07,635,473.27	033,805,095.22	033,686,894.63	075,123,453.33	
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	-01,506,653.61	-01,306,465.17	-01,361,636.96	-04,275,023.76	
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	036,053.39	051,562.11	051,404.73	0133,040.30	
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	01,636,763.64	01,703,623.36	01,703,746.86	05,112,134.46	
RESULTADOS DESVIOS DE POTENCIA	RCYPL - ITE & PCOIRCYPL - ITE & PCOIRCYPL - ITE &	00,00	00,00	00,00	00,00	
CREDITO POR REMANENTE DE DESVIOS DE POTENCIA	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	00,00	00,00	00,00	00,00	
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	01,740,012.38	0812,192.53	0803,400.54	03,361,605.51	
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	-0153,012.75	-016,573.52	-016,393.52	-0432,385.79	
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	-02,187.50	00,00	00,00	-02,187.50	
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	RCYPMER - ITE (PDFRCYPMER - ITE (PDFRCYPMER	0610,406.62	0349,061.02	0345,733.17	02,505,267.51	
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL	F3143, F160, F1113, F3004, F1832, S / D, ITE-04-2013 V.O., FE10000000015,,, F1836, ITE-05-2013 V.O., F3143, F160, F1113, F3004, F1832, FE242, ITE-04-2013 V.O., ITE-05-2013 V.O., EST, EST	00,00	00,00	00,00	00,00	
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO		00,00	00,00	00,00	00,00	
<b>TOTAL</b>		<b>040,721,962.54</b>	<b>047,638,362.70</b>	<b>047,676,108.81</b>	<b>0136,037,034.04</b>	

B) INGRESOS POR ENERGÍA TARIFA NO SOCIAL				
TARIFA	MAYO	JUNIO	JULIO	TOTAL
BTS	017,133,451.13	016,647,501.66	016,647,501.66	051,088,454.52
BTOP	01,535,353.33	01,482,533.33	01,482,533.33	04,520,423.83
BTDFP	03,236,133.12	08,564,541.02	08,564,541.02	026,425,221.16
BTH PUNTA	00,00	00,00	00,00	00,00
BTH INTERMEDIA	00,00	00,00	00,00	00,00
BTH VALLE	00,00	00,00	00,00	00,00
MTDP	056,390.53	056,474.77	056,474.77	0169,340.07
MTDFP	010,606,234.15	03,052,315.35	03,052,315.35	026,712,124.84
MTH PUNTA	00,00	00,00	00,00	00,00
MTH INTERMEDIA	00,00	00,00	00,00	00,00
MTH VALLE	00,00	00,00	00,00	00,00
AP	014,653,317.84	014,824,286.06	014,824,286.06	044,307,889.96
Peaje_FT_BT P.Energía en Punta	00,00	00,00	00,00	00,00
Peaje_FT_BT P.Energía en Intermedio	00,00	00,00	00,00	00,00
Peaje_FT_BT P.Energía en Valle	00,00	00,00	00,00	00,00
Peaje_FT_MT P.Energía en Punta	018,387.53	018,467.78	018,467.78	055,323.10
Peaje_FT_MT P.Energía en Intermedio	043,304.73	050,022.20	050,022.20	0143,843.18
Peaje_FT_MT P.Energía en Valle	028,443.24	028,567.43	028,567.43	085,578.10
<b>TOTAL</b>	<b>054,064,134.37</b>	<b>050,725,310.21</b>	<b>050,725,310.21</b>	<b>0155,514,814.79</b>

C) CÁLCULO DEL AJUSTE POR PAGO DE ENERGÍA EN EL TRIMESTRE					
FÓRMULA:					
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APEn
<b>CÁLCULO:</b>	<b>Q136,037,034.04</b>	<b>-</b>	<b>Q155,514,814.79</b>	<b>=</b>	<b>-Q19,477,780.75</b>

D) COSTOS DE COMPRA DE POTENCIA REALES TARIFA NO SOCIAL						
GENERADOR / CONCEPTO	DOCS.	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL	
INDE SUBROGADOS (Escritura Pública 14)	F24,,, F24, F34,,, F34, EST,,, EST,,,	01,456,435.03	01,475,141.23	01,453,793.58	022,402,439.83	
RENANDE (Escritura Pública 143)	F371,,, F347, FE10000000013,,,	01,010,442.57	00,00	00,00	01,010,442.57	
HIRO XACBAL (Escritura Pública 141)	F165,,, F165, EST,,, EST,,,	01,053,143.25	00,00	00,00	01,053,143.25	
MAGDALENA (Escritura Pública 133)	F1201,,, F1201, EST,,, EST,,,	03,053,547.36	00,00	00,00	03,053,547.36	
DUKE (Escritura Pública 136)	FE255,,, FE255, EST,,, EST,,,	00,00	00,00	00,00	00,00	
ELECTROGENERACION (Escritura Pública 130)	F3004,,, F3004, EST,,, EST,,,	0231,641.74	00,00	00,00	0231,641.74	
GENERADORA DEL ESTE (Escritura Pública 132)	F1832,,, F1832, F1836,,, F1836, EST,,, EST,,,	0443,147.37	01,051,228.60	01,088,841.80	02,583,217.57	
GENOR (Escritura Pública 134)	FE255,,, FE255, EST,,, EST,,,	0165,117.47	00,00	00,00	0165,117.47	
POP (Escritura Pública 145)	FE10000000004,,, FE10000000004, EST,,,	0165,160.15	00,00	00,00	0165,160.15	
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	RCYPL - ITE & EOCIRCYPL - ITE & EOCIRCYPL - ITE &	00,00	00,00	00,00	00,00	
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	00,00	00,00	00,00	00,00	
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	0364,344.50	0413,016.25	0417,577.61	01,202,842.56	
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	-0171,627.76	04,426,295.86	04,411,079.87	08,661,748.07	
RESULTADOS DESVIOS DE POTENCIA	RCYPL - ITE & PCOIRCYPL - ITE & PCOIRCYPL - ITE &	00,00	00,00	00,00	00,00	
CREDITO POR REMANENTE DE DESVIOS DE POTENCIA	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	00,00	00,00	00,00	00,00	
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	00,00	00,00	00,00	00,00	
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	00,00	00,00	00,00	00,00	
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	RCYPL - ITE RCYPL - ITE RCYPL - ITE	00,00	00,00	00,00	00,00	
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	RCYPMER - ITE (PDFRCYPMER - ITE (PDFRCYPMER	00,00	00,00	00,00	00,00	
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL	F3143, F160, F1113, F3004, F1832, S / D, ITE-04-2013 V.O., FE10000000015,,, F1836, ITE-05-2013 V.O., F3143, F160, F1113, F3004, F1832, FE242, ITE-04-2013 V.O., ITE-05-2013 V.O., EST, EST	03,241,171.65	01,333,160.62	01,937,202.35	02,232,315.23	
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO		03,323,133.61	01,660,781.37	01,671,551.23	06,675,566.26	
<b>TOTAL</b>		<b>023,205,882.40</b>	<b>018,049,137.86</b>	<b>018,003,620.15</b>	<b>059,255,632.61</b>	

E) INGRESOS POR POTENCIA TARIFA NO SOCIAL				
TARIFA	MAYO	JUNIO	JULIO	TOTAL
BTS	02,825,234.10	02,643,219.40	02,643,219.40	08,111,772.90
BTOP	031,435.22	033,631.13	033,631.13	098,707.48
BTDFP	00,00	00,00	00,00	00,00
BTH PUNTA	00,00	00,00	00,00	00,00
BTH INTERMEDIA	00,00	00,00	00,00	00,00
BTH VALLE	07,263.04	06,175.22	06,175.22	020,813.48
MTDP	01,171,316.05	01,953,293.09	01,953,293.09	05,078,114.23
MTDFP	00,00	00,00	00,00	00,00
MTH PUNTA	00,00	00,00	00,00	00,00
MTH INTERMEDIA	00,00	00,00	00,00	00,00
MTH VALLE	02,135,364.21	02,220,083.31	02,220,083.31	06,635,564.93
AP	00,00	00,00	00,00	00,00
Peaje_FT_BT P.Energía en Punta	00,00	00,00	00,00	00,00
Peaje_FT_BT P.Energía en Intermedio	00,00	00,00	00,00	00,00
Peaje_FT_BT P.Energía en Valle	00,00	00,00	00,00	00,00
Peaje_FT_MT P.Energía en Punta	018,317.02	018,463.25	018,463.25	055,243.52
Peaje_FT_MT P.Energía en Intermedio	00,00	00,00	00,00	00,00
Peaje_FT_MT P.Energía en Valle	00,00	00,00	00,00	00,00
<b>TOTAL</b>	<b>07,350,126.08</b>	<b>07,136,680.81</b>	<b>07,136,680.81</b>	<b>021,624,087.82</b>

F) CÁLCULO DEL AJUSTE POR PAGO DE POTENCIA EN EL TRIMESTRE					
FÓRMULA:					
CONCEPTO:	COSTOS	-	INGRESOS	=	APPh
<b>CÁLCULO:</b>	<b>Q59,255,639.61</b>	<b>-</b>	<b>Q21,624,087.82</b>	<b>=</b>	<b>Q37,631,551.78</b>

SNA ART. 8T RLGE	
CONCEPTO	MONTO
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior	-016,416,730.48
Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior incluyendo cargo a favor y/o en contra de la Distribuidora	-016,070,106.24
<b>SALDO NO AJUSTADO POR MONTO</b>	<b>0346,684.24</b>
	0
<b>TOTAL SALDO NO AJUSTADO</b>	<b>-0523,822.03</b>
	0

H) AJUSTE POR OTROS

$$APO_n = \sum COR_n$$

CONCEPTO	DOCS.	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
Cuota por Administración y Operación del MM	FE1300000000433FE1300000000519EST	0245,014.29	0239,00144	0242,907.86	0726,723.58
Pago FOR	F3052ESTEST	040,163.65	040,492.76	040,353.55	0121,029.96
Pago CFIE	F9432ESTEST	025,861.76	026,060.69	025,371.11	077,693.56
<b>TOTAL</b>		<b>0312,059.69</b>	<b>0306,354.85</b>	<b>0309,232.52</b>	<b>0927,647.10</b>
				0	
Intereses					033,563,735.20

I) AMPLIACIÓN DEL PLAZO DE RECUPERACIÓN DE LOS SALDOS

CONCEPTO	MONTO
Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	034,450,000.00
Devolución de Ampliación al Periodo de Recuperación de Saldo -APRS-	-017,806,850.00
<b>TOTAL</b>	<b>016,643,150.00</b>
	0
<b>TOTAL APO</b>	<b>-021,352,338.10</b>
	0

J) AJUSTE TRIMESTRAL POR PÉRDIDAS DE ENERGÍA Y POTENCIA RECONOCIDAS

$$APENR_n^{TMS} = MPRB_n^{TMS} - MPAB_n^{TMS}$$

$$APPNR_n^{TMS} = MPRP_n^{TMS} - MPAP_n^{TMS}$$

CONCEPTO	ENERGÍA		POTENCIA	
	MONTO	PÉRDIDAS %	MONTO	PÉRDIDAS %
Monto de Pérdidas Reales de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	030,052,201.54	22.05%	013,246,752.27	22.36%
Monto de Pérdidas Reconocidas de Energía y Potencia, relacionado a los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n	010,661,980.57	13.63%	011,452,856.07	19.29%
<b>Ajuste por Pérdidas de Potencia y Potencia No Reconocidas, relacionado a los Usuarios no afectos a la Tarifa Social, en el trimestre n</b>	<b>011,390,217.36</b>	<b>8.40%</b>	<b>01,795,856.20</b>	<b>3.07%</b>
	0		0	

K) CÁLCULO DEL AJUSTE TRIMESTRAL

CONCEPTO	SIGLAS	MONTO
Ajuste por Pago de Potencia en el trimestre n	APP <sub>n</sub>	037,631,551.70
Ajuste por Pago de Energía en el trimestre n	APE <sub>n</sub>	-019,477,760.75
Ajuste por Pago de Otros costos reales en el trimestre n	APO <sub>n</sub>	-021,352,338.10
Saldo No Ajustado en trimestre n	SNA <sub>n</sub>	-0523,822.03
Ajuste por Pérdidas de Energía No Reconocidas en el trimestre n	APENR <sub>n</sub>	011,390,217.36
Ajuste por Pérdidas de Potencia No Reconocidas en el trimestre n	APPNR <sub>n</sub>	01,795,856.20
Monto a Recuperar en el trimestre n+1	MR <sub>n+1</sub>	-017,548,463.31
<b>FACTURACIÓN DE ENERGÍA PREVISTA EN EL TRIMESTRE n-1</b>	<b>EP<sub>n-1</sub></b>	<b>133,752,013</b>
<b>AJUSTE TRIMESTRAL EN EL</b>	<b>AT<sub>n</sub></b>	<b>-00,131,201</b>
		00,000,000

L) CÁLCULO DE LA TASA DE INTERÉS POR MORA

Mes	Tasa Anual	Tasa mensual promedio equivalente
ABRIL	13.53%	1.05003%
MAYO	13.53%	1.06754%
JUNIO	13.62%	1.06976%
<b>Tasa de Mora para el Trimestre</b>		<b>1.066794%</b>

M) CÁLCULO DEL AJUSTE SEMESTRAL DE LOS CARGOS POR DISTRIBUCIÓN

A) FACTOR DE AJUSTE DEL CARGO POR DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

$$FACD_{BT} = \left( PD_{CD,BT} \cdot \frac{TC_n}{TC_0} \cdot \frac{PPI_n}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CD,BT} \cdot \frac{IPC_n}{IPC_0} \right) - \frac{1 - K_{CD,N}}{K_{CD,N}}$$

CONCEPTO	VALOR
PD CD,BT	52.04890%
TC 0	7.83298
TC n	7.53615
PPI n	114.00
PPI 0	115.90
FAA	1
PIPC CD,BT	0.479507
IPC n	217.314856
IPC 0	153.78
K CD,N	1.00
<b>FACD<sub>BT</sub></b>	<b>1.205533</b>
	0.000000

**B) FACTOR DE AJUSTE DEL CARGO POR DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN**

$$FACD_{MT} = \left( PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot \frac{PPI_N}{PPI_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}} + \frac{Cuota}{CDMT \sum_{m=1}^n D_{max,m,MT}}$$

CONCEPTO	VALOR
PD CF,MT	54.41010%
TC N	7.83298
TC 0	7.53615
PPI N	114.00
PPI 0	115.30
FAA	1
PIPC CF,MT	0.455593
IPC N	217.31
IPC 0	153.78
K CF,N	1.000000
Cuota	3.538.721,25
CDMT	43.856547
Sumatoria Dmax m,MT	1.068.100,33
<b>FACD<sub>MT</sub></b>	<b>1.239315</b>
	0.000000

**C) FACTOR DE AJUSTE ARANCELARIO**

$$FAA = FP_{Ap} \frac{1 + Ap_N}{1 + Ap_0} + FP_{Ac} \frac{1 + Ac_N}{1 + Ac_0} + FP_{Ah} \frac{1 + Ah_N}{1 + Ah_0} + FP_{Ae} \frac{1 + Ae_N}{1 + Ae_0} + FP_{At} \frac{1 + At_N}{1 + At_0}$$

CONCEPTO	VALOR
FP Ap	25.60%
FP Ac	19.45%
FP Ah	11.85%
FP Ae	1.00%
FP At	36.13%
<b>FAA</b>	<b>1.00</b>
	0.000000

**N) CÁLCULO DEL AJUSTE SEMESTRAL DE LOS CARGOS DE CONSUMIDOR**

**A) FACTOR DE AJUSTE DEL CARGO POR CONSUMIDOR PARA USUARIOS BT**

$$FACF_{BT} = \left( PD_{CF,BT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,BT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

CONCEPTO	VALOR
PD CF,BT	13.43850%
TC N	7.83298
TC 0	7.53615
FAA	1.00
PIPC CF,BT	86.56190%
IPC N	217.314856
IPC 0	153.78
K CF,N	1.00
<b>FACF<sub>BT</sub></b>	<b>1.361823</b>
	0.000000

**B) FACTOR DE AJUSTE DEL CARGO POR CONSUMIDOR PARA USUARIOS MT**

$$FACF_{MT} = \left( PD_{CF,MT} \cdot \frac{TC_N}{TC_0} \cdot FAA + PIPC_{CF,MT} \cdot \frac{IPC_N}{IPC_0} \right) \cdot \frac{1 - K_{CF,N}}{K_{CF,N}}$$

CONCEPTO	VALOR
PD CF,MT	13.43850%
TC N	7.83298
TC 0	7.53615
FAA	1.00
PIPC CF,MT	86.56150%
IPC N	217.314856
IPC 0	153.78
K CF,N	1.00
<b>FACF<sub>MT</sub></b>	<b>1.361822</b>
	0.000000

**O) CÁLCULO DEL AJUSTE SEMESTRAL DEL CARGO POR CORTE Y RECONEXIÓN**

$$FACACR = \frac{IPC_N}{IPC_0}$$

CONCEPTO	VALOR
IPC N	217.31
IPC 0	153.78
<b>FACACR</b>	<b>1.413154</b>
	0.000000

CONCEPTO	VALOR
CACR <sub>BT</sub>	Q 142.73
CACR <sub>MT</sub>	Q 428.36
CACR <sub>HTD-HTL</sub>	Q 713.36

**Importante: En este reporte de resultados el Sistema debe Incluir en el detalle de cada resultado, aquellas observaciones que el usuario haya realizado al momento de cargar datos atípicos según lo especificado en el tema "6.5.4 VALIDACIÓN" del las presentes bases.**

- **Informe final del Ajuste Trimestral y del Ajuste Semestral:** Se requiere que el Sistema sea capaz de generar en formato Microsoft Word, el informe final del Ajuste Trimestral el cual contenga textos predeterminados y parametrizados de los resultados del Ajuste Trimestral y Semestral. **El ejemplo de un informe con todo el contenido y formato que se requiere que el sistema genere, se ha incluido como Anexo III a las presentes bases.**
  
- **Series históricas de los resultados de los ajustes anteriormente detallados** por sus principales variables de cálculo según la formulación contenida en los pliegos tarifarios y normativa relacionada.
  
- **Cuadro resumen de las variables macroeconómicas** utilizadas para el cálculo del ajuste (Tipos de Cambio utilizadas, Tasa de Interés para cálculo de Mora, Precios Internacionales de Combustibles utilizados para cálculo de precios de contratos, entre otros).
  
- **Series históricas de costos de energía y potencia** y otros costos asociados a la actividad regulatoria (Cuotas AMM, EOR y CRIE p.ej.), detalladas por renglón de costo y agente; como se indica a continuación:
  - o Cuadro Mensual y Trimestral Consolidado de Costos de Compras de Energía en cantidades y en Quetzales desglosado por renglón de costo (contratos, cargos por transacciones en Mercado Mayorista, Peajes.)

DEOCSA TS ENERGIA KWH	Ene-14			Feb-14			Mar-14		
	Energía Comprada (LkWh)								
INDE (Escritura Pública 24)	22,428,642	21,971,091	21,971,091	21,971,091	21,971,091	21,971,091	21,971,091	21,971,091	21,971,091
INDE (Escritura Pública 5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DUKE (Escritura Pública 3)	87,794	3,495,241	3,522,898	3,495,241	3,522,898	3,495,241	3,522,898	3,495,241	3,522,898
GENOR (Escritura Pública 21)	0	345,803	345,803	345,803	345,803	345,803	345,803	345,803	345,803
MAGDALENA (Escritura Pública 21)	268,000	5,221,000	10,559,578	5,221,000	10,559,578	5,221,000	10,559,578	5,221,000	10,559,578
HIDRO XACBAL (Escritura Pública 19)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	46,037,505	0	0	0	0	0	0	0	0
EXCEDENTE DE PRECIOS NOGALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PRO/FRRA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADOS DE SERVICIOS DE POTENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO POR REMANENTE DE DEVIOS DE POTENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	88,792,341.63	67,493,419.94	85,926,192.81	67,493,419.94	85,926,192.81	67,493,419.94	85,926,192.81	67,493,419.94	85,926,192.81

DEOCSA TS ENERGIA Q	Ene-14			Feb-14			Mar-14		
	Compras Energía (Quetzales)								
INDE (Escritura Pública 24)	Q17,078,781.76	Q16,763,959.62	Q16,724,337.83	Q16,763,959.62	Q16,724,337.83	Q16,763,959.62	Q16,724,337.83	Q16,763,959.62	Q16,724,337.83
INDE (Escritura Pública 5)	Q0.00								
DUKE (Escritura Pública 3)	Q220,798.82	Q1,748,823.92	Q2,886,387.92	Q1,748,823.92	Q2,886,387.92	Q1,748,823.92	Q2,886,387.92	Q1,748,823.92	Q2,886,387.92
GENOR (Escritura Pública 21)	Q0.00	Q1,040,201.54	Q1,037,891.39	Q1,040,201.54	Q1,037,891.39	Q1,040,201.54	Q1,037,891.39	Q1,040,201.54	Q1,037,891.39
MAGDALENA (Escritura Pública 21)	Q299,365.20	Q9,598,645.49	Q19,871,425.19	Q9,598,645.49	Q19,871,425.19	Q9,598,645.49	Q19,871,425.19	Q9,598,645.49	Q19,871,425.19
HIDRO XACBAL (Escritura Pública 19)	Q0.00								
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q34,828,301.07	Q30,871,727.22	Q25,241,878.31	Q30,871,727.22	Q25,241,878.31	Q30,871,727.22	Q25,241,878.31	Q30,871,727.22	Q25,241,878.31
EXCEDENTE DE PRECIOS NOGALES	(Q177,855.75)	(Q1,483,106.72)	(Q1,726,453.62)	(Q1,483,106.72)	(Q1,726,453.62)	(Q1,483,106.72)	(Q1,726,453.62)	(Q1,483,106.72)	(Q1,726,453.62)
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q481,884.13	Q220,823.39	Q243,724.93	Q220,823.39	Q243,724.93	Q220,823.39	Q243,724.93	Q220,823.39	Q243,724.93
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PRO/FRRA	Q101,736.52	Q1,421,309.35	Q1,654,618.85	Q1,421,309.35	Q1,654,618.85	Q1,421,309.35	Q1,654,618.85	Q1,421,309.35	Q1,654,618.85
RESULTADOS DE SERVICIOS DE POTENCIA	Q0.00								
CREDITO POR REMANENTE DE DEVIOS DE POTENCIA	Q0.00								
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	Q7,741,774.41	Q3,756,524.23	Q3,965,867.25	Q3,756,524.23	Q3,965,867.25	Q3,756,524.23	Q3,965,867.25	Q3,756,524.23	Q3,965,867.25
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	(Q128,519)								
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	Q1,532.46	(Q1,532.46)							
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q2,021,052.44	Q1,963,842.81	Q1,257,532.90	Q1,963,842.81	Q1,257,532.90	Q1,963,842.81	Q1,257,532.90	Q1,963,842.81	Q1,257,532.90
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	Q0.00								
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Q0.00								
	Q 62,839,132.75	Q 61,662,347.36	Q 78,579,925.83	61,662,347.36	78,579,925.83	61,662,347.36	78,579,925.83	61,662,347.36	78,579,925.83

DEOCSA TS POTENCIA KW	Ene-14			Feb-14			Mar-14		
	Potencia Comprada (kW)								
INDE (Escritura Pública 24)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INDE (Escritura Pública 5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DUKE (Escritura Pública 3)	37,299	37,299	37,299	37,299	37,299	37,299	37,299	37,299	37,299
GENOR (Escritura Pública 21)	29,795	29,795	29,795	29,795	29,795	29,795	29,795	29,795	29,795
MAGDALENA (Escritura Pública 21)	34,533	34,533	34,533	34,533	34,533	34,533	34,533	34,533	34,533
HIDRO XACBAL (Escritura Pública 19)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EXCEDENTE DE PRECIOS NOGALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PRO/FRRA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADOS DE SERVICIOS DE POTENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CREDITO POR REMANENTE DE DEVIOS DE POTENCIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	215,527.83	215,527.83	215,527.83	215,527.83	215,527.83	215,527.83	215,527.83	215,527.83	215,527.83

DEOCSA TS POTENCIA Q	Ene-14			Feb-14			Mar-14		
	Compras Potencia (Quetzales)								
INDE (Escritura Pública 24)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
INDE (Escritura Pública 5)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DUKE (Escritura Pública 3)	3,202,000.91	3,202,000.91	3,202,000.91	3,202,000.91	3,202,000.91	3,202,000.91	3,202,000.91	3,202,000.91	3,202,000.91
GENOR (Escritura Pública 21)	124,209	124,209	124,209	124,209	124,209	124,209	124,209	124,209	124,209
MAGDALENA (Escritura Pública 21)	Q2,847,894.29								
HIDRO XACBAL (Escritura Pública 19)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
EXCEDENTE DE PRECIOS NOGALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PRO/FRRA	Q184,887.78	Q205,625.13	Q198,019.33	Q205,625.13	Q198,019.33	Q205,625.13	Q198,019.33	Q205,625.13	Q198,019.33
RESULTADOS DE SERVICIOS DE POTENCIA	Q280,219.19								
CREDITO POR REMANENTE DE DEVIOS DE POTENCIA	Q0.00								
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	Q0.00								
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	Q0.00								
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	Q0.00								
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q4,080,782.42	Q4,148,906.46	Q4,159,387.08	Q4,148,906.46	Q4,159,387.08	Q4,148,906.46	Q4,159,387.08	Q4,148,906.46	Q4,159,387.08
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	Q3,277,884.44	Q3,324,337.67	Q3,317,278.22	Q3,324,337.67	Q3,317,278.22	Q3,324,337.67	Q3,317,278.22	Q3,324,337.67	Q3,317,278.22
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Q23,338,671.18	Q24,173,278.67	Q24,416,642.22	Q24,173,278.67	Q24,416,642.22	Q24,173,278.67	Q24,416,642.22	Q24,173,278.67	Q24,416,642.22

RESUMEN DE COSTOS DE COMPRAS DEL TRIMESTRE.

GENERADOR / CONCEPTO	Tipo	Total Compras			Participación (%)
		E&P (Quetzales)	Monomero (Q/kWh)	Monomero (Q/kWh)	
INDE (Escritura Pública 4)	Generación	86,468,088.78	6.45	23.1%	
INDE (Escritura Pública 5)	Generación	38,851,337.96	1.71	16.8%	
GENERADORA DEL ESTE (Escritura Pública 10)	Generación	7,739,579.26	3.39	2.9%	
POP (Escritura Pública 10)	Generación	40,191,544.18	1.37	16.1%	
INX (C/P 2004-2017)	Generación	0	0	0%	
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Generación	89,820,794.33	1.63	23.3%	
EXCEDENTE DE PRECIOS NOGALES	Generación	(4,697,285.72)	-	-1.9%	
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Generación	2,498,224.23	-	1.0%	
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS PRO/FRRA	Servicios complementarios	3,948,891.33	-	3.0%	
RESULTADOS DE SERVICIOS DE POTENCIA	Derivado de Potencia	1,884,979.37	-	6.6%	
CREDITO POR REMANENTE DE DEVIOS DE POTENCIA	Derivado de Potencia	0	-	0.0%	
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	Derivado de Potencia	3,714,626.31	-	1.4%	
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	Ajustar IIE	(199,965)	-	0.0%	
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	Ajustar IIE	(199,965)	-	0.0%	
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Mercedes Regional	3,989,389.87	-	1.1%	
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISION	Peaje Potencia	6,113,851.07	-	4.9%	
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISION	Peaje Secundaria	18,371,488.88	-	3.9%	
		245,814,939.12	6.33	100.0%	

TARIFA NO SOCIAL

GENERADOR / CONCEPTO	Tipo	Total Compras			Participación (%)
		E&P (Quetzales)	Monomero (Q/kWh)	Monomero (Q/kWh)	
INDE (Escritura Pública 14)	Generación	35,811,881.23	6.87	16.8%	
INDE (Escritura Pública 15)	Generación	249,039.89	0.01	0.0%	
SIBOSA (Escritura Pública 15)	Generación	1,848,023.95	1.67	1.8%	
HIDRO XACBAL (Esc					

COMPARATIVO COSTOS DEOCSA TS GENERADOR / CONCEPTO	ABRIL	MAYO	JUNIO
	Total Compras E&P (Quetzales)	Total Compras E&P (Quetzales)	Total Compras E&P (Quetzales)
INDE (Escritura Pública 24)	Q24,616,467.70	Q23,703,332.47	Q38,124,888.61
INDE (Escritura Pública 5)	Q13,783,809.91	Q0.00	Q0.00
DUKE (Escritura Pública 3)	Q3,168,330.33	Q12,808,132.81	Q4,260,395.26
GENOR (Escritura Pública 22)	Q20,655,292.02	Q3,353,075.82	Q1,209,264.21
MAGDALENA (Escritura Pública 21)	Q0.00	Q14,448,253.57	Q7,078,421.01
HIDRO XACBAL (Escritura Pública 19)	Q0.00	Q0.00	Q0.00
RESULTADO EN EL MERCADO DE OPORTUNIDAD	Q16,309,818.99	Q24,074,614.72	Q15,436,360.62
EXCEDENTE DE PRECIOS NODALES	(Q1,408,441.50)	(Q1,592,034.43)	(Q1,436,826.80)
RESULTADO POR GENERACIÓN FORZADA	Q128,333.15	Q608,089.83	Q2,209,301.27
CARGOS POR SERVICIOS COMPLEMENTARIOS RRO / RRA	Q2,632,309.75	Q2,754,840.25	Q2,567,401.33
RESULTADOS DESVÍOS DE POTENCIA	Q158,438.73	Q715,417.07	Q713,120.56
CRÉDITO POR REMANENTE DE DESVÍOS DE POTENCIA	Q0.00	Q0.00	Q0.00
COSTOS DIFERENCIALES DE CONTRATOS EXISTENTES	Q3,533,207.00	Q92,280.85	Q88,938.45
AJUSTES INFORMES ANTERIORES	(Q3.88)	(Q2.11)	Q0.00
AJUSTES INFORME ANTERIOR COSTO DIFERENCIAL	Q391.19	(Q1,311.09)	Q0.00
TRANSACCIONES MERCADO REGIONAL	Q957,361.12	Q1,115,282.40	Q977,667.35
PEAJE SISTEMA PRINCIPAL TRANSMISIÓN	Q4,317,985.30	Q4,302,784.65	Q4,293,082.02
PEAJE SISTEMA SECUNDARIO DE SUBTRANSMISIÓN	Q3,472,028.42	Q3,453,669.64	Q3,450,782.74
	Q0.00	Q0.00	Q0.00
	Q92,325,328.24	Q89,836,426.45	Q78,972,796.62

– **Series históricas de usuarios y ventas de energía y potencia** (demanda máxima y contratada) e ingresos por dichas ventas, detalladas por tarifa; como se indica a continuación:

- Cuadro Mensual y Trimestral Consolidado de Ventas de Energía en cantidades y en Quetzales desglosado por categoría tarifaria.
- Cuadro Mensual y Trimestral Consolidado de Ventas de Potencia Máxima en cantidades y en Quetzales desglosado por categoría tarifaria.
- Cuadro Mensual y Trimestral Consolidado de Ventas de Potencia Contratada en cantidades y en Quetzales desglosado por categoría tarifaria.
- Cuadro Mensual y Trimestral Consolidado de Usuarios facturados desglosado por categoría tarifaria.

**El libro Excel, actualmente genera reportes como los que se muestran a continuación, en su hoja "Comparativo Desglosado". Se requiere que el Sistema genere como mínimo reportes similares a estos:**

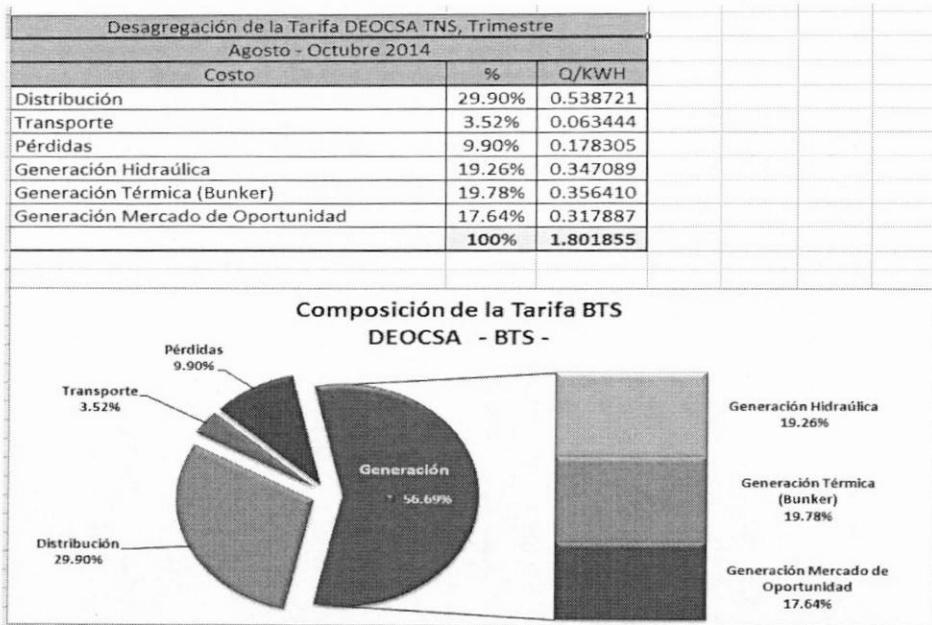
VENTAS DE ENERGÍA DC	MAYO	JUNIO	JULIO
BTSS < 50	12,581,588	12,897,108	12,581,588
BTSS 50 < 100	21,829,531	22,327,183	21,829,531
BTSS > 100	20,137,949	20,720,147	20,137,949
Refacturaciones TS	0	0	0
BTS	14,888,626	14,608,153	14,888,626
BTD	2,863,675	2,709,080	2,863,675
BTDFF	6,394,283	5,969,988	6,394,283
BTH PUNTA	0	0	0
BTH INTERMEDIA	0	0	0
BTH VALLE	0	0	0
MTDP	77,820	65,600	77,820
MTDFP	10,556,514	9,430,304	10,556,514
MTH PUNTA	0	0	0
MTH INTERMEDIA	0	0	0
MTH VALLE	0	0	0
AP	11,625,664	12,269,039	11,625,664
Peaje FT_BTP.Energía en Punta	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Intermedia	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Valle	0	0	0
Peaje FT_MTP.Energía en Punta	424,698	424,698	424,698
Peaje FT_MTP.Energía en Intermedia	1,326,711	1,326,711	1,326,711
Peaje FT_MTP.Energía en Valle	754,183	754,183	754,183
Recuperación Anomalías TNS	0	0	0
Refacturaciones TNS	0	0	0
Total TS+TNS+GUS	103,461,242	103,503,194	103,461,242
Total TS	54,549,068	55,944,438	54,549,068
Total TNS	46,406,582	45,053,164	46,406,582
Total GUs	2,505,592	2,505,592	2,505,592

VENTAS POTENCIA MÁXIMA DC	MAYO	JUNIO	JULIO
BTSS < 50	0	0	0
BTSS 50 < 100	0	0	0
BTSS > 100	0	0	0
Refacturaciones TS	0	0	0
BTS	0	0	0
BTD	6,070	6,095	6,070
BTDFF	29,154	29,370	29,154
BTH PUNTA	0	0	0
BTH INTERMEDIA	0	0	0
BTH VALLE	0	0	0
MTDP	183	179	183
MTDFP	25,272	25,072	25,272
MTH PUNTA	0	0	0
MTH INTERMEDIA	0	0	0
MTH VALLE	0	0	0
AP	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Punta	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Intermedia	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Valle	0	0	0
Peaje FT_MTP.Energía en Punta	6,570	6,425	6,425
Peaje FT_MTP.Energía en Intermedia	0	0	0
Peaje FT_MTP.Energía en Valle	0	0	0
Recuperación Anomalías TNS	0	0	0
Refacturaciones TNS	0	0	0
Total TS+TNS+GUS	67,249	67,141	67,104
Total TS	0	0	0
Total TNS	60,679	60,716	60,679

VENTAS POTENCIA CONTRATADA DC	MAYO	JUNIO	JULIO
BTSS < 50	0	0	0
BTSS 50 < 100	0	0	0
BTSS > 100	0	0	0
Refacturaciones TS	0	0	0
BTS	9,667	9,884	9,667
BTD	40,441	39,446	40,441
BTDFF	0	0	0
BTH PUNTA	0	0	0
BTH INTERMEDIA	0	0	0
BTH VALLE	0	0	0
MTDP	245	248	245
MTDFP	3,933	3,907	3,933
MTH PUNTA	0	0	0
MTH INTERMEDIA	0	0	0
MTH VALLE	0	0	0
AP	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Punta	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Intermedia	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Valle	0	0	0
Peaje FT_MTP.Energía en Punta	0	0	0
Peaje FT_MTP.Energía en Intermedia	0	0	0
Peaje FT_MTP.Energía en Valle	0	0	0
Recuperación Anomalías TNS	0	0	0
Refacturaciones TNS	0	0	0
Total TS+TNS+GUS	54,286	53,485	54,286
Total TS	0	0	0
Total TNS	54,286	53,485	54,286
Total GUs	0	0	0

VENTAS CLIENTES DC	MAYO	JUNIO	JULIO
BTSS < 50	515,474	511,737	515,474
BTSS 50 < 100	289,583	291,791	289,583
BTSS > 100	138,277	141,373	138,277
Refacturaciones TS	0	0	0
BTS	20,763	20,251	20,763
BTD	503	512	503
BTDFF	1,488	1,473	1,488
BTH PUNTA	0	0	0
BTH INTERMEDIA	0	0	0
BTH VALLE	0	0	0
MTDP	2	2	2
MTDFP	125	125	125
MTH PUNTA	0	0	0
MTH INTERMEDIA	0	0	0
MTH VALLE	0	0	0
AP	177	177	177
Peaje FT_BTP.Energía en Punta	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Intermedia	0	0	0
Peaje FT_BTP.Energía en Valle	0	0	0
Peaje FT_MTP.Energía en Punta	8	8	8
Peaje FT_MTP.Energía en Intermedia	0	0	0
Peaje FT_MTP.Energía en Valle	0	0	0
Recuperación Anomalías TNS	0	0	0
Refacturaciones TNS	0	0	0
Total TS+TNS+GUS	966,400	967,449	966,400
Total TS	943,334	944,901	943,334
Total TNS	23,058	22,540	23,058
Total GUs	8	8	8

- Cuadro y gráficas de la desagregación de las tarifas por renglón de costo.



- Reporte de datos base para integración de memoria de cálculo a remitir a las Distribuidoras. Este reporte constituye una serie de cuadros resumen que el sistema deberá generarse en archivo Excel y que servirán de inputs para la réplica del cálculo del Ajuste en un libro Excel y cuya finalidad es remitir a las Distribuidoras la memoria de cálculo de dicho ajuste.

A continuación se presentan los cuadros que se requiere que sean generados:

**CUADROS DE COSTOS (Un reporte para cada mes del trimestre)**

Contrato xxxxxxxx (una tabla por cada contrato)									
Concepto	Cantidad	Precio unitario US\$	Monto en US\$ con IVA	Tipo de Cambio	Monto en Q con IVA	Monto en Q sin IVA			
Potencia	18,500	8.9	\$ 184,408.00	7.85	Q1,447,602.80	Q1,292,502.50			
Energía	2,500,698	0.104	\$ 291,281.30	7.85	Q2,286,558.23	Q2,041,569.85			
Peaje	18,500	2.65	\$ 54,908.00	7.85	Q431,027.80	Q384,846.25			
					Q4,165,188.83	Q3,718,918.60			
<b>Cargos Transacciones AMM</b>	<b>ABRIL</b>	<b>MAYO</b>	<b>JUNIO</b>						
Cantidad de Energía	-12690337.94	-12690337.94	-12690337.94						
Cantidad de Potencia	-2300	-2300	-2300						
Resultado en el mercado de oportunidad	-3085041.47	-1984462.6	-2104221.26						
Excedente de precios nodales	204011.25	184715.11	181710.94						
Resultado por generación forzada	-77923.67	-284022.63	-16556.98						
Cargos por servicios complementarios	-353018.96	-330059.14	-339609.05						
Resultados desvíos de potencia	-91677.12	-91677.12	-20441.07						
Crédito por remanente de desvíos de potencia	0	0	0						
Costos diferenciales de contratos existentes	-11825.33	-11433.72	-455838.86						
Ajustes informes anteriores	0.27	0	0.5						
Ajustes informe anterior costo diferencial	168.01	0	-50.47						
Transacciones mercado regional e interconexion	-142980.9989	-125686.6389	-123305.8421						

CUADROS DE VENTAS (Un reporte para cada mes del trimestre)					
Reporte de Ventas mensual (uno por cada mes del trimestre)					
TARIFA	Numero de Contratos	Energia kWh	Demanda Maxima kW registrada	Demanda Contratada kW	
BTSS < 50	511,737	12,897,108			
BTSS 50 < 100	291,791	22,327,183			
BTSS > 100	141,373	20,720,147			
BTS	20,251	14,608,153	0	0	
BTDP	512	2,709,080	6,095	9,884	
BTDFP	1,473	5,969,988	29,370	39,446	
BTH PUNTA	0	0	0	0	
BTH INTERMEDIA					
BTH VALLE					
MTDTP	2	66,600	179	248	
MTDFFP	125	9,430,304	25,072	3,907	
MTH PUNTA	0	0	0	0	
MTH INTERMEDIA					
MTH VALLE					
AP	177	12,269,039	0	0	
PeajeFT_BT P.Energia en Punta					
PeajeFT_BT P.Energia en Intermedia					
PeajeFT_BT P.Energia en Valle					
PeajeFT_MT P.Energia en Punta	8	424,698	6,425	0	
PeajeFT_MT P.Energia en Intermedia		1,326,711			
PeajeFT_MT P.Energia en Valle		754,183			
Total TS+TNS+GUS	967,449	103,503,194	67,141	53,485	
Total TS	944,901	55,944,438	0	0	
Total TNS	22,540	45,053,164	60,716	53,485	
Total GUS	8	2,505,592	6,425	0	

<b>CUADROS DE PERDIDAS</b>									
<b>Reporte de Energía (trimestral)</b>									
	Energía en la entrada de la red TNS + TS	Energía en la entrada de la red TNS	Energía en la entrada de la red TS	Energía en la entrada de la red TS	Versión de la Medición del AMM				
ABRIL	121,569,544	58,312,417	63,257,127		B				
MAYO		59,171,299	66,103,626		B				
JUNIO		55,278,586	64,594,651		A				
<b>Total</b>									
<b>Reporte de Potencia (trimestral)</b>									
	Potencia en la entrada de la red TNS+TS	Potencia en la entrada de la red TNS	Potencia en la entrada de la red TS	Potencia en la entrada de la red TS	Versión de la Medición del AMM				
ABRIL		117,903	187,635		B				
MAYO		114,176	189,754		B				
JUNIO		114,176	189,754		A				
<b>Total</b>									
<b>CUADROS DE APO</b>									
<b>CUOTAS A ENTIDADES REGULADORAS Y OPERADORES DEL MERCADO Y OTROS CARGOS REGULATORIOS</b>									
Mes	Año	Documento	Institucion/Agente	Concepto/Descripcion	Tipo Cambio Factura (Q/US\$)	Importe Facturado US\$ con IVA	Importe Facturado Q con IVA	Importe Facturado Q sin IVA	
ABRIL	2014	FE1400000000492	AMM	Cuota AMM	n/a	n/a	Q 267,315.62	Q 238,674.66	
MAYO	2014	FE1400000000615	AMM	Cuota AMM	n/a	n/a	Q 265,673.46	Q 237,208.45	
JUNIO	2014	EST	AMM	Cuota AMM	n/a	n/a	Q 266,494.54	Q 237,941.55	
ABRIL	2014	4946	EOR	Cuota EOR	7.8600	\$7,341.28		Q 57,702.46	
MAYO	2014	EST	EOR	Cuota EOR	7.8600	\$7,341.28		Q 57,702.46	
JUNIO	2014	EST	EOR	Cuota EOR	7.8600	\$3,509.38		Q 57,702.46	
ABRIL	2014	4305	CRIE	Cuota CRIE	7.8900	\$3,509.38		Q 27,689.01	
MAYO	2014	EST	CRIE	Cuota CRIE	7.8900	\$3,509.38		Q 27,689.01	
JUNIO	2014	EST	CRIE	Cuota CRIE	7.8900	\$3,509.38		Q 27,689.01	
<b>TOTAL</b>						\$32,551.98	Q 799,483.62	Q 969,999.07	

SALDOS CUYO PERÍODO DE RECUPERACIÓN SE AMPLIÓ		Montos
<b>Saldos a Favor de la Distribuidora</b>		
Monto cuyo plazo de recuperación se ampliará en un trimestre (Pertenece a la Distribuidora) Art. 87		Q (5,500,000.00)
Monto cuyo plazo de recuperación se amplió en un trimestre (Pertenece a la Distribuidora) Art. 87		Q 3,125,000.00
Intereses asociados al monto cuyo plazo de recuperación se amplió en un trimestre		Q 54,687.50
<b>Total</b>		<b>Q (2,320,312.50)</b>
<b>Saldos a favor del usuario</b>		
Monto cuyo plazo de recuperación se ampliará en un trimestre (Pertenece a los Usuarios) Art. 87 RLGE		Q 12,650,000.00
Monto cuyo plazo de recuperación se amplió en un trimestre (Pertenece a los Usuarios) Art. 87 RLGE		Q (1,400,000.00)
Intereses asociados al monto cuyo plazo de recuperación se amplió en un trimestre		Q (24,500.00)
<b>Total</b>		<b>Q 11,225,500.00</b>
<b>Valor neto: Recuperación y creación de saldos cuyo plazo de recuperación se ha ampliado</b>		<b>Q 8,905,187.50</b>
<b>TOTAL APO</b>		<b>Q 9,875,186.57</b>

CUADROS DE SNA					
SNA por cargos no incluidos en ajustes anteriores (un reporte por cada versión revisada de ajustes anteriores)					
Concepto	Siglas	MRR-1: Calculo version Original	MRR-1: Calculo Version Revisada	SNA por Montos no Incluidos en el Ajuste Anterior	
AJUSTE POR PAGO DE POTENCIA (APP)	APP <sub>n-1</sub>	Q 41,521,321.68	Q 41,557,592.23	Q 36,270.55	
AJUSTE POR PAGO DE ENERGIA (APE)	APEn-1	Q (34,288,893.00)	Q (56,080,202.39)	Q (21,791,309.39)	
AJUSTE POR OTROS (APO)	APOn-1	Q (1,205,590.12)	Q (1,395,873.17)	Q (190,283.05)	
SALDO NO AJUSTADO	SNA <sub>n-1</sub>	Q (204,576.09)	Q (265,687.50)	Q (61,111.41)	
Ajuste Trimestral por Pérdidas de Energía Reconocidas	APENR <sup>TMS</sup> <sub>n-1</sub>	Q (10,219,378.90)	Q (9,270,836.63)	Q 948,542.26	
Ajuste Trimestral por Pérdidas de Potencia Reconocidas	APPNR <sup>TMS</sup> <sub>n-1</sub>	Q (5,424,975.74)	Q (5,423,958.41)	Q 1,017.33	
<b>Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior</b>	<b>MR<sub>n-1</sub></b>	<b>Q (9,872,092.17)</b>	<b>Q (30,878,965.87)</b>	<b>Q (21,056,873.70)</b>	
SNA por recuperación de AT					
Concepto	Siglas	Monto			
APP (Quetzales)	APPn-1	Q 34,503,412.87			
APE (Quetzales)	APEn-1	Q (29,842,839.32)			
APOCR (Quetzales)	APOn-1	Q (9,291,166.09)			
SNA (Quetzales)	SNA <sub>n-1</sub>	Q 56,167.06			
APPER (Quetzales)	APENR <sup>TMS</sup> <sub>n-1</sub>	Q (9,700,130.54)			
APPPR (Quetzales)	APPNR <sup>TMS</sup> <sub>n-1</sub>	Q (3,389,145.73)			
<b>Monto a Recuperar en el Trimestre Anterior</b>	<b>MR<sub>n-1</sub></b>	<b>Q (17,663,701.77)</b>			
Concepto					
Energía Facturada en el Trimestre Anterior kWh	Σ EF <sub>n-1</sub>	Monto			
Ajuste Trimestral Aplicado en el Trimestre Anterior Q/kWh	AT <sub>n-1</sub>	138,176,688			
Monto Recuperado por AT en el Trimestre Anterior		(0.128000)			
		Q (17,686,616.09)			
Concepto					
Saldo No Ajustado en el Trimestre n	SNA <sub>n</sub>	Monto			
		Q 22,914.32			
<b>TOTAL SNA</b>		<b>Q (17,640,787.45)</b>			

<b>CUADROS DE AJUSTE SEMESTRAL</b>			
Parámetros económicos para Ajuste Semestral			
TC BANGUAT ultimo día del mes anterior al ajuste	Q	7.778610	
IPC Guatemala nivel republica vigente al ultimo día del mes	Q	116.56	
<b>Demandas Máximas (Total de la Red de la Distribuidora)</b>			
MES		<b>Dmax Mensuales</b>	
Ene-14		314,593.57	
Feb-14		315,806.15	
Mar-14		319,048.86	
Abr-14		312,975.66	
May-14		311,642.73	
Jun-14		314,813.40	
<b>TOTAL</b>		<b>1,888,880.37</b>	
<b>Cuotas pagadas a CNEE por la Distribuidora en el semestre</b>			
<b>Cuotas CNEE con IVA</b>		<b>Cuotas CNEE sin IVA</b>	<b>Documento</b>
Q	616,247.92	Q	550,221.36
Q	612,991.46	Q	547,313.80
Q	613,112.27	Q	547,421.67
Q	632,928.42	Q	565,114.66
Q	623,033.82	Q	556,280.20
Q	599,977.64	Q	535,694.32
Q	125,000.00	Q	111,607.14
		<b>Q</b>	<b>3,413,653.15</b>
<b>Aranceles para actualización del Factor de Ajuste Arancelario</b>			
Variable		<b>Aranceles nuevos</b>	
Ap N		15%	
Ac N		10%	
Ah N		5%	
Ae N		0%	
At N		0%	

- **Informe de Auditoría para la VERSIÓN REVISADA del Ajuste Trimestral:** Se requiere que el Sistema sea capaz de generar un archivo en formato Microsoft Word, con el Informe de Auditoría para la VERSIÓN REVISADA del Ajuste Trimestral el cual contenga los textos predeterminados y parametrizados de los resultados de la Auditoría Efectuada. Para ello el Sistema debe realizar la operatoria de comparación y generar el respectivo reporte de todos aquellos cálculos cuyas variables hayan sido modificadas en la VERSIÓN REVISADA del ajuste. Actualmente este proceso se realiza en un libro Excel que contiene dicho modelo de comparación.

**De todos estos reportes estandarizados el Sistema deberá crear una base de Datos en la cual sea posible consultar reportes de Ajustes Anteriores o Integrar Series históricas de estos reportes para dos o más ajustes según lo requiera el Usuario.**

#### **Reportes personalizados**

El Sistema deberá permitir la generación de reportes personalizados de todas las variables (parámetros tarifarios, precios, datos de contratos, cantidades energía y potencia compradas por contrato, cantidades de energía y potencia vendidas por categoría tarifaria, variables macroeconómicas, tipos de cambio, cargos, tasas de interés y mora, etc.) y resultados del Ajuste (valores unitarios del ajuste trimestral, factores de ajuste semestral, cargos ajustados, tarifas por categoría, etc), permitiendo la mayor flexibilidad posible en los siguientes aspectos:

- Período histórico del reporte (el sistema debe llevar una base de datos histórica de todas las variables y resultados del Ajuste)
- Distribuidoras de las cuales se requiere el reporte (una o más el usuario lo requiere)
- Desglose (el sistema debe permitir la generación de reportes con el mayor nivel de desglose)
- Desglose de todas las estructuras tarifarias en sus componentes de Cargo por Energía de Generación, Cargo por potencia de generación, Ajuste Trimestral, Cargos por

VAD de Media y Baja Tensión, Cargo por Potencia Contratada en sus componentes de Media y Baja Tensión.

Todos los reportes, tanto regulares como personalizados deben ser generados en un formato manejable e importable a otros tipos de software como Access, Excel, SQL, etc. **La generación de todo reporte debe estar regulada bajo los procedimientos de seguridad y nivel de usuario indicados en el apartado "Acceso y Seguridad" detallado en páginas anteriores.**

### 5. Información cargada por el usuario e Interrelación de los Módulos

A continuación se presenta una tabla y un diagrama que presentan de manera condensada la información que los usuarios cargan actualmente en cada módulo para el cálculo de un ajuste, así como la interrelación entre todos los módulos del sistema:

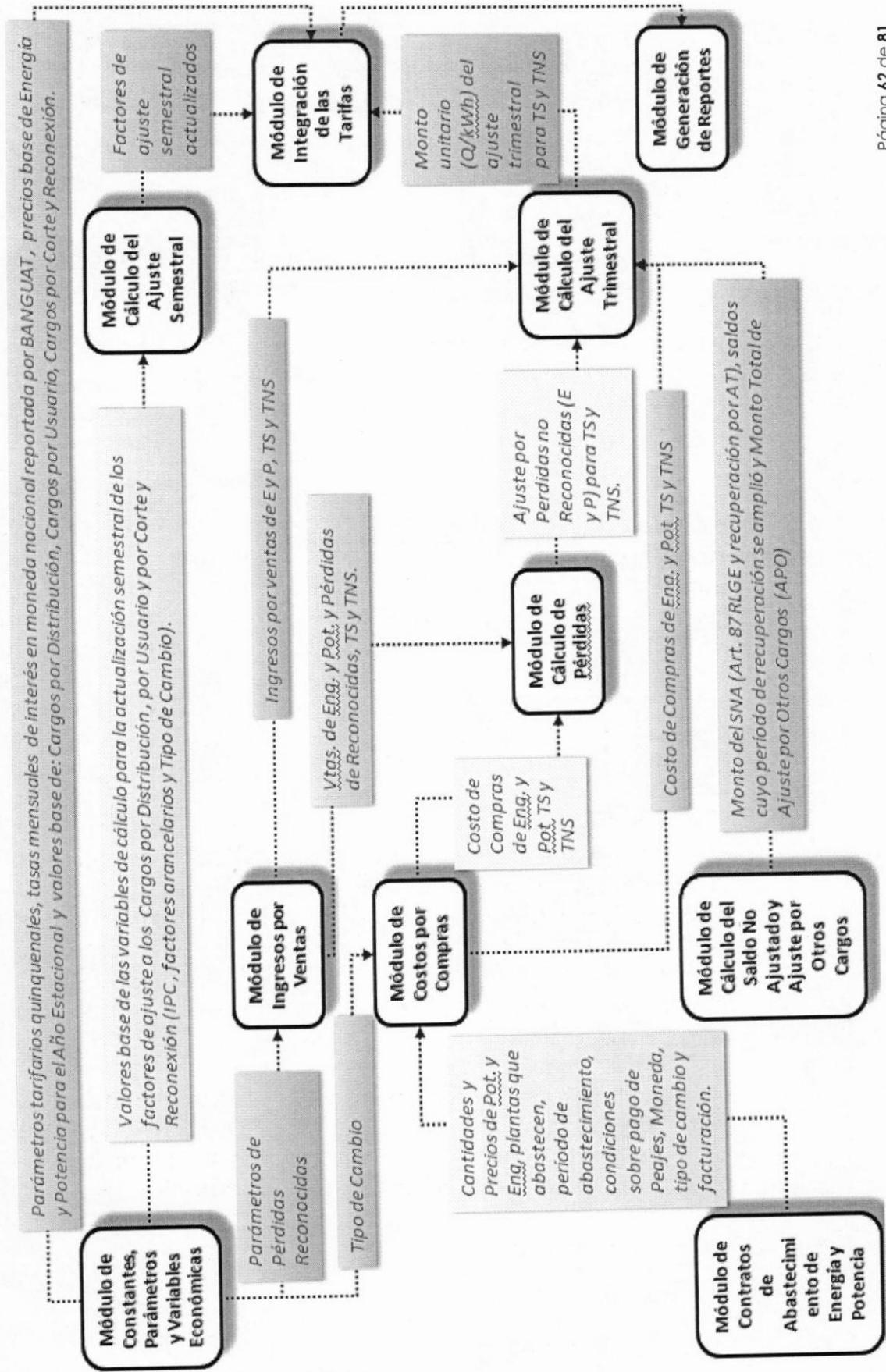
Módulo	Información que el usuario debe ingresar	Fuente de la información que el usuario debe ingresar	Observaciones
<b>Módulo de Ingresos por Ventas</b>	Cantidad en kWh de energía facturada por la Distribuidora para cada una de las categorías tarifarias	Reporte de ventas mensual de las Distribuidoras y Base de Datos de Facturación Mensual de las Distribuidoras	Toda la información cargada en este módulo es utilizada en combinación con los parámetros tarifarios correspondientes para el cálculo de los ingresos de la Distribuidora, las Pérdidas Reconocidas y los valores de energía y potencia para el cálculo de Pérdidas No Reconocidas. Todos estos resultados se utilizan en el Módulo de
	Cantidad en kW de potencia máxima facturada por la Distribuidora para cada una de las categorías tarifarias		
	Cantidad en kW de potencia contratada facturada por la Distribuidora para cada una de las categorías tarifarias		
	Cantidad de usuarios de la Distribuidora para cada una de las categorías tarifarias		

Módulo	Información que el usuario debe ingresar	Fuente de la información que el usuario debe ingresar	Observaciones
			Cálculo del Ajuste Trimestral y en el Módulo de Pérdidas.
Módulo de Cálculo de Pérdidas	Valores de energía demandada mensualmente por la Distribuidora para Tarifa Social y No Social reportada en el Informe de Transacciones Económicas del AMM	Informe de Transacciones Económicas publicado por el AMM mensualmente en su página web.	Toda la información cargada a este módulo, es procesada para determinar los Ajustes por Pérdidas No Reconocidas de Potencia y Energía, los cuales son trasladados al Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral.
	Valores de Demanda Máxima coincidente de Tarifa Social y No Social tomados de la Medición Horaria mensual de las Distribuidoras reportada por el AMM.	Medición Horaria mensual de las Distribuidoras reportada por el AMM.	
Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos	Monto mensual facturado a las Distribuidoras por cuotas a entes regulatorios para Tarifa Social y No Social: AMM, CRIE, EOR.	Documentación de soporte (facturas, etc.) remitida por las Distribuidoras en cumplimiento del Art. 87 del RLGE.	Los resultados de este módulo se trasladan al Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral.
	SalDOS cuyo período de recuperación se ampliará (fondos)	Notas de acuerdo entre CNEE y Distribuidora para fijación de saldos.	
	Penalizaciones, descuentos, cargos o ingresos no relacionados directamente con los costos de generación, transporte o distribución, pero cuyo origen estriba en una disposición regulatoria.	Resoluciones, comprobantes de pago, certificaciones y/o demás documentación de soporte que respalde los montos.	

Módulo	Información que el usuario debe ingresar	Fuente de la información que el usuario debe ingresar	Observaciones
<b>Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral</b>	Cálculo automático. El usuario no carga ningún valor.	Ninguna	Este módulo integra los resultados de los Módulos de Ingresos por Ventas, Costos por Compras, Cálculo de Pérdidas, Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos y da como resultado el valor unitario del Ajuste Trimestral (Q/kWh), para TS y TNS, el cual es trasladado al Módulo de Integración de las Tarifas
<b>Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral</b>	Demandas Máximas mensuales coincidentes en la entrada de la Red de la Distribuidora (en kW), registradas por el Sistema de Medición Comercial del Administrador del Mercado Mayorista, para los seis meses anteriores a la fecha del ajuste, incluyendo las demandas de los sistemas aislados y la demanda de todos los usuarios conectados a la red de la Distribuidora. Montos pagados (cuotas y ajustes) por la Distribuidora a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concepto del aporte establecido en el artículo 5 de la Ley General de Electricidad,	Medición Horaria mensual de las Distribuidoras reportada por el AMM. Copias de facturas y notas de débito / crédito emitidas por Departamento Financiero de CNEE, remitidas por la	Los factores de ajuste semestral resultantes de este módulo se trasladan al Módulo de Integración de las Tarifas para ser aplicados a los valores base de Cargos por Distribución, por Usuario y por Corte y Reconexión.

Módulo	Información que el usuario debe ingresar	Fuente de la información que el usuario debe ingresar	Observaciones
	correspondiente a los últimos seis meses anteriores a la fecha del ajuste.	Distribuidora en cumplimiento del Art. 87 del RLGE.	
Módulo de Integración de las Tarifas	Cálculo automático. El usuario no carga ningún valor.	Ninguna	Este Módulo integra los resultados de los Módulos de Cálculo del Ajuste Trimestral, Cálculo del Ajuste Semestral y los valores tomados del Módulo de Constantes, Parámetros y Variables Económicas. Con todos estos valores se integra la tarifa final.

# Diagrama de interrelación de Módulos del SICAT



## **6. Funcionalidad**

El SICAT debe integrarse con las características de funcionalidad de la Fase I, dichas características de funcionalidad serían:

### **6.1. Centralización:**

La Fase II deberá funcionar instalado en un servidor central como una base de datos centralizada y unificada con la Fase I, la cual será alimentada por los usuarios autorizados para el efecto, los cuales contarán con una aplicación multi-usuarios de carga, consulta y generación de reportes instalada en sus computadoras de trabajo.

### **6.2. Automatización de procesamiento de datos:**

El sistema deberá contar con las respectivas interfaces de carga de datos diseñadas para el efecto. Dichas interfaces de carga de datos deberán seguir, en todo momento un orden lógico de carga de la información, así como también deberán expresar claramente las dimensionales de las variables a cargar, valores decimales, simbología de moneda (US\$, Quetzales, etc., según sea el caso). De igual modo se considera necesario y útil para los usuarios del sistema, que dichas interfaces presenten en todo momento el nombre de la Distribuidora y la Tarifa (Social o No Social), para la cual se están cargando los datos.

El sistema deberá ser capaz de realizar todos los cálculos, eliminando la necesidad de que el usuario realice cálculos inherentes al ajuste de manera manual o apoyándose en otras herramientas informáticas (Microsoft Excel p.ej.). Para el efecto, el sistema deberá diseñarse con base en toda la formulación contenida en el marco normativo, resoluciones y pliegos tarifarios autorizados por CNEE a las Distribuidoras, con el fin de garantizar la consistencia y uniformidad en la metodología del cálculo de los ajustes.

En determinados procesos de cálculo del ajuste (Saldo No Ajustado, Ventas del Trimestre, p.ej) se requiere la utilización de resultados y/o valores contenidos en ajustes anteriores, por lo que el sistema deberá ser capaz de interrelacionar automáticamente, el o los ajustes anteriores que se necesiten con el ajuste actual que se esté calculando.

### 6.3. Trazabilidad de la información:

El sistema debe ser capaz de registrar y reportar el origen y precedencia de los resultados, con la finalidad de poder auditar todos los procesos de cálculo y los datos cargados al sistema. **Dicho registro y reporte deberá permitir visualizar toda la secuencia matemática de cada cálculo realizado, aún cuando dicha secuencia tome datos de ajustes anteriores.**

Por otra parte, el sistema debe ser capaz de registrar y reportar toda carga y/o modificación datos identificando al usuario que realizó dicha carga o modificación así como las fechas y horas de las cargas o modificaciones efectuadas.

### 6.4. Consistencia de datos:

La cual se plantea conseguir mediante los siguientes atributos con los que el sistema deberá contar:

#### 6.4.1. Unicidad

Una vez se haya finalizado y autorizado el resultado final del cálculo de un ajuste para una Distribuidora, toda la información, datos, valores, cálculos, registros de trazabilidad, y resultados, deberán quedar almacenados en la base de datos del sistema como una **"versión única del ajuste"** la cual deberá estar debidamente identificada para su búsqueda y consulta en el sistema.

Así, todo ajuste en su versión única y original al ser aprobado y cerrado no debe permitir modificación o cambio alguno, pues constituye la **VERSIÓN ORIGINAL** del mismo.

Ahora bien, en caso de que se requiera un proceso de simulación en el cual sea necesario modificar datos o variables del ajuste para determinar escenarios tarifarios, **el sistema debe permitir la realización de una copia completa del ajuste original, la cual debe quedar claramente identificada y nunca debe reemplazar a la VERSION ORIGINAL del ajuste con el que se desee realizar simulaciones o escenarios.**

Por otra parte, el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece en su penúltimo párrafo que "Si posteriormente a la fijación del ajuste trimestral, se determina que se

incluyeron cargos a favor o en contra del Distribuidor, que debieron ser aplicados en este o en anteriores ajustes, esta diferencia deberá ser incluida como saldo no ajustado en posteriores ajustes trimestrales".

En cumplimiento a lo anterior, posteriormente a la aprobación y cierre de un ajuste, se hace necesario realizar un proceso de recálculo del mismo, sustituyendo todos aquellos valores o datos que en la VERSIÓN ORIGINAL, quedaron como datos estimados (por omisión, indisponibilidad del valor real de los mismos o bien porque la documentación de la transacción económica que los sustenta no se había generado al momento del cálculo del ajuste), se estableció que por datos reales sustentados documentalmente.

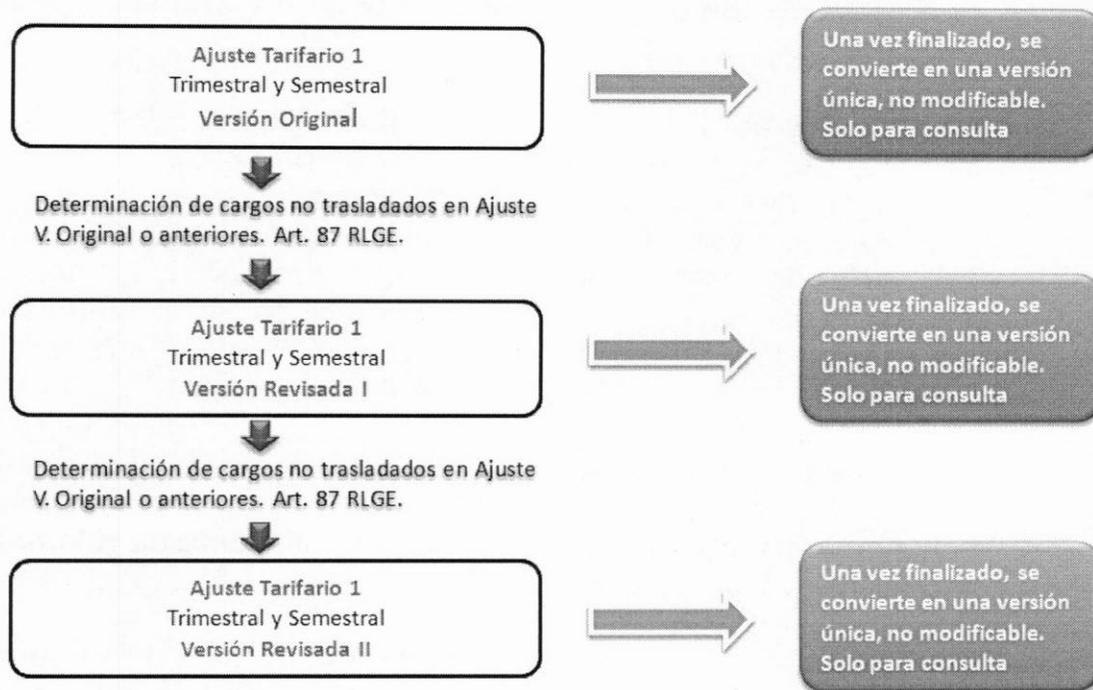
Para la realización de este recálculo será necesario que el sistema genere una copia de la VERSIÓN ORIGINAL, **la cual deberá ser modificada por el usuario, realizando las sustituciones de valores antes expuestas.**

**A esta copia modificable se denominará VERSIÓN REVISADA del ajuste** y la misma deberá ser identificada y almacenada como un ajuste totalmente diferente a la VERSIÓN ORIGINAL.

**Cabe mencionar que este proceso de revisión puede realizarse más de una vez, por lo que de ser necesaria, el sistema deberá permitir la creación de nuevas VERSIONES REVISADAS, para su modificación, almacenamiento e identificación específica,**

Todo lo anterior permite mantener la UNICIDAD de los ajustes tarifarios. A continuación se presenta un diagrama en el cual es posible observar de manera simplificada lo anteriormente expuesto:

## Unicidad de los Ajustes Tarifarios



... Pueden darse "n" versiones revisadas según sea necesario.

### 6.4.2. Secuencialidad

Los Ajustes Tarifarios no constituyen procesos de cálculo cuya operatoria y resultados pierden vigencia al momento de calcular un nuevo ajuste. Por el contrario los Ajustes Tarifarios siguen un proceso de "secuencia" que el sistema debe establecer de manera automática.

Este proceso de secuencia hace referencia al hecho de que todo nuevo ajuste a calcular requiere indefectiblemente de varios resultados que se toman del ajuste inmediato anterior. A continuación se detalla este proceso:

- Parámetros Tarifarios Trimestrales:

Al generar un nuevo ajuste de una distribuidora, automáticamente el sistema debe "buscar" en el ajuste inmediato anterior en su VERSIÓN ORIGINAL, los parámetros tarifarios (tarifa desglosada en sus cargos de potencia, energía,

VAD BT y VAD MT, etc.) que resultaron en dicho ajuste para ser cargados en el nuevo ajuste como factores para el cálculo de los ingresos de la Distribuidora.

**Estos parámetros son los que se generan en el Módulo de Integración de Tarifas y son tomados de dicho Módulo en el Ajuste Inmediato Anterior en su VERSIÓN ORIGINAL para ser cargados al nuevo ajuste en su Módulo de Ingresos por Ventas.**

- Saldo No Ajustado por cargos no aplicados en ajustes anteriores (Art. 87 RLGE):

Como ya se indicó en el apartado de UNICIDAD, El artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, establece la posibilidad de actualizar los ajustes con cargos a favor o en contra de las Distribuidoras que no se hayan trasladado a tarifas en su oportunidad, lo cual genera la necesidad de crear las denominadas VERSIONES REVISADAS de los ajustes. Derivado de ello, al generar un nuevo ajuste de una distribuidora, el sistema automáticamente debe:

- Calcular la diferencia entre el Monto a Recuperar de la VERSIÓN ORIGINAL y el Monto a Recuperar de la(s) VERSIÓN(ES) REVISADA(S) del ajuste inmediato anterior.
- Trasladar dicha diferencia al nuevo ajuste para ser incluida en el mismo como Saldo No Ajustado.

**Los valores del Monto a Recuperar se toman del Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral tanto de la VERSIÓN ORIGINAL, como de la VERSIÓN REVISADA para su respectivo cálculo de diferencia.**

- Saldo No Ajustado por Recuperación de Ajuste Trimestral:  
Para el cálculo del valor unitario de un Ajuste (Q/kWh), se toma el total del Monto a Recuperar y se divide entre la Proyección de Energía a facturar por parte de la Distribuidora en el próximo trimestre. Debido a que la Proyección de Energía a facturar varía con la facturación real, también el monto recuperado por la Distribuidora en concepto de Ajuste Trimestral varía y esta diferencia debe ser cargada al nuevo ajuste como Saldo No Ajustado.

Así, es necesario que el sistema:

- o Tome del Ajuste Inmediato Anterior (VERSIÓN ORIGINAL), el valor del Monto a Recuperar en concepto de Ajuste Trimestral y el Valor Unitario del Ajuste Trimestral (Q/kWh) tanto para TS como para TNS.
- o Calcule el Monto a Recuperar real (tanto para TS como para TNS), utilizando para el efecto las ventas reales de la Distribuidora en el trimestre de análisis en el presente ajuste, multiplicadas por el valor unitario del Ajuste Trimestral del Ajuste Anterior.
- o Calcule la diferencia entre los Montos a Recuperar.
- o Traslade dicha diferencia al nuevo ajuste como Saldo no Ajustado.

**Este procedimiento se ha detallado de manera específica en el apartado "4.3. Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos" y su operatoria puede visualizarse en las imágenes contenidas en el sub-inciso "4.3.4. Operatividad actual".**

- Saldos cuyo período de recuperación se ampliará (Art. 87 RLGE):

El artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el cual establece en su último párrafo que "Cuando existan variantes significativas entre las previsiones de costos de compra y sus costos reales, la Comisión podrá establecer, con el acuerdo del Distribuidor una ampliación del período de recuperación de los saldos".

En cumplimiento de lo anterior, regularmente los Ajustes Trimestrales se calcula un monto a favor o en contra de la Distribuidora, el cual es descontado temporalmente del Monto a Recuperar en concepto de Ajuste por Otros (APO), con la finalidad de amortiguar las variaciones significativas en las tarifas. Este monto debe "devolverse" o aplicarse de vuelta (sumar o restar según sea el caso) en el siguiente Ajuste Trimestral añadiendo intereses a una tasa previamente establecida. Con vista en ello, el sistema debe:

- Tomar del ajuste inmediato anterior (VERSIÓN ORIGINAL) el monto del Saldo cuyo plazo de recuperación se amplió.
- Calcular los intereses a la tasa previamente establecida e ingresada al sistema.
- "Devolver" o cargar en el nuevo ajuste (**el sistema debe identificar si el saldo fue a favor o en contra de la Distribuidora para "devolver" con el signo invertido**) el monto original del saldo más los respectivos intereses, dentro del renglón de Ajuste por Otros (APO) del nuevo Ajuste Trimestral.

**Este procedimiento se ha detallado de manera específica en el apartado "4.3. Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos" y su operatoria puede visualizarse en las imágenes contenidas en el sub-inciso "4.3.4. Operatividad actual".**

- Resultados del Ajuste Semestral:

Dada las diferencias en la periodicidad de los ajustes (trimestrales y semestrales), los resultados de un Ajuste Semestral son válidos para dos Ajustes Trimestrales. Derivado de ello, al crear un nuevo Ajuste Trimestral, el sistema deberá:

- Identificar si corresponde la realización de un Ajuste Semestral.
- En caso no corresponda dicha realización del Ajuste Semestral, **el sistema deberá utilizar los resultados del último Ajuste Semestral calculado (VERSIÓN ORIGINAL) para integrar las tarifas finales del nuevo ajuste trimestral** y deshabilitar la carga de datos al Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral, para evitar cualquier modificación que pueda afectar los valores vigentes a utilizar cuando no se esté calculando dicho Ajuste Semestral.
- En caso corresponda dicha realización del Ajuste Semestral, el sistema deberá habilitar la carga de datos al Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral, para efectuar el respectivo cálculo y utilizar estos resultados para la integración de las tarifas finales.

# Secuencialidad de los Ajustes Tarifarios

Trimestre ABC

Trimestre DEF

Trimestre GHI

**Ajuste Tarifario 1**  
Trimestral y Semestral  
Versión Original

Traslado:  
 • Parámetros tarifarios  
 • Saldo No Ajustado por Recuperación de AT  
 • Saldos cuyo periodo de recuperación se amplió (fondos)  
 • Ajuste Semestral (resultados)

**Ajuste Tarifario 2**  
Solo Trimestral  
Versión Original

Traslado:  
 • SNA por cargos no trasladados en AT's anteriores. Art. 87 RLGE.

Traslado:  
 • Parámetros tarifarios  
 • Saldo No Ajustado por Recuperación de AT  
 • Saldos cuyo periodo de recuperación se amplió (fondos)

**Ajuste Tarifario 3**  
Trimestral y Semestral  
Versión Original

Traslado:  
 • SNA por cargos no trasladados en AT's anteriores. Art. 87 RLGE.

**Ajuste Tarifario 1**  
Trimestral y Semestral  
Ver. Revisada I

Traslado:  
 • SNA por cargos no trasladados en AT's anteriores. Art. 87 RLGE.

**Ajuste Tarifario 2**  
Trimestral y Semestral  
Ver. Revisada I

Traslado:  
 • SNA por cargos no trasladados en AT's anteriores. Art. 87 RLGE.

**Ajuste Tarifario 1**  
Trimestral y Semestral  
Ver. Revisada "n"

Nota: Solo se trasladan resultados del Ajuste Semestral, cuando no se requiere cálculo de este tipo de Ajuste. De lo contrario estos valores no deben trasladarse al siguiente ajuste, sino que debe calcularse un nuevo Ajuste

### 6.4.3. Validación

Por otra parte, el sistema, deberá **llevar un registro histórico detallado (base de datos) de todos y cada uno de los datos cargados, variables utilizadas y cálculos de los ajustes**, con la finalidad expresa de contar con una serie histórica de cada variable para la validación de cada valor que se esté ingresando.

Así, cuando un usuario cargue al sistema un valor (p.ej. precio de energía de un contrato) el sistema deberá ser capaz de:

- Desplegar en la misma interfaz de carga de datos tanto la serie histórica de los valores de la variable que se está cargando, el valor promedio de dicha variable en el último año y el valor interanual de dicha variable (valor del mismo mes del año anterior).
- Detectar y reportar directamente en la interfaz de carga de datos del usuario, cualquier dato que el usuario intente cargar, cuyo valor sea atípico o fuera de tolerancia con relación a los valores históricos (esta tolerancia deberá definirse como un % +/- sobre la media de la serie histórica).
- En caso el usuario insista en cargar el dato con valor atípico, el sistema deberá desplegar un cuadro de texto para que el usuario explique o detalle la razón que justifique la carga del valor atípico.

En caso el usuario no declare dicha justificación, el sistema no deberá permitir al usuario la carga del dato ni avanzar en la carga de información al ajuste.

**Por ejemplo**, en caso que el valor del precio de energía de un contrato regularmente oscila entre US\$0.13/kWh y US\$0.16/kWh, y en un determinado ajuste el usuario carga para dicho contrato un valor de precio energía de US\$0.55/kWh, el sistema deberá ser capaz de:

- Desplegar en pantalla la serie histórica (un año), de los precios de energía utilizados para este contrato en ajustes anteriores.

- *Notificar inmediatamente en pantalla al usuario que está ingresando un valor atípico en un rango de +/-% con relación al promedio histórico de la variable en cuestión.*
- *En caso el usuario no corrija la inconsistencia e insista con el valor atípico, el sistema desplegará un cuadro de texto en el cual el usuario indicará la justificación del precio de US\$0.55/kWh.*

#### **6.4.4. Soporte documental**

El sistema debe contar con un procedimiento para la carga y consulta de todos los documentos de soporte de datos debidamente digitalizados ("scan" de documentos físicos como facturas, contratos, reportes del AMM, comprobantes de pago, notas informativas, evacuaciones de audiencia, etc.). En este sentido, el sistema deberá:

- Integrar una base de datos de todos los documentos digitalizados la cual pueda ser consultada de manera independiente dentro del sistema.
- Permitir la asociación de cada documento digitalizado a aquellos datos o valores cargados al sistema que hayan sido tomados de dicho documento.
- Permitir desplegar en pantalla el documento digitalizado en cada dato o valor cargado al sistema que haya sido tomado de dicho documento.

Con lo anterior se garantiza que el sistema manejará versiones únicas y claramente identificadas de los ajustes tarifarios.

#### **6.5. Generación de reportes:**

En cuanto a la generación de reportes, el sistema debe ser altamente flexible para permitir la generación de informes, cuadros, tablas y/o resúmenes personalizados de las distintas variables, datos y resultados del ajuste. No obstante lo anterior, el sistema también debe ser capaz de generar automáticamente una serie de reportes estandarizados. **Todo el detalle de la generación de reportes se ha abordado en el apartado "4.7 Módulo de reportes".**

Todos los reportes, tanto regulares como personalizados deben ser generados en un formato manejable e importable a otros tipos de software como Access, Excel, etc. **La generación de todo reporte debe estar regulada bajo los procedimientos de seguridad y nivel de usuario indicados en el apartado "Acceso y Seguridad" detallado en páginas anteriores.**

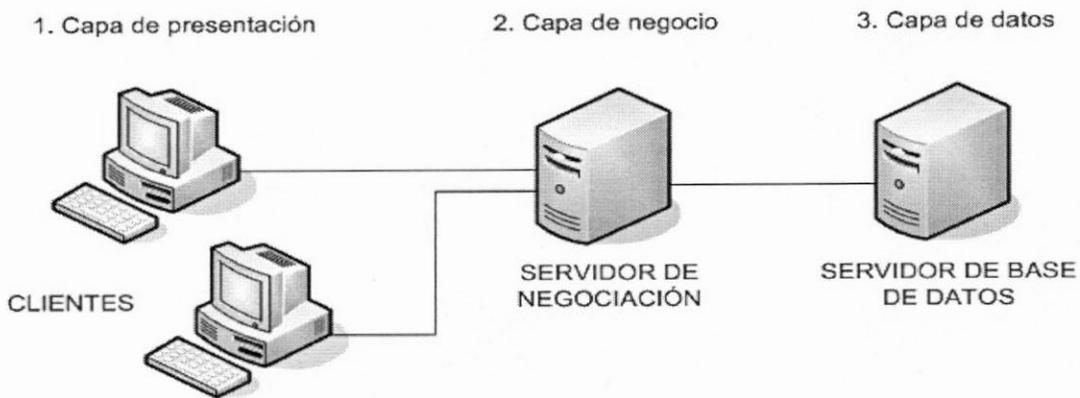
## 7. Productos finales esperados

A continuación se definen los productos finales a entregar y capacitaciones a efectuar por parte del Contratista:

### 7.1. Aspectos técnicos de los productos finales esperados

#### 7.1.1. Software

- Este consiste en un programa de computadora, que se desarrolla en un esquema de cliente servidor, que deberá conceptualizarse desde su origen en un programa modular, según cada una de las áreas pre establecidas por la CNEE. Con este software se busca resolver el cálculo de los Ajustes Trimestrales y Semestrales de todas las Distribuidoras de Energía Eléctrica del País, dada la característica y complejidad de dicha tarea, se busca a través de este software, garantizar la integridad de la información como también contar con un



mecanismo, seguro y eficaz que agilice dicha tarea.

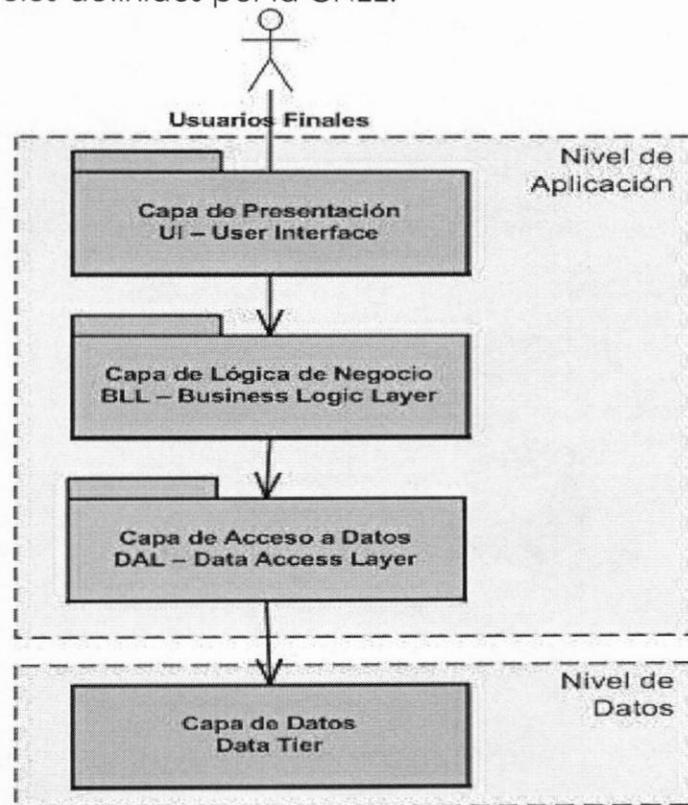
#### **Esquema cliente servidor**

- En relación al entorno y funcionamiento, la CNEE establece que el sistema se desarrolle en una plataforma WEB, para lo cual se pone a la disposición de la empresa contratada la plataforma requerida para la aplicación:

Herramienta	Descripción
PHP, JavaScript	Lenguaje de Programación
SQL Server 2012	Servidor de bases de datos
Apache	Servidor web

No obstante, lo anterior, si el contratista plantea otras opciones estructurales, las mismas serán consideradas según la compatibilidad con los recursos informáticos con los que cuenta la CNEE.

- La empresa contratada deberá desarrollar estructurar e implementar este programa, en base a la metodología de programación por capas. Esta metodología busca desarrollar un sistema modular práctico y ordenado a nivel de código, y que finalmente simplifica en el corto plazo la operación y mantenimiento de este. En el grafico siguiente se presentan las distintas capas que deberán considerarse para cada uno de los módulos definidos por la CNEE.

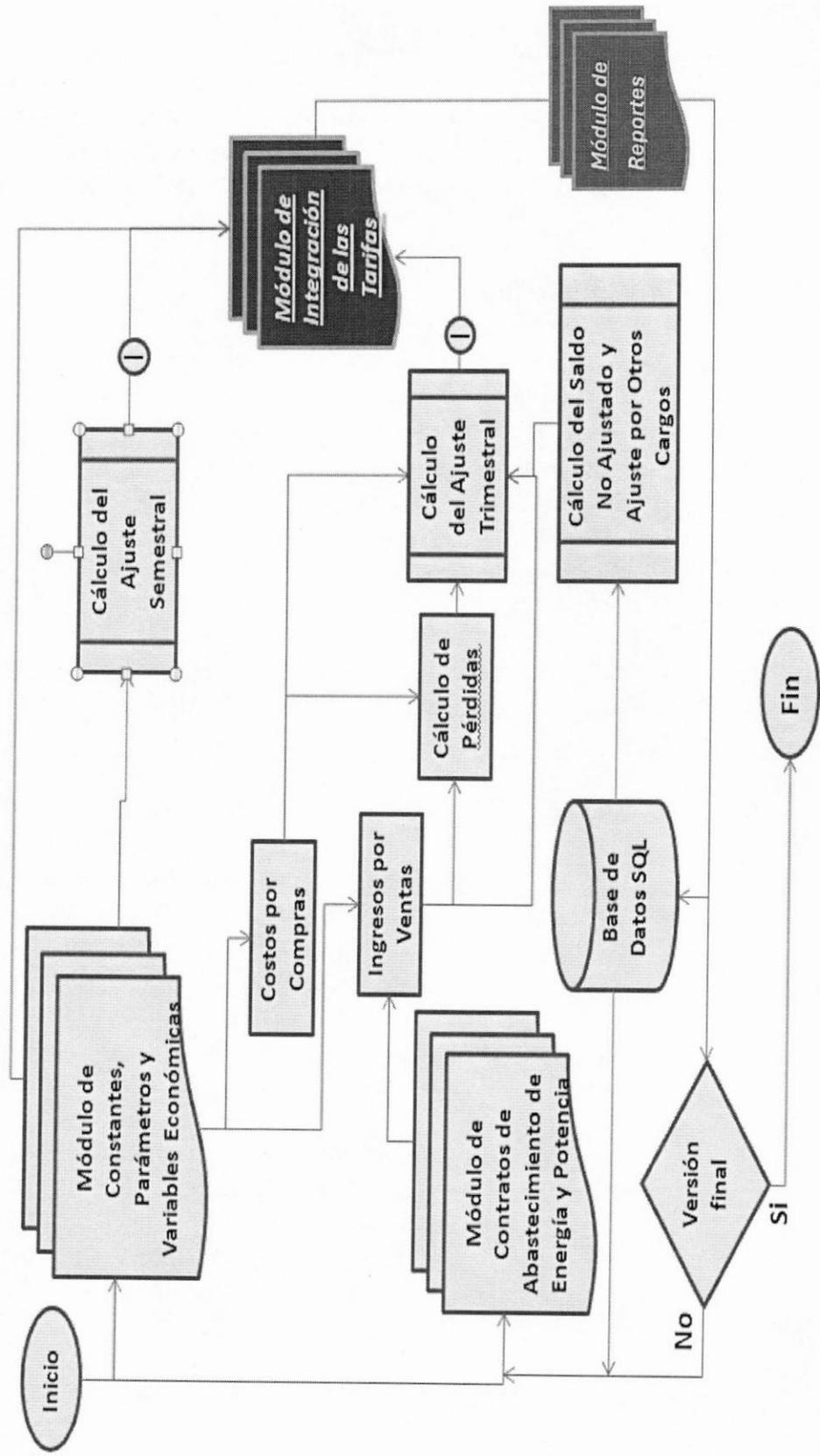


- Como parte del proceso de implementación la CNEE requiere la instalación del sistema en 3 diferentes ambientes: **Ambiente de Desarrollo, Ambiente de Prueba y Ambiente de Producción.**

### 7.1.2. Diagrama de flujo del sistema

Tomando como base el esquema de interrelación de los módulos del sistema, contenido en el inciso 5 de las presentes disposiciones técnicas se ha elaborado el siguiente diagrama de flujo del sistema, el cual incluye el flujo de información entre los módulos, y la base de datos del sistema

Diagrama de flujo



### 7.1.3. Instaladores

- Para la entrega de este producto, la empresa contratada deberá estructurar los programas de instalación necesarios, con el utilitario que asista paso a paso el proceso de instalación de cada módulo y/o capa del sistema integral.

### 7.1.4. Código fuente

- Una de las características requeridas para este sistema consiste en que el código sea abierto, es decir que la parte contratante deberá contar con la capacidad de poder acceder al código de programación del sistema, con el fin de poder agregar, eliminar y modificar procesos, puesto que la particularidad de la temática en este caso particular exige constante variabilidad en el esquema de cálculo como también en la formulación de los distintos procesos.

Cabe resaltar que se requerirán los códigos fuentes correspondientes a cada módulo, en sus distintas capas de codificación.

### 7.1.5. Video Manuales de producto, usuario y de programación.

- Adicionalmente el Contratista deberá entregar los distintos video manuales de usuario para cada uno de los módulos definidos por la CNEE, de tal manera que se expliquen detalladamente cada uno de los procesos y funciones que este contemple, de manera que personal con un conocimiento básico del entorno de desarrollo de programación pueda realizar modificaciones al código fuente de ser necesario.
- También se requiere el set de manuales conceptuales de los códigos fuente, y guías de programador. Finalmente se requerirá que los códigos se encuentren debidamente documentados. Cada vídeo, guía o manual de usuario deberá ser entregado juntamente con la entrega e instalación de cada módulo, según se estipula en el cronograma.

## 7.2. Implementación y capacitación del sistema

- El Contratista deberá completar la instalación del software en todos los dispositivos donde sea necesario realizar dicha instalación (servidores, computadoras de usuario, etc.), a satisfacción del personal designado por CNEE para la supervisión correspondiente.

- Igualmente deberá capacitar al personal de la Gerencia de Tarifas que designe CNEE, para la **utilización del Sistema, su funcionalidad y características**.
- Adicionalmente el Contratista deberá capacitar a 2 personas designadas por CNEE para la realización de **mantenimientos al sistema y/o desarrollos posteriores**.

### **7.3. Organización y metodología de trabajo coordinado entre CNEE y el Contratista**

- Durante todo el proceso de desarrollo e implementación del sistema, el Contratista trabajará bajo la supervisión y coordinadamente con el personal que CNEE designe para el efecto.
- Durante todo el proceso, el Contratista podrá apersonarse en las instalaciones (oficinas, servidores, equipos de cómputo de usuarios), de CNEE para la realización de las pruebas, adecuaciones, instalaciones y demás procesos que requieran el desempeño de actividades en dichas instalaciones. Para este efecto, se deberá requerir el acceso respectivo a través del personal de supervisión designado por CNEE.
- Adicionalmente, **si se considera necesario por parte de CNEE**, podrá autorizarse la asignación de un área de trabajo temporal para el personal del Contratista cuya presencia y labor en las instalaciones de CNEE, se determine indispensable.
- Durante el plazo del contrato, adicionalmente a la entrega de los productos finales, el Contratista deberá atender las consultas o dudas y presentar los informes relacionadas con el desarrollo e implementación del sistema que formule el Directorio la Gerencia de Tarifas y el personal designado de la CNEE.
- El Contratista deberá considerar en su Oferta, todos los costos inherentes a las labores que impliquen el desarrollo e implementación del sistema.

### **7.4. Plazos de entrega de los productos finales y capacitaciones y forma de pago**

El personal designado por la Gerencia de Tarifas de CNEE, efectuará la revisión de los productos finales y capacitaciones efectuadas y emitirá

los comentarios cuando considere, a efecto que el Contratista revise, corrija, amplíe o adecúe todos aquellos aspectos, procesos, o desarrollos que se considere necesario a fin de que el sistema cumpla a satisfacción de CNEE y lo requerido por el o los designados por la Gerencia de Tarifas, con los resultados esperados. El tiempo de entrega de los informes se contará a partir de la aprobación del contrato, La Gerencia de Tarifas de CNEE, realizará la revisión y validación de los productos finales, pudiendo requerir ampliación, revisión o adecuación de los mismos.

Los plazos de entrega de los informes de finalización de cada módulo se indican en la siguiente tabla, la cual contiene de manera consolidada los módulos del proyecto y su contenido, la forma de pago y la proyección en tiempo de cada uno de los módulos:

	Contenido	% de pago	Días Calendario
8/12/24	Plan de trabajo	-	10 días
6/2/25	Entrega a satisfacción del módulo de Ventas	10	60 días
8/3/25	Entrega a satisfacción del módulo de Cálculo de Pérdidas	10	30 días
7/4/25	Entrega a satisfacción del módulo de SNA y APO	10	30 días
7/5/25	Entrega a satisfacción del módulo de Ajuste Semestral	10	30 días
6/6/25	Entrega a satisfacción del módulo de Ajuste Trimestral	20	30 días
21/7/25	Entrega a satisfacción del módulo de Integración de las Tarifas	30	45 días
4/9/25	Entrega a satisfacción del módulo de Reportes	10	45 días

Estos plazos podrán ser modificados por la Comisión dependiendo del avance del proceso. El Contratista deberá aceptar y ajustarse a los nuevos plazos que la CNEE establezca.

Todos los productos entregados y capacitaciones realizadas por el Contratista, previo al trámite de pago deberán pasar la revisión y aprobación de la Gerencia de Tarifas.

## 7.5. Entregables Finales:

### 7.5.1. Entregables físicos

Adicional de la implementación del sistema, su puesta en operación y las capacitaciones a efectuar, el contratista como mínimo deberá presentar los siguientes entregables físicos del proyecto:

- Documentos del diseño final del sistema y de cada módulo
- Diagramas definitivos del sistema y de sus módulos.
- Descripción detallada de la lógica de cada programa.
- Programas de instalación (instaladores)
- Código fuente correspondiente a cada módulo debidamente documentado.
- Descripción de las entradas y salidas (ficheros, pantallas, paneles de mando, reportes, listados, etc.)
- Listado de los programas conteniendo comentarios.
- Resultado de las pruebas de cada módulo y sus sub-módulos si el desarrollo lo requiere.
- Resultado de las pruebas de la integración del sistema
- Manuales detallados para los operadores del Sistema (vídeos)
- Manuales detallados para el personal de mantenimiento y desarrollo (vídeos).

### 7.5.2. Informes

El contratista debe presentar informes al finalizar cada fase establecida en el inciso 8.4 de las presentes disposiciones técnicas, así como al final del contrato. Cada informe deberá presentarse de la forma siguiente:

- Documentos empastados.
- Totalidad de las hojas firmadas por el responsable del proyecto y foliadas.
- La primera página de cada informe debe contener la siguiente información
  - Nombre de la empresa.

- Referencia del contrato con la CNEE.
- Número de fase e informe presentado.
- Fecha de presentación del informe, correspondiente a cada fase.

La estructura para cada informe de fase y el informe final es la siguiente:

<b>Introducción</b>	
<b>Definición de módulos desarrollados</b>	Objetivos de cada módulo
	Justificación de cada módulo
	Alcances de cada módulo
<b>Implementación</b>	Descripción
	Cronograma
	Instalación
<b>Manuales</b>	Manual de usuario
	Manual de procedimientos
	Manual de mantenimiento y desarrollo
<b>Conclusiones</b>	
<b>Recomendaciones</b>	
<b>Anexos</b>	

## 8. Obligaciones del Contratista

Durante el desarrollo e implementación del sistema, se debe cumplir con lo siguiente:

- Cumplir el cronograma para la realización del proyecto y entrega de los productos finales y capacitaciones, de acuerdo a lo establecido en los presentes Términos de Contratación.
- Prestar el soporte técnico-profesional y la asistencia a la CNEE, descrita en los presentes Términos de Contratación.
- Tener la disponibilidad para participar en las reuniones que planifique la CNEE para tratar temas específicos en relación con el Proyecto.
- En las reuniones que se realicen con CNEE, deberá participar el profesional y/o técnico responsable del aspecto o tema a tratar en dichas reuniones, designado por el Contratista.
- Conocimiento del Marco Regulatorio Vigente. El Contratista para efectuar su trabajo deberá revisar y referirse para efectos de desarrollo e implementación del sistema, como mínimo, a los siguientes documentos que forman parte del Marco Regulatorio Vigente:

- a. Ley General de electricidad (Decreto Número 93-96 del Congreso de la República de Guatemala).
- b. Reglamento de la Ley General de electricidad y sus reformas.
- c. Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –AMM–
- d. Pliegos Tarifarios Quinquenales aprobados por CNEE para cada una de las empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica y Empresas Eléctricas Municipales.

La documentación de la normativa se podrá descargar de las páginas web de CNEE ([www.cnee.gob.gt](http://www.cnee.gob.gt)), del AMM ([www.amm.org.gt](http://www.amm.org.gt)) o bien podrá solicitarse directamente a CNEE.

- El Contratista deberá considerar en su Oferta, todos los costos inherentes a las labores que impliquen el desarrollo e implementación del sistema.

## **9. Acceso a comunicaciones**

Durante el desarrollo de todas las actividades, el Contratista deberá tener acceso, mediante sus propios recursos, al siguiente equipo de comunicaciones:

- Conexión permanente a Internet.
- Correo electrónico.
- Teléfono.
- Videoconferencias.



## Departamento de Ajustes Tarifarios

GTTA-DictamenAT-145

**Para:** Directorio  
**De:** Marvin Barreto  
**Departamento:** Departamento de Ajustes Tarifarios  
**Fecha:** Guatemala, 22 de agosto de 2024  
**Asunto:** Desarrollo e implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajuste Tarifarios – SICAT –

### ANTECEDENTES:

- Durante el año 2023 y durante el primer trimestre del 2024, se gestionaron y desarrollaron los módulos de constantes, parámetros y variables económicas, Módulo de costos por compras y Módulo de contratos y abastecimiento de energía y potencia

### ANÁLISIS:

Como parte de la gestión de la Gerencia de Tarifas se requiere la automatización de los procesos inherentes al cálculo de los ajustes trimestrales ya que es una tarea periódica y se distingue por tres tipos de ajustes:

- **Ajuste Anual:** Se denomina ajuste anual al proceso de cálculo de los denominados "Precios Base de Potencia y Energía", que constituyen una proyección de los precios unitarios de potencia y energía, los cuales tendrán vigencia durante un año estacional (Del 1 de mayo al 30 de abril).

Para realizar este cálculo, en apego a lo estipulado en los artículos 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad y 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, se utilizan las proyecciones de costos contenidas en el Informe de Costos Mayoristas elaborado anualmente por el AMM, correspondiendo dichas proyecciones a los costos de compras por contratos, costos de compras al Spot, servicios complementarios, sobrecostos por generación forzada, pérdidas, peajes y cuotas al AMM.

- **Ajuste Semestral:** En el cual se actualizan los factores de ajuste a los cargos por distribución, los cuales son: Factor de ajuste al cargo por distribución en baja tensión (FACDBT), Factor de ajuste al cargo por distribución en media tensión (FACDMT), Factor de ajuste al cargo por usuario en baja tensión (FACFBT), Factor de ajuste al cargo por usuario en media tensión (FACFMT) y Factor de ajuste al cargo por corte y reconexión (FACACYR).



En apego a lo estipulado en el artículo 55 del Reglamento de la Ley General de Electricidad cada uno de estos factores se ajusta utilizando, según el caso en particular, los valores actualizados de: tipo de cambio, tasas arancelarias de materiales y equipos de las redes de distribución, IPC de Guatemala e IPP de EE. UU, demandas máximas de la distribuidora y cuotas pagadas a la CNEE.

- **Ajuste Trimestral:** Con base en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, en este ajuste se calcula la diferencia entre el precio medio de compra de potencia y energía y el precio medio calculado inicialmente en el ajuste anual (proyección para el año estacional). Para el efecto cada mes las distribuidoras presentan ante la CNEE la información de los costos incurridos e ingresos obtenidos en el mes anterior.

Lo expuesto anteriormente es aplicado para cada Distribuidor de forma general, pero al contar con una diversidad de tipos de contratos de suministro de energía y potencia se hace necesario llevar a cabo el procedimiento de cálculo a través de métodos más directos, tal y como lo es el SICAT.

Por tal motivo se han desarrollado los primeros tres módulos de un total de 8 módulos del SICAT durante el año 2023 y parte del 2024, dichos módulos son:

- Módulo de constantes, parámetros y variables económicas.
- Módulo de costos por compras.
- Módulo de contratos y abastecimiento de energía y potencia.

Estos tres módulos comprenden el cálculo de los costos de abastecimiento de potencia, costos de abastecimiento de energía, almacenamiento y aplicación de los parámetros de rubros económicos y el almacenamiento y aplicación de las constantes de los pliegos bases de las distribuidoras resultado de los estudios de valor agregado de Distribución.

En base a lo expuesto anteriormente y para dar continuidad al desarrollo del SICAT, se requiere la continuidad del desarrollo de los siguientes módulos:

- Módulo de ingreso por ventas.
- Módulo de Cálculo de Pérdidas.
- Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos.
- Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral
- Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral
- Módulo de Integración de las Tarifas
- Módulo de Reportes

Los módulos restantes complementan la metodología de cálculo de los ajustes trimestrales de las distribuidoras iniciada el año pasado, para llevar a cabo dicho desarrollo se recomienda al consultor Wilver Gonzalez, derivado que dicho consultor llevo a cabo el desarrollo de los primeros tres módulos y cuenta con el know how previo de los tres primeros módulos.

**CONCLUSIONES**

- El Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios (SICAT), debe ser la herramienta informática para la realización del cálculo de los Ajustes Trimestrales y Semestrales de las Tarifas Finales de Energía Eléctrica aprobadas por CNEE para ser aplicadas por las Distribuidoras a sus usuarios, con base en los lineamientos regulatorios establecidos en los Artículos 4 (literal c), 71 y 72 de la Ley General de Electricidad y Artículos del 79 al 95 del Reglamento de la Ley General de Electricidad (en donde establecen los fundamentos legales para el cálculo de las tarifas eléctricas), así como en los Pliegos Tarifarios Quinquenales emitidos por CNEE para cada una de las Distribuidoras de Energía Eléctrica del País.
- Se debe dar continuidad al desarrollo del SICAT, contemplando el desarrollo de los siguientes módulos:
  - Módulo de ingreso por ventas.
  - Módulo de Cálculo de Pérdidas.
  - Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos.
  - Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral
  - Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral
  - Módulo de Integración de las Tarifas
  - Módulo de Reportes
- El consultor Wilver Gonzalez cuenta con la experiencia y el conocimiento en herramientas de desarrollo de software, así como de metodologías ágiles para el desarrollo de software las cuales son necesarias para desarrollar los módulos restantes del SICAT en el tiempo establecido.

**DICTAMEN:**

Se recomienda que la CNEE contrate los servicios informáticos del señor Wilver Gonzalez para que realice el análisis, diseño, desarrollo e implementación de los módulos restantes del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT - el cual debe funcionar en un ambiente web de tal manera que sea de uso fácil para los usuarios, tanto internos como externos.



Bryan Interiano  
Jefe Departamento Ajustes Tarifarios



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
Jefe de Departamento  
de Ajustes Tarifarios



Ing. Marvin Barreto  
Gerente de Tarifas



COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
GERENTE DE TARIFAS

## DCF-Dictamen-55 DICTAMEN PRESUPUESTARIO

---

**Para:** Directorio de la CNEE

**De:** Departamento Contabilidad y Finanzas

**Fecha:** Guatemala, 17 de septiembre 2024

**Asunto:** Disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT"

---

### ANTECEDENTES

Con fecha 13 de septiembre de 2024, se recibe en el Departamento de Contabilidad y Finanzas, el expediente DCYC-24-39, emitido por el departamento de Compras y Contrataciones, mediante el cual solicitan la emisión de Dictamen Presupuestario, que confirme la disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".

### DISPOSICIONES LEGALES APLICABLES

**ACUERDO GUBERNATIVO NÚMERO 256-97**

**REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, ARTÍCULO 33.- Elaboración del Presupuesto.**

A más tardar el 30 de noviembre de cada año la Comisión deberá aprobar su presupuesto para el año siguiente. La remuneración de los miembros y su personal permanente será determinada por la Comisión, basada en valores competitivos y de mercado para el tipo de actividad realizada.

**ACUERDO No. CNEE-111-2023.**

El Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el 24 de noviembre de 2023, emite Acuerdo No. CNEE-111-2023, por medio del cual aprueba el presupuesto de ingresos y egresos de la CNEE para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, por un valor total de cincuenta y cinco millones trescientos cincuenta y cuatro mil cuatrocientos sesenta y cuatro quetzales con 00/100 (Q.55,354,464.00).



**ANÁLISIS**

El Directorio de la CNEE, aprobó el presupuesto de ingresos y egresos para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, y de acuerdo con el análisis realizado de la ejecución presupuestaria a la presente fecha de emisión de este dictamen, se tiene disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT" con cargo a la cuenta presupuestaria **60.101.01.189 – Otros estudios y/o servicios.**

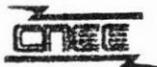
**DICTAMEN**

Con base a lo planteado en el análisis del caso, se confirma que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), tiene la disponibilidad presupuestaria para realizar el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".

Atentamente,



Licenciada Dayan Stephany Guerra Contreras  
Encargada del área de Presupuesto



ENCARGADO DEL ÁREA DE PRESUPUESTO  
DEPARTAMENTO DE CONTABILIDAD  
Y FINANZAS



Licenciado Edi Ottoniel Vélez González  
Jefe del Departamento de Contabilidad y Finanzas



JEFE DEL DEPARTAMENTO DE  
CONTABILIDAD Y FINANZAS

## DCF-Dictamen-62 DICTAMEN PRESUPUESTARIO

---

**Para:** Directorio de la CNEE

**De:** Departamento Contabilidad y Finanzas

**Fecha:** Guatemala, 06 de noviembre 2024

**Asunto:** Disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT"

---

### ANTECEDENTES

1. Con fecha 13 de septiembre de 2024, se recibe en el Departamento de Contabilidad y Finanzas, el expediente DCYC-24-39, emitido por el departamento de Compras y Contrataciones, mediante el cual solicitan la emisión de Dictamen Presupuestario, que confirme la disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".
2. Con Fecha 17 de septiembre de 2024, se emitió Dictamen Presupuestario **DCF-Dictamen-55**, en el cual se confirmó Disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".
3. Con fecha 06 de noviembre de 2024, se recibe en el Departamento de Contabilidad y Finanzas, el expediente DCYC-24-39, por medio del memo DCYC-MEMO-531 emitido por el departamento de Compras y Contrataciones, mediante el cual solicitan la emisión de Dictamen Presupuestario, que confirme nuevamente la disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".

### DISPOSICIONES LEGALES APLICABLES

#### **ACUERDO GUBERNATIVO NÚMERO 256-97**

#### **REGLAMENTO DE LA LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD, ARTÍCULO 33.- Elaboración del Presupuesto.**

A más tardar el 30 de noviembre de cada año la Comisión deberá aprobar su presupuesto para el año siguiente. La remuneración de los miembros y su personal permanente será determinada por la Comisión, basada en valores competitivos y de mercado para el tipo de actividad realizada.



**ACUERDO No. CNEE-111-2023.**

El Directorio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el 24 de noviembre de 2023, emite Acuerdo No. CNEE-111-2023, por medio del cual aprueba el presupuesto de ingresos y egresos de la CNEE para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, por un valor total de cincuenta y cinco millones trescientos cincuenta y cuatro mil cuatrocientos sesenta y cuatro quetzales con 00/100 (Q.55,354,464.00).

**ANÁLISIS**

El Directorio de la CNEE, aprobó el presupuesto de ingresos y egresos para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2024, y de acuerdo con el análisis realizado de la ejecución presupuestaria a la presente fecha de emisión de este dictamen, se tiene disponibilidad presupuestaria para el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT" con cargo a la cuenta presupuestaria **60.101.01.189 – Otros estudios y/o servicios.**

**DICTAMEN**

Con base a lo planteado en el análisis del caso, se confirma que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), tiene la disponibilidad presupuestaria para realizar el "Desarrollo e Implementación de la fase II del sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios – SICAT".

Atentamente,



Licenciada Dayan Stephany Guerra Contreras  
Encargada del área de Presupuesto

  
ENCARGADO DEL ÁREA DE PRESUPUESTO  
DEPARTAMENTO DE CONTABILIDAD  
Y FINANZAS



Licenciado Edi Ottoniel Vélez González  
Jefe del Departamento de Contabilidad y Finanzas

  
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE  
CONTABILIDAD Y FINANZAS

## Gerencia Jurídica

**GJ-Dictamen-18126**

Expediente DCYC-24-39

**Para:** Directorio de la CNEE  
**De:** Gerencia Jurídica  
**Fecha:** Guatemala, 11 de noviembre de 2024  
**Asunto:** Dictamen jurídico relacionado con los lineamientos de contratación para el evento de adquisición en modalidad de proveedor directo identificado como «Desarrollo e implementación de la fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-»

### ANTECEDENTES

I. El **22 de agosto de 2024**, la Gerencia de Tarifas, por medio de la solicitud de pedido 575, requirió el desarrollo e implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-, adjuntando el dictamen técnico identificado como GTTA-DictamenAT-145 de fecha 22 de agosto de 2024, por medio del cual presentan las justificaciones para su adquisición.

II. El Departamento de Compras y Contrataciones procedió a realizar los lineamientos de contratación para la adquisición en modalidad de proveedor directo del desarrollo e implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-, tomando en consideración las especificaciones técnicas elaboradas por la Gerencia de Tarifas.

III. El **6 de noviembre de 2024**, el Departamento de Contabilidad y Finanzas por medio del dictamen presupuestario DCF-Dictamen-62, por medio del cual manifestó que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene disponibilidad presupuestaria para el desarrollo e implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-, con cargo a la cuenta presupuestaria 60.101.01.189 Otros estudios y/o servicios.

IV. El **7 de noviembre de 2024**, el Departamento de Compras y Contrataciones, a través del memorándum, DCYC-MEMO-561, trasladó a la Gerencia Jurídica, el presente expediente para la elaboración del dictamen jurídico respectivo.

### CONSIDERACIONES LEGALES

La **Ley General de Electricidad** en el **artículo 5**, establece: que «...La Comisión tendrá presupuesto propio y fondos privativos, los que destinará para el financiamiento de sus fines».

El **Reglamento de la Ley General de Electricidad** en el Artículo 31 establece: «El presupuesto de la Comisión será cubierto con los aportes anuales que efectuarán las

empresas autorizadas de distribución de electricidad y las multas que la Comisión perciba de acuerdo a lo establecido en la Ley y este Reglamento...».

Por su parte, el **Artículo 32** del reglamento relacionado establece: «El presupuesto será utilizado por la Comisión para su funcionamiento, contratación de estudios, asesoría técnica y en la elaboración de los documentos que le encarga este Reglamento...».

El **Artículo 1** de **Régimen de Adquisiciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica** al referirse al objeto y disposiciones generales de éste, establece: «El presente Régimen tiene por objeto regular todas las compras y contrataciones que realice la Comisión Nacional de Energía Eléctrica con personas individuales o jurídicas, nacionales o extranjeras, y entidades del sector público o privado, para el suministro de bienes y/o servicios que sean requeridos para su correcto funcionamiento, y el desarrollo eficiente y eficaz de sus funciones, utilizando sus propios recursos, los cuales no provienen del Presupuesto General de Ingresos y Egresos del Estado. En el presente Régimen se ajustarán los lineamientos y principios para las adquisiciones de bienes o servicios de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.».

Por su parte el artículo 34 del referido Régimen establece: **RÉGIMEN ESPECIFICO DE COMPRAS Y CONTRATACIONES.** Las compras y contrataciones contempladas en el presente capítulo quedan sujetas a los requisitos y procedimientos que en el mismo se determinan tomando en cuenta las disposiciones establecidas en el artículo 5 del Decreto 93-96 del Congreso de la República, Ley General de Electricidad, en el sentido que la CNEE podrá disponer de sus ingresos de la forma que sea más conveniente para su funcionamiento y cumplimiento de sus fines. (...) Para los casos en que no se contemplan en el presente capítulo, por disposición de la Autoridad Superior se podrá utilizar la modalidad de proveedor directo y realizar la contratación a través de este único proveedor sin llevar a cabo el proceso de concurso público a través de compra directa.».

## ANÁLISIS

Dentro del dictamen técnico emitido por la Gerencia de Tarifas identificado como GTA-DictamenAT-1896 se requiere la automatización de los procesos inherentes al cálculo de los ajustes trimestrales por tratarse de tareas periódicas relacionadas con el ajuste anual, el ajustes semestral y el ajuste trimestral, razón por la cual se hace necesario contar con un procedimiento de cálculo a través de métodos mas directos como lo es el Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-

Por su parte, ésta Gerencia Jurídica dentro del ámbito de su competencia efectuó la revisión de los documentos que conforman el presente expediente, consistentes de lineamientos para la contratación elaborado por el Departamento de Compras y Contrataciones, a los cuales se realizaron observaciones en forma manuscrita, se estima que éstos contienen la estructura que en la práctica utiliza la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en concordancia con el formato interno, por lo que no existe objeción para someter la referida convocatoria, bajo la modalidad de proveedor directo al Directorio, mismo que como órgano superior es el facultado para conocer y aprobar la

promoción del evento correspondiente. Se encuentra también el dictamen presupuestario que hace referencia a que se cuenta con la disponibilidad presupuestaria para esta adquisición dentro del presupuesto del año 2024, sin embargo derivado de la fecha en que será presentado este evento, es necesario que en caso sea aprobado por la Autoridad Superior, el Departamento de Contabilidad y Finanzas lo incluya dentro del Presupuesto General de Ingresos y Egresos de la CNEE del año 2025, ya que en el dictamen no existe manifestación al respecto.

Por su parte, se hace referencia que dentro del expediente no constan los documentos que serán necesarios para la elaboración del contrato, por lo que en caso sea aprobada la contratación por parte el Directorio de la CNEE estos deberán formar parte del expediente previo a su traslado a la Gerencia Jurídica para la elaboración del contrato respectivo.

### OPINIÓN

Esta Gerencia Jurídica opina que habiéndose realizado la revisión respectiva y con base en los dictámenes técnicos, no existe impedimento legal para someter a consideración del Directorio como Autoridad Superior la aprobación de la adquisición en modalidad de proveedor directo del evento denominado «Desarrollo e implementación de la fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-».

La presente opinión se realiza con base al artículo 3 de la Ley de lo Contencioso Administrativo, por lo que es prohibido tomar como resolución los dictámenes que haya emitido un órgano de asesoría técnica o legal.

  
  
Licenciado Mauricio Rolando Estrada Mendía  
Jefe del Departamento Jurídico de Asuntos  
Administrativos y Judiciales  
Gerencia Jurídica  
Lic. Mauricio Rolando Estrada Mendía  
Jefe del Departamento Jurídico de Asuntos  
Administrativos y Judiciales

  
Vo.Bo. Lic. David Estuardo Herrera Bejarano  
Gerente Jurídico  
  
Lic. David Estuardo Herrera Bejarano  
Gerente Jurídico

**ACUERDO No. CNEE-102-2024**

Ciudad de Guatemala, 12 de noviembre de 2024  
Comisión Nacional de Energía Eléctrica

**CONSIDERANDO:**

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a la que en lo sucesivo se le podrá denominar indistintamente la Comisión o CNEE, fue creada como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus funciones, gozando de presupuesto propio y fondos privativos. Asimismo, dicha Ley en su artículo 5 señala que la Comisión destinará su presupuesto para el financiamiento de sus fines.

**CONSIDERANDO:**

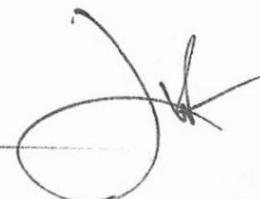
Que el artículo 34 del Régimen de Adquisiciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica establece: "...El Régimen Específico comprende las compras y contrataciones de bienes y servicios que se realicen sin utilizar las modalidades establecidas en el artículo 10 de este Régimen y se efectuarán de forma directa. Para los casos en que no se contemplan en el presente capítulo, por disposición de la Autoridad Superior se podrá utilizar la modalidad de proveedor directo y realizar la contratación a través de este único proveedor sin llevar a cabo el proceso de concurso público a través de compra directa".

**CONSIDERANDO:**

Que derivado que la Gerencia de Tarifas de la CNEE, mediante dictamen técnico justificó la necesidad de contratar servicios técnicos en informática, para la realización, análisis, diseño y desarrollo e implementación de la segunda fase del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-; y que el Departamento de Compras y Contrataciones emitió los Lineamientos de Contratación para el desarrollo e implementación de la Fase II del SICAT, bajo la modalidad de proveedor directo. En la sesión de Directorio celebrada el 12 de noviembre de 2024, el Coordinador Administrativo y el Encargado del Departamento de Compras y Contrataciones, sometieron para la aprobación del Directorio en modalidad de proveedor directo la contratación de Wilver Adolfo Gonzalez Arreaga para el "DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LA FASE II DEL SISTEMA INTEGRADO DE CÁLCULO DE AJUSTES TARIFARIOS -SICAT-", por un momento trescientos noventa y siete mil ochocientos treinta y siete quetzales con cuarenta y cuatro centavos (Q. 397,837.44), y un plazo de doscientos ochenta (280) días calendario, por ser dicho proveedor, quien realizó los primeros tres módulos del software relacionado.

**POR TANTO:**

Con base en lo considerado y en las facultades que para el efecto le confieren los artículos 4 y 5 de la Ley General de Electricidad, 29 y 32 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, 3 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, y 34 de su Régimen de Adquisiciones, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.



**ACUERDA:**

- I. Aprobar en modalidad de proveedor directo, la contratación de los servicios técnicos de Wilver Adolfo Gonzalez Arreaga, para el "DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LA FASE II DEL SISTEMA INTEGRADO DE CÁLCULO DE AJUSTES TARIFARIOS -SICAT-", por un monto trescientos noventa y siete mil ochocientos treinta y siete quetzales con cuarenta y cuatro centavos (Q. 397,837.44), y un plazo de doscientos ochenta (280) días calendario, el cual se computará a partir de la firma del contrato respectivo.
- II. Instruir al Coordinador Administrativo, en coordinación con la Gerencia Jurídica la elaboración del contrato correspondiente.
- III. Instruir al Departamento de Compras y Contrataciones, las acciones que correspondan.
- IV. Notifíquese.

  
Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez  
Presidente



  
Licenciado Jorge Guillermo Aráuz Aguilar  
Director

  
Jorge Miguel Retolaza Alvarado  
Secretario General

 Comisión Nacional  
de Energía Eléctrica  
Guatemala  
Jorge Miguel Retolaza Alvarado  
Secretario General

**CONTRATO NÚMERO 2-189-2024**

En la ciudad de Guatemala, el veintinueve de noviembre de dos mil veinticuatro, **NOSOTROS:** por una parte **LUIS ROMEO ORTÍZ PELÁEZ**, de setenta años de edad, soltero, guatemalteco, Ingeniero Electricista, de este domicilio, me identifico con el Documento Personal de Identificación (DPI), cuyo Código Único de Identificación (CUI) es dos mil quinientos treinta y tres, cuarenta y seis mil ciento noventa y tres, cero ciento once (2533 46193 0111), extendido por el Registro Nacional de las Personas de la Republica de Guatemala (RENAP), actúo en mi calidad de **PRESIDENTE** de la **COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA**, entidad creada conforme lo establecido en el Decreto 93-96, del Congreso de la República, Ley General de Electricidad; lo cual acredito con: a) El Acuerdo Gubernativo número once (11) emitido por el Presidente de la República, con fecha veintiséis (26) de mayo de dos mil veintidós (2022) y, b) Certificación del Acta de toma de posesión del cargo, número SG cero cero dos guion dos mil veintidós (SG-002-2022), de fecha veintisiete (27) de mayo de dos mil veintidós (2022), asentada en el libro de actas de la Secretaría General del Ministerio de Energía y Minas a folio número ochenta y tres (83), extendida por La Secretaria General del Ministerio de Energía y Minas. La Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene el número de cuentadancia ante la Contraloría General de Cuentas: C dos guion ochenta y dos (C2-82). Señalo como lugar para recibir notificaciones la cuarta avenida quince guion setenta de la zona diez, nivel doce del Edificio Paladium, de esta ciudad; y por la otra parte: **WILVER ADOLFO GONZALEZ ARREAGA**, de cincuenta y un años de edad, casado, guatemalteco, Bachiller Industrial y Perito en Electrónica Digital y Microprocesadores, de este domicilio, me identifico con Documento Personal de Identificación (DPI), cuyo Código Único de Identificación (CUI) es dos mil setecientos cincuenta y siete, setenta mil cuatrocientos diecinueve, cero ciento uno (2757 70419 0101), extendido por el Registro Nacional de las Personas (RENAP); señalo lugar para recibir notificaciones la cuarenta y ocho calle, diecinueve guion treinta y tres, Colonia Prados de Monte María, municipio de Villa Nueva, departamento de Guatemala. Ambos comparecientes La entidad que garantizará el cumplimiento del presente contrato se denominará **LA AFIANZADORA**. Los comparecientes manifestamos ser de los datos de identificación personal consignados, hallarnos en el libre ejercicio de nuestros derechos civiles y que la representación que ejercita el primero es suficiente de conformidad con la ley y a nuestro juicio, para celebrar el presente contrato y para los efectos del mismo nos podremos denominar **«LA COMISIÓN»** o **«CNEE»** y **«EL CONTRATISTA»**; por lo que, ambos otorgantes celebramos **CONTRATO DE DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LA FASE II DEL SISTEMA INTEGRADO DE CÁLCULO DE AJUSTES TARIFARIOS - SICAT-**, conforme el contenido de las cláusulas siguientes: **PRIMERA: ANTECEDENTES:** Por medio del Acuerdo número CNEE-102-2024, de fecha 12 de noviembre de 2024, emitido por el Directorio, dispuso aprobar la contratación en modalidad de proveedor directo con el señor Wilver Adolfo González Arreaga para el Desarrollo e Implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT-. **SEGUNDA: BASE LEGAL.** El presente contrato se suscribe con fundamento en lo que al respecto determinan los artículos 4 y 5 del Decreto número 93-96, Ley General de Electricidad; 29, 30, 31 y 32 del Acuerdo Gubernativo número 256-97, Reglamento de la Ley General de Electricidad; 3 y 14 del Acuerdo Ministerial número 161-2011, Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, emitido por el Ministerio

de Energía y Minas el 22 de agosto de 2011 y sus reformas; 34 del Acuerdo Número CNEE-127-2023 de fecha 12 de diciembre de 2023, Régimen de Adquisiciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Acuerdo número CNEE-102-2024, de fecha 12 de noviembre de 2024.

**TERCERA: OBJETO DEL CONTRATO.** El presente contrato tiene como objeto establecer las condiciones, derechos y obligaciones entre la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y El Contratista para el análisis, diseño y desarrollo de la Fase II del software denominado Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT- **CUARTA: PRODUCTOS A ENTREGAR. «EL CONTRATISTA»** deberá entregar a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica el análisis, diseño y desarrollo de los siguientes módulos: **a) MÓDULO 1: Módulo de Ingresos por Ventas.** El cual permitirá determinar los montos mensuales y trimestrales de ingresos de la Distribuidora, determinar los valores mensuales y trimestrales de pérdidas de energía y potencia reconocidas, asimismo, determinar los montos trimestrales de ajustes por pérdidas de energía y potencia no reconocidas, tomando en consideración todas las implicaciones desarrolladas en las especificaciones técnicas descritas en los lineamientos de contratación. **b) MÓDULO 2: Módulo de Cálculos de Pérdidas.** El cual permitirá determinar el ajuste por pérdidas de energía no reconocidas y del ajuste por pérdidas de potencia no reconocidas, asimismo, determinar mensual y trimestralmente los valores de pérdidas reales, reconocidas y no reconocidas de la Distribuidora y sus respectivos porcentajes, tomando en consideración todas las implicaciones desarrolladas en las especificaciones técnicas descritas en los lineamientos de contratación. **c) MÓDULO 3. Módulo de Cálculo del Saldo No Ajustado y Ajuste por Otros Cargos.** El cual permitirá determinar el monto en quetzales del saldo no ajustado por: i) Diferencia entre el monto a recuperar por AT proyectado y el monto recuperado en tiempo real; ii) Cargos o ingresos no incluidos en ajustes anteriores en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Por su parte, se podrá determinar el monto en quetzales del ajuste por otros de acuerdo con lo estipulado en los pliegos tarifarios quinquenales de las distribuidoras, aprobados por la CNEE, también, calcular el monto a trasladar al Ajuste Tarifario, producto de la devolución y creación de saldos cuyo plazo de recuperación se ampliará en cumplimiento de lo estipulado en el artículo 87 del Reglamento de la Ley General de Electricidad tomando en consideración todas las implicaciones desarrolladas en las especificaciones técnicas descritas en los lineamientos de contratación. **d) MÓDULO 4. Módulo de Cálculo del Ajuste Trimestral.** El cual permitirá determinar para la tarifa social y no social el valor total del monto a recuperar, asimismo, determinar para la tarifa social y no social el valor unitario (Q/kWh) del Ajuste Trimestral a aplicar a la tarifa a aprobar tomando en consideración todas las implicaciones desarrolladas en las especificaciones técnicas descritas en los lineamientos de contratación. **e) MÓDULO 5. Módulo de Cálculo del Ajuste Semestral.** El cual permitirá la actualización semestral de los factores que se ajuste a los cargos por distribución y cargos por usuario aprobado por la CNEE para la Distribuidora tomando en consideración todas las implicaciones desarrolladas en las especificaciones técnicas descritas en los lineamientos de contratación. **f) MÓDULO 6. Módulo de Integración de las Tarifas.** El cual permitirá consolidar los valores finales de las estructuras tarifarias vigentes para cada distribuidora que no necesariamente son las mismas, integrando todos sus componentes calculados y actualizados en los demás módulos del sistema, asimismo permitirá integrar el pliego tarifario de la distribuidora vigente para el siguiente trimestre tomando en consideración

todas las implicaciones desarrolladas en las especificaciones técnicas descritas en los lineamientos de contratación. **g) MÓDULO 7. Módulo de Reportes.** El cual permitirá generar reportes estandarizados de todos los resultados del ajuste trimestral y semestral, así como las tarifas calculadas, también, generar reportes personalizados y flexibles de cualquier variable o resultado del ajuste tomando en consideración todas las implicaciones desarrolladas en las especificaciones técnicas descritas en los lineamientos de contratación. **QUINTA: ALCANCES.** La Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT- se utilizará para el Cálculo de los Ajustes Trimestrales y Semestrales de todas las distribuidoras de energía eléctrica del país, para tal efecto el software deberá funcionar como una plataforma centralizada que permita como mínimo lo siguiente: i) Registro de información para la determinación de los ajustes, ii) Carga de datos para el cálculo de los ajustes; iii) Procesamiento de información y datos para el cálculo de los ajustes; iv) Cálculo de los ajustes tarifarios aplicando la debida secuencialidad entre ajustes, respetando el período de vigencia de las variables de cálculo y dejando registro de toda su operatoria para su trazabilidad y auditoría; v) Consulta de resultados del cálculo de los ajustes, sus variables base de cálculo y sus componentes, tanto actuales como de períodos anteriores; vi) Simulación de escenarios de cálculo de los ajustes; vii) Generación de reportes tanto predefinidos como personalizables de todos los datos base, resultados, variables, componentes y elementos de cálculo de los ajustes. El SICAT deberá permitir su actualización y adaptación a las modificaciones o ampliaciones que el Marco Regulatorio requiera para el cálculo de las tarifas eléctricas, por lo que dicho software debe tener una vigencia con plazo indefinido, pues constituirá una herramienta cuya aplicación se extenderá a largo plazo. **SEXTA: SOPORTE TÉCNICO: «LA CONTRATISTA»** se compromete a proveer a «LA COMISIÓN» el soporte técnico de la Fase II del software Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT- así como la provisión de los materiales relacionados con el servicio de actualización de la Fase II del software Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT- consistentes en aplicativos de instalación, manuales de usuario y todos aquellos relacionados con dicha actividad. Este soporte debe ser proporcionado por profesionales especializados e involucrados en el desarrollo del programa, usando para tal fin tiempos razonables de respuesta y seguimiento de las solicitudes de soporte y mantenimiento de la persona que designe «LA COMISIÓN». **SÉPTIMA: PLAZO. Vigencia del Contrato.** El presente contrato deberá estar vigente durante el plazo del Desarrollo e Implementación de la Fase II del Sistema Integrado de Cálculo de Ajustes Tarifarios -SICAT- objeto del presente contrato, es decir **DOSCIENTOS OCHENTA (280) DÍAS contados a partir de la firma del presente contrato con opción a prorrogarse a conveniencia** de «LA COMISIÓN». **OCTAVA: VALOR DEL CONTRATO, FORMA DE PAGO y RENGLÓN PRESUPUESTARIO.** «EL CONTRATISTA» recibirá como pago la cantidad de **TRESCIENTOS NOVENTA Y SIETE MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y SIETE QUETZALES CON CUARENTA Y CUATRO CENTAVOS (Q.397,837.44)**, monto que ya incluye el Impuesto al Valor Agregado -IVA-. Se realizarán **SIETE PAGOS** distribuidos de la siguiente forma: **i) Primer pago:** por la cantidad de treinta y nueve mil setecientos ochenta y tres quetzales con setenta y cuatro centavos (Q.39,783.74), al momento de finalizar y entregar todos los instrumentos necesarios para el funcionamiento del Módulo 1 y aprobación de los informes respectivos por parte del Jefe del Departamento de Gestión Tecnológica y, productos que serán entregados a «LA COMISIÓN» en la forma que se indica en el presente contrato; **ii) Segundo pago:** por la

cantidad de treinta y nueve mil setecientos ochenta y tres quetzales con setenta y cuatro centavos (Q.39,783.74) al momento de finalizar y entregar todos los instrumentos necesarios para el funcionamiento del Módulo 2 y aprobación de los informes respectivos por parte del Jefe del Departamento de Gestión Tecnológica; **iii) Tercer pago:** por la cantidad de treinta y nueve mil setecientos ochenta y tres quetzales con setenta y cuatro centavos (Q.39,783.74) al momento de finalizar y entregar todos los instrumentos necesarios para el funcionamiento del Módulo 3 y aprobación de los informes respectivos por parte del Jefe del Departamento de Gestión Tecnológica; **iv) Cuarto pago:** por la cantidad de treinta y nueve mil setecientos ochenta y tres quetzales con setenta y cuatro centavos (Q.39,783.74) al momento de finalizar y entregar todos los instrumentos necesarios para el funcionamiento del Módulo 4 y aprobación de los informes respectivos por parte del Jefe del Departamento de Gestión Tecnológica; **v) Quinto pago:** por la cantidad de setenta y nueve mil quinientos sesenta y siete quetzales con cuarenta y nueve centavos (Q.79,567.49) al momento de finalizar y entregar todos los instrumentos necesarios para el funcionamiento del Módulo 5 y aprobación de los informes respectivos por parte del Jefe del Departamento de Gestión Tecnológica; **vi) Sexto pago:** por la cantidad de ciento diecinueve mil trescientos cincuenta y un quetzales con veinte centavos (Q.119,351.20) al momento de finalizar y entregar todos los instrumentos necesarios para el funcionamiento del Módulo 6 y aprobación de los informes respectivos por parte del Jefe del Departamento de Gestión Tecnológica; **vii) Séptimo pago:** por la cantidad de treinta y nueve mil setecientos ochenta y tres quetzales con setenta y cuatro centavos (Q.39,783.74) al momento de finalizar y entregar todos los instrumentos necesarios para el funcionamiento del Módulo 7 y aprobación de los informes respectivos por parte del Jefe del Departamento de Gestión Tecnológica, productos que serán entregados a «**LA COMISIÓN**» en la forma que se indica en el presente contrato. El pago de los honorarios se encuentra asignado con cargo a la cuenta presupuestaria 60.101.01.189 «Otros estudios y/o servicios» del presupuesto de «**LA COMISIÓN**». **NOVENA: ADMINISTRACIÓN Y FISCALIZACIÓN DEL CONTRATO.** El cumplimiento de cada uno de los términos establecidos en el presente contrato y en los documentos que forman parte de este, quedan sujetos al debido acompañamiento, administración y fiscalización del Departamento de Compras y Contrataciones de la Coordinación Administrativa y a la Unidad de Auditoría Interna de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **DÉCIMA: IMPUESTOS, RETENCIONES Y DEMÁS CARGAS FISCALES.** «**EL CONTRATISTA**» queda obligado al pago de los impuestos y cargas fiscales que de conformidad con la ley le correspondan y, en su caso, autoriza a «**LA COMISIÓN**» para que se le efectúen las retenciones correspondientes. **DÉCIMA PRIMERA: GARANTÍA DE CUMPLIMIENTO DEL CONTRATO.** «**EL CONTRATISTA**» se obliga a presentar a favor y a entera satisfacción de «**LA COMISIÓN**», un Seguro de Caucción de Cumplimiento (Fianza de Cumplimiento), emitido por una entidad Aseguradora debidamente autorizada para operar en el país, equivalente al diez por ciento (10%) del valor total del contrato, que garantice el fiel cumplimiento de los servicios contratados; éste deberá ser presentado a «**LA COMISIÓN**» dentro del plazo de diez días siguientes a la firma del contrato con base al artículo 52 del Régimen de Adquisiciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. El presente Contrato es suscrito por el Presidente de la «**LA COMISIÓN**» y deberá ser aprobado por el Directorio dentro de los diez (10) días hábiles contados a partir de la presentación de la garantía de cumplimiento por «**EL CONTRATISTA**», en cumplimiento del artículo 42 de Régimen de

Adquisiciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Este seguro de caución podrá hacerlo efectivo **«LA COMISIÓN»** cuando concurren cualquiera de las causas de incumplimiento convenidas por parte de **«EL CONTRATISTA»** con base en el informe o informes que rinda la Coordinación Administrativa designada para supervisar los servicios prestados. Para el efecto, **«LA COMISIÓN»** dará audiencia por diez (10) días a **«LA ASEGURADORA»** para que exprese lo que considere legal y pertinente, efectuado lo cual o vencida la audiencia sin que se presente ninguna exposición valedera a juicio de **«LA COMISIÓN»**, sin más trámite, se ordenará el requerimiento respectivo y **«LA ASEGURADORA»** hará el pago dentro del término de treinta (30) días, contados a partir de la fecha de requerimiento, circunstancia que se hará constar en la póliza respectiva. El Seguro de Caución debe mantenerse en vigor hasta que **«LA COMISIÓN»** extienda a favor de **«EL CONTRATISTA»** la solvencia o finiquito correspondiente.

**DÉCIMA SEGUNDA: RETRASO EN LA ENTREGA.** El retraso de **«LA CONTRATISTA»**, en el cumplimiento de la entrega electrónica correspondiente, dentro del plazo establecido en el presente contrato, por causas imputables a **«LA CONTRATISTA»**, será sancionado con el pago de una multa comprendida del dos por millar (2/1000) del valor del contrato por cada día de atraso, en que incurra el contratista desde la fecha pactada; en ningún caso la sanción podrá exceder del 15% del valor total del contrato.

**DÉCIMA TERCERA: LOS SERVICIOS NO SON DE NATURALEZA LABORAL Y «EL CONTRATISTA» NO TIENE CARÁCTER DE SERVIDOR PÚBLICO.** Por tratarse de una contratación en modalidad de proveedor directo, queda entendido y así lo reconoce y acepta **«EL CONTRATISTA»**, que no gozará de las prestaciones laborales de aguinaldo, vacaciones, bonificaciones, indemnizaciones por despido o cancelación, terminación o rescisión del contrato, pago de tiempo extraordinario, permisos, licencias, ni de cualquier otra prestación de trabajo reconocidas a los trabajadores del Estado, no teniendo **«EL CONTRATISTA»**, en ningún caso, la calidad de servidor público, por lo que así lo entiende, lo reconoce y acepta; asimismo, por tal razón, no se le harán descuentos para el Fondo de Clases Pasivas del Estado, Instituto Guatemalteco de Seguridad Social (IGSS), ni los descuentos a que hace referencia el Decreto No. 81-70 del Congreso de la República de Guatemala.

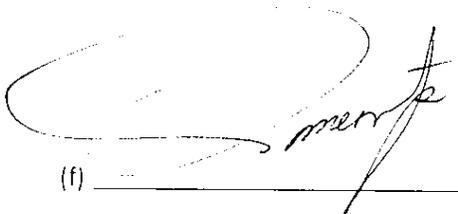
**DÉCIMA CUARTA: SUJECCIÓN A LAS LEYES DEL PAÍS.** **«EL CONTRATISTA»** expresa que renuncia al fuero de su domicilio, se obliga a prestar sus servicios brindando asesoría técnica la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para revisar, establecer y actualizar el procedimiento a seguir para la aplicación del régimen disciplinario en cumplimiento de la legislación nacional vigente aplicable a la naturaleza jurídica de la Comisión, sometiéndose expresamente a las leyes de la República de Guatemala.

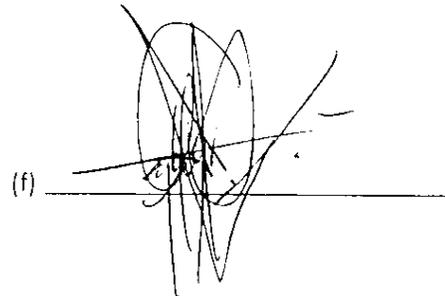
**DÉCIMA QUINTA: CONFIDENCIALIDAD.** **«EL CONTRATISTA»** se compromete a guardar estricta confidencialidad sobre cualquier asunto que le encomiende **«LA COMISIÓN»** o el Directorio, dentro de los términos de este contrato, incluyendo lo relacionado con cualquier documentación, información o dato que **«LA COMISIÓN»** o el Directorio le proporcione oficial o extraoficialmente, así como con todos los dictámenes, informes, estudios, análisis, conclusiones y recomendaciones que realice en virtud de este contrato; asimismo, se compromete a guardar confidencialidad de toda aquella información o documentación que conoce directa o indirectamente con motivo de la prestación de los servicios técnica individuales, aún después de haber cesado la presente relación contractual.

**DÉCIMA SEXTA: PROPIEDAD DE LA INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN.** Todos los documentos, informes, expedientes, dictámenes, recursos, archivos, información, productos finales y

productos informáticos que se produzcan por «EL CONTRATISTA» como consecuencia de las tareas y actividades que se detallan en este contrato o que adicionalmente se le exigieren, son propiedad del Estado de Guatemala y de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica. **DÉCIMA SÉPTIMA: PROHIBICIONES.** «EL CONTRATISTA» tendrá prohibido: a) Ceder los derechos provenientes del presente contrato, proporcionar información a terceros sobre asuntos que sean de su conocimiento como resultado de los servicios que prestará, así como asesorar o prestar sus servicios técnicos individuales de asesoría a cualquier persona individual o jurídica en asuntos que afecten o puedan afectar directa o indirectamente los intereses de «LA COMISIÓN»; y, b) Proporcionar documentación e información a terceros sobre asuntos que sean de su conocimiento como resultado de las tareas y actividades objeto del contrato y se le apercibe de conformidad con lo que para el efecto establece la Ley de Acceso a la Información Pública, en el sentido que por motivos de tales tareas y actividades pueda solicitar y tener en su poder información relacionada con su persona y la presente contratación; por lo que por ningún motivo podrá hacer uso de información relacionada con terceras personas para fines propios, reservándose para sí «LA COMISIÓN» el derecho de iniciar las acciones legales que correspondan, sean estas de naturaleza civil, penal, o administrativa que por dicho incumplimiento en la prestación de los servicios corresponda. El incumplimiento de las presentes prohibiciones implicará la rescisión inmediata del contrato, sin responsabilidad alguna para «LA COMISIÓN». **DÉCIMA OCTAVA: CLÁUSULA RELATIVA AL COHECHO.** En cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo Ministerial No. 24-2010, del 22 de abril de 2010, emitido por el Ministerio de Finanzas Públicas, denominado "Normas de Transparencia en los Procedimientos de Compras o Contratación Pública", Yo, **WILVER ADOLFO GONZALEZ ARREAGA**, manifiesto que conozco las penas relativas al delito de cohecho, así como las disposiciones contenidas en el Capítulo III del Título XIII del Decreto 17-73 del Congreso de la República, Código Penal. Adicionalmente, manifiesto que conozco las normas jurídicas que facultan a la autoridad superior de «LA COMISIÓN» para aplicar las sanciones administrativas que pudieren corresponderme. **DÉCIMA NOVENA: DECLARACIÓN JURADA.** «EL CONTRATISTA», señor **WILVER ADOLFO GONZALEZ ARREAGA**, declara bajo juramento que: a) Tienen conocimiento del contenido del Régimen de Adquisiciones de la CNEE; b) Que la calidad de los profesionales de «EL CONTRATISTA», cumplen con los requerimientos y la especialidad exigidas en los lineamientos de contratación para dar el soporte que sea necesario derivado del uso del software contratado. **VIGÉSIMA: ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LAS LEYES EN EL TIEMPO.** En caso de conflictos que resultaren de la aplicación de leyes dictadas en diferentes épocas o de omisión en la incorporación de alguna ley, disposición legal, normativa, reglamento u otras disposiciones similares o análogas, al presente contrato, prevalecerá lo previsto en el artículo 36 literal k) de la Ley del Organismo Judicial, en el sentido que se entenderán incorporadas las leyes vigentes al tiempo de la suscripción del presente contrato. **VIGÉSIMA PRIMERA: PRÓRROGA Y/O MODIFICACIÓN.** Queda entendido que el presente contrato únicamente podrá prorrogarse y/o modificarse, siempre y cuando así lo considere conveniente el Directorio de «LA COMISIÓN» y exista aceptación entre las partes. **VIGÉSIMA SEGUNDA: CONTROVERSIAS.** Toda controversia relativa al incumplimiento, interpretación, aplicación y efectos del contrato se resolverá de la manera siguiente: a) En primer lugar debe agotarse la vía conciliatoria entre las partes. Para el efecto, al presentarse la controversia se designarán un delegado por cada una

de las partes, con el propósito de resolver la controversia. En esta etapa parte de la CNEE, le corresponderá al Departamento de Gestión Tecnológica de la Coordinación Administrativa. **b)** En segundo lugar en caso que las partes a través de sus delegados no alcanzaren acuerdo y resolución de la controversia, la misma se elevará a consideración de la Coordinación Administrativa de «**LA CNEE**»; **c)** En tercer lugar, de persistir la controversia se trasladarán las actuaciones al Directorio de «**LA CNEE**» para que se dicte la resolución correspondiente, dándose por agotada la vía administrativa y conciliatoria, para los efectos de someter a la jurisdicción del Tribunal de lo Contencioso Administrativo. **VIGÉSIMA TERCERA: TERMINACIÓN DEL CONTRATO.** El presente contrato se podrá dar por terminado o rescindido sin responsabilidad de «**LA CNEE**» por cualquiera de las causas siguientes: **a)** Si así conviniere a los intereses de las partes, cancelando lo que corresponda a las actuaciones realizadas y productos/informes entregados o producidos hasta el momento; **b)** En caso de evidente negligencia de «**EL CONTRATISTA**» en la prestación de los servicios técnicos individuales contratados o negativa infundada a cumplir con las obligaciones contractuales; **c)** Si se le embargaren a «**EL CONTRATISTA**» sumas que debieran pagársele por los servicios prestados, siempre que le impidan cumplir con sus obligaciones contractuales; **d)** Por incumplimiento de sus obligaciones contractuales o incurrir en violación a las prohibiciones y confidencialidad establecidas en este contrato; **e)** Por terminación o rescisión del contrato acordada entre las partes o por ocurrencia de causa de fuerza mayor o caso fortuito; **f)** Por terminación o rescisión unilateral de «**LA COMISIÓN**»; y, **g)** Por otras causas que determine «**LA COMISIÓN**». **VIGÉSIMA CUARTA: DOCUMENTOS QUE FORMAN PARTE DEL PESENTE CONTRATO.** Forman parte del presente contrato los documentos siguientes: a) El expediente administrativo; b) Los Términos de referencia elaborados para el efecto; c) La oferta técnica y económica, y documentos complementarios; d) Cualquier otro documento que se genere con relación a la aplicación del contrato. **VIGÉSIMA QUINTA: CASOS NO PREVISTOS.** Fuera de los casos expresamente mencionados en el presente contrato, «**LA CNEE**» y «**EL CONTRATISTA**» deberán acordar la vía más favorable para la resolución de los casos no previstos siempre y cuando sean los más favorables a los intereses de «**LA CNEE**» a lo cual «**EL CONTRATISTA**» acepta desde este momento sin poner ninguna objeción para el efecto. **VIGÉSIMA SEXTA: ACEPTACIÓN DEL CONTRATO.** En los términos y condiciones estipulados, ambos otorgantes aceptamos expresamente el presente contrato, el cual ha sido leído íntegramente y enterados de su contenido, validez y efectos legales, lo ratificamos, aceptamos y firmamos, quedando contenido el mismo en siete (7) hojas de papel bond con membrete de «**LA CNEE**», impresas únicamente en su lado anverso.

(f) 

(f) 

**CERTIFICACIÓN DE AUTENTICIDAD DE SEGURO DE CAUCIÓN (FIANZAS)**

Señores:  
COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA  
Presente

Estimados señores:

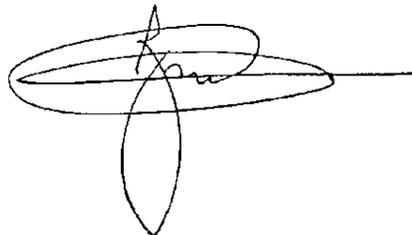
Por medio de la presente nota, del seguro de caución (fianza) clase C2 - CUMPLIMIENTO DE CONTRATO - póliza número 999-177-174555, se CERTIFICAN los aspectos siguientes:

1. Que fue emitido en el Departamento de Fianzas de El Crédito Hipotecario Nacional de Guatemala, el 2 de diciembre de 2,024, a nombre de WILVER ADOLFO GONZÁLEZ ARREAGA, por un monto afianzado de Q. 39,783.74 - TREINTA Y NUEVE MIL SETECIENTOS OCHENTA Y TRES QUETZALES CON 74/100 - para garantizar sus obligaciones contractuales ante COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA, por el período comprendido del 29 de noviembre del 2024 al 4 de septiembre del 2025.
2. Que el seguro de caución es autentico por haberse emitido en cumplimiento de lo que establece el Decreto 25-2010 Ley de la Actividad Aseguradora.
3. Que los firmantes de la póliza poseen las facultades y competencias respectivas.

Para los usos legales que al interesado convengan, se extiende, firma y sella la presente certificación, a los 2 días del mes de diciembre del año 2,024

Atentamente,

DEPARTAMENTO DE FIANZAS



Firma Autorizada

Este documento electrónico cuenta con la misma validez jurídica que su versión impresa original, conforme al Decreto No. 47-2008 del Congreso de la República de Guatemala y sus Reglamentos, según Acuerdo Gubernativo 135-2009 y su reforma; así también como lo expresado en el Oficio No. 4544-2017 del 15 de Mayo de 2017 de la superintendencia de Bancos dirigido al Departamento de Fianzas de El Crédito Hipotecario Nacional de Guatemala. Para descargar el Oficio No.4544-2017.

\*\*\*\*\* **Q. 39,783.74** \*\*\*\*\*

**CLASE: C2 - CUMPLIMIENTO DE CONTRATO**

**PÓLIZA No. 999-177-174555**

Para cualquier referencia, cítese este número. **EL DEPARTAMENTO DE FIANZAS DE EL CRÉDITO HIPOTECARIO NACIONAL DE GUATEMALA**, en el uso de la autorización en el decreto Gubernativo No. 1986, de fecha 25 de junio de 1937, se constituye fiador solidario hasta por la suma de: TREINTA Y NUEVE MIL SETECIENTOS OCHENTA Y TRES QUETZALES CON 74/100.

**ANTE: "COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELÉCTRICA"**  
Que en adelante se denominará "EL BENEFICIARIO"

Para garantizar a nombre de: **WILVER ADOLFO GONZÁLEZ ARREAGA**, el fiel cumplimiento de todas y cada una de las obligaciones que le impone **EL CONTRATO No. 2-189-2024** suscrito con la entidad Beneficiaria de fecha: 29 de noviembre del 2024, por medio del cual nuestro fiado se compromete a prestar sus servicios de conformidad con la cláusula: 3RA, precio, plazo y demás condiciones que se mencionan en el referido instrumento. El monto total de **EL CONTRATO** asciende a la suma de: TRESCIENTOS NOVENTA Y SIETE MIL OCHOCIENTOS TREINTA Y SIETE QUETZALES CON 44/100 (**Q. 397,837.44**), y de acuerdo a la cláusula: 11RA la presente garantía se otorga hasta por el equivalente al: DIEZ POR CIENTO 10.00% del valor total de los servicios contratados. Esta fianza se hará efectiva por parte de "EL BENEFICIARIO" si se incumpliere cualquiera de las clausulas de **EL CONTRATO** y para el efecto "EL BENEFICIARIO" dará audiencia por diez días a la Institución Afianzadora, para que exprese lo que considera legal y pertinente. Una vez cumplido lo anteriormente relacionado o vencida la audiencia sin que presente ninguna oposición, sin más trámite se ordenará el requerimiento respectivo y la Institución Afianzadora hará el pago dentro del término de treinta días contados a partir de la fecha del requerimiento.

**VIGOR: DEL 29 de noviembre del 2024 AL 4 de septiembre del 2025**

La presente póliza de fianza se expide con sujeción a las condiciones que se expresan al dorso de la misma. **EL DEPARTAMENTO DE FIANZAS DE EL CRÉDITO HIPOTECARIO NACIONAL DE GUATEMALA**, conforme el artículo 1027 del Código de Comercio, no gozará del beneficio de excusión a que se refiere el Código Civil de la República de Guatemala, y para la interpretación y cumplimiento de la garantía que esta póliza representa, se somete expresamente a la jurisdicción de los tribunales de la Ciudad de Guatemala; "En cumplimiento de lo que para el efecto regula el Decreto 25-2010 (Ley de la Actividad Aseguradora), en los artículos 3 literal b); 106 y 109 toda referencia al término Fianza debe entenderse como Seguro de Caución, para Afianzadora como Aseguradora y para Reafianzamiento, Reaseguro respectivamente." **EN FE DE LO CUAL**, extiende, sella y firma la presente póliza en la ciudad de Guatemala, a los 2 días del mes de diciembre del año 2,024.



**FIRMA AUTORIZADA**

Este documento electrónico cuenta con la misma validez jurídica que su versión impresa en original, conforme al Decreto No. 47-2008 del Congreso de la República de Guatemala y su Reglamento, según Acuerdo Gubernativo 135-2009 y su reforma; así también como lo expresado en el Oficio No. 4544-2017 del 15 de mayo de 2017 de la Superintendencia de Bancos dirigido al Departamento de Fianzas de El Crédito Hipotecario Nacional de Guatemala.

ORIGINAL

Valor a Pagar: Q 807.77  
Agente: 1

OFICINA CENTRAL ZONA 9  
AVENIDA REFORMA 6-64 ZONA 9, EDIFICIO PLAZA CORPORATIVA TORRE I PRIMER NIVEL, GUATEMALA

Tel: 22907400

[www.chn.com.gt](http://www.chn.com.gt)

Emitido por: ACGARCIAD

"Este Texto es Responsabilidad del Departamento de Fianzas de El Crédito Hipotecario Nacional de Guatemala"

Página 1 de 1  
Impresión: ACGARCIAD



## CONDICIONES GENERALES DE ESTA POLIZA

- 1) **EL DEPARTAMENTO DE FIANZAS DE EL CREDITO HIPOTECARIO NACIONAL DE GUATEMALA**, a quien en adelante se designará únicamente como "LA AFIANZADORA", por medio de la presente Póliza de Fianza, se obliga a pagar al **BENEFICIARIO** que se indica en la carátula de la misma, la totalidad de la suma por la cual fue expedida, en caso de incumplimiento total y absoluto de las obligaciones del FIADO garantizadas por esta Póliza; pero en caso de incumplimiento parcial de tales obligaciones, el pago que estará obligada a satisfacer la AFIANZADORA, será la proporción que guarde la parte incumplida con el monto total de la obligación por cumplir y en relación al importe total de esta Fianza. Para el cómputo de tal pago, regirán los valores calculados para la obligación principal.
- 2) **TERRITORIALIDAD.** LA AFIANZADORA está obligada a cubrir aquellas responsabilidades que tengan que ser cumplidas por el FIADO dentro del territorio de la República de Guatemala, salvo que en la carátula de esta Póliza se estipule lo contrario.
- 3) **RECLAMACIONES.** EL BENEFICIARIO está obligado a dar aviso a la AFIANZADORA, en sus oficinas de esta Ciudad de Guatemala y dentro de los treinta (30) días siguientes al día en que debieran quedar cumplidas las obligaciones estipuladas en esta Fianza, de la falta de cumplimiento parcial o total de tales obligaciones estipuladas en esta Fianza, por parte del FIADO. Si transcurrido el plazo de treinta (30) días no se recibe aviso escrito en las oficinas de la AFIANZADORA, se presumirá cumplida la obligación garantizada, quedando sin valor ni efecto esta Póliza. Salvo que en la carátula de la misma se haya expresado lo contrario.
- 4) **OTRAS FIANZAS.** Si el BENEFICIARIO tuviere derecho o disfrutare de los beneficios de alguna otra Fianza o garantía válida y exigible por las mismas obligaciones cubiertas por esta Póliza, el pago al BENEFICIARIO se prorrateará entre todos los fiadores o garantes, en la proporción que les corresponda conforme las condiciones de cada Fianza.
- 5) **CONTROVERSIAS.** Cualquier diferencia que pudiera surgir entre el BENEFICIARIO y la AFIANZADORA, respecto a la interpretación y cumplimiento de la presente Póliza, será sometida a los Tribunales de la Ciudad de Guatemala.
- 6) **ENDOSOS.** Esta Póliza de Fianza no es endosable y solo podrá ser reclamado por el BENEFICIARIO o cuyo favor fue expedida y cuyo nombre consta en la carátula de la misma.  
LA AFIANZADORA quedará desligada de las obligaciones contraídas y se extinguirá la Fianza, por los casos estipulados en los artículos 2104 y 2117 del Código Civil y cuando la obligación principal se extinga.
- 7) **PAGO.** LA AFIANZADORA. Hará efectivo cualquier pago con cargo a esta Fianza, dentro de los términos a que se refiere el artículo 1030 del Código de Comercio, siempre que se hayan llenado los requisitos de la cláusula 3) de esta Póliza.
- 8) **MODIFICACIONES.** Toda prórroga, modificación o adición que sufra esta Póliza, por prórrogas, modificaciones o adiciones hechas a la obligación principal, deberá hacerse constar mediante el documento correspondiente debidamente firmado por el representante legal o apoderado de la AFIANZADORA, en el entendido de que sin este requisito, la AFIANZADORA no responderá por obligaciones derivadas directa o indirectamente de las modificaciones hechas sin su consentimiento y aceptación.
- Las prórrogas o esperas concedidas al FIADO, deberán comunicarse a la AFIANZADORA dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes. La falta de aviso dentro del plazo señalado, extinguirá la Fianza conforme al artículo 1032 del Código de Comercio.
- 9) **VIGENCIA Y CANCELACION.** Esta Póliza de Fianza estará en vigor por el término expresado en la carátula de la misma, por cuyo plazo el FIADO ha pagado la prima correspondiente; en consecuencia, cualquier ampliación de plazo solicitada por el FIADO y aprobada por la AFIANZADORA mediante documento escrito, causará una nueva prima. Esta Póliza quedará cancelada al término de la vigencia estipulada en la misma o de sus posteriores ampliaciones, si las hubiera, salvo estipulación en contrario contenida en la carátula de la Póliza.
- 10) **SUBROGACION.** Si la AFIANZADORA hiciere algún pago al BENEFICIARIO con cargo a esta Póliza, subrogará a éste en todos los derechos y acciones que tuviere contra el deudor, en proporción a tal pago.
- 11) **ACEPTACION.** La aceptación de la Fianza por el BENEFICIARIO, supone la aceptación total y sin reserva de las condiciones aquí establecidas. La aceptación tácita de la misma, se producirá por cualquier acto que tienda a reclamar a la AFIANZADORA el pago total o parcial de la obligación por incumplimiento del FIADO.
- 12) **ARBITRAJE.** No obstante cualquier estipulación en contrario contenida en esta Póliza, queda entendido y convenido que todo evento de litigio proveniente de la interpretación y cumplimiento de la garantía que la misma representa, será sometido a juicio arbitral de equidad, como requisito indispensable que debe agotarse, para que las partes puedan dirimir sus diferencias en los Tribunales de Justicia. Para el efecto, si las partes se pusieren de acuerdo en la designación de un solo árbitro, la persona por ellos designada conocerá y fallará la controversia en concepto de árbitro único; en caso contrario, cada parte nombrará un árbitro, los cuales nombrarán un tercer árbitro, en caso de discordia, para que dirima la controversia. Los árbitros emitirán su laudo a su leal saber y entender, sin someterse a formas legales ni ajustarse a derecho en cuanto al fondo. Si no hubiere acuerdo para el nombramiento del árbitro tercero, éste será nombrado por el Juez de Primer Instancia a solicitud del "Beneficiario" o del "Fiador". Los honorarios de los árbitros nombrados por las partes, correrán a cargo de quien los nombre; los del árbitro tercero, así como las costas y gastos que se originen con motivo del arbitraje, estarán a cargo del "Fiador" y el "Beneficiario" por partes iguales.
- 13) **PRESCRIPCIÓN.** Las acciones del BENEFICIARIO en contra de la AFIANZADORA, prescribirán en dos años conforme el artículo 1037 del Código de Comercio.

Texto aprobado por la Superintendencia de Bancos en Resolución No. 133-71 de fecha 19 de mayo de 1971.

Form. FN-62/96

OFICINA CENTRAL ZONA 9  
AVENIDA REFORMA 6-64 ZONA 9, EDIFICIO PLAZA CORPORATIVA TORRE I PRIMER NIVEL, GUATEMALA  
Tel: 22907400

[www.chn.com.gt](http://www.chn.com.gt)

Emitido por: ACGARCIAD

"Este Texto es Responsabilidad del Departamento de Fianzas de El Crédito Hipotecario Nacional de Guatemala"

Impresión: ACGARCIAD



2950AF76

**ACUERDO No. CNEE-112-2024**

Ciudad de Guatemala, 03 de diciembre de 2024

Comisión Nacional de Energía Eléctrica

**CONSIDERANDO:**

Que de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 de la Ley General de Electricidad la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, a la que en lo sucesivo se le podrá denominar la Comisión o CNEE, fue creada como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus funciones, gozando de presupuesto propio y fondos privativos. Asimismo, dicha Ley en su artículo 5 señala que la Comisión destinará su presupuesto para el financiamiento de sus fines.

**CONSIDERANDO:**

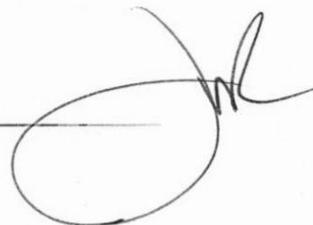
Que el Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en su artículo 3 establece que esta goza de independencia funcional, lo cual comprende, entre otras, la potestad que tiene el Directorio para tomar decisiones administrativas, técnicas, operativas, económicas, financieras, presupuestales y de cualquier otro tipo, que sean necesarias para el eficiente cumplimiento de sus funciones. Por otra parte, el artículo 6 del referido Reglamento establece que el Presidente de la Comisión tiene la representación legal de la misma y está facultado para firmar contratos relacionados con el funcionamiento de la institución.

**CONSIDERANDO:**

Que conforme a lo establecido en el artículo 42 del Régimen de Adquisiciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica los contratos que se celebren en aplicación de lo dispuesto en dicho Régimen serán aprobados por la Autoridad Superior. En sintonía con lo anterior, el artículo 33 del Régimen citado establece que posterior a la firma de un contrato y previo a la aprobación del mismo, el adjudicatario, en un plazo máximo de diez días, deberá presentar la garantía de cumplimiento de contrato, por el plazo que dure dicho contrato o la entrega de los bienes.

**CONSIDERANDO:**

Que el 29 de noviembre de 2024, el Presidente de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y Wilver Adolfo Gonzalez Arreaga suscribieron el Contrato Número 2-189-2024, identificado como "CONTRATO DE DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LA FASE II DEL SISTEMA INTEGRADO DE CÁLCULO DE AJUSTES TARIFARIOS -SICAT-", por un monto total de trescientos noventa y siete mil ochocientos treinta y siete quetzales con cuarenta y cuatro centavos (Q. 397,837.44) que incluye el Impuesto al Valor Agregado (IVA), por lo que en sintonía con lo establecido en el artículo 33 del Régimen de Adquisiciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el adjudicatario presentó la fianza de cumplimiento respectiva y el contrato fue conocido por el Directorio de la CNEE en sesión celebrada el 3 de diciembre de 2024 para su aprobación.



**POR TANTO:**

Con base en lo considerado y en las facultades establecidas en los artículos 4 y 5 de la Ley General de Electricidad, 29, 31 y 32 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, 3 y 14 del Reglamento Interno, 33 y 42 de su Régimen de Adquisiciones, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica,

**ACUERDA:**

- I. Aprobar el Contrato Número 2-189-2024, identificado como "CONTRATO DE DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE LA FASE II DEL SISTEMA INTEGRADO DE CÁLCULO DE AJUSTES TARIFARIOS -SICAT-", suscrito el 29 de noviembre de 2024 por el Presidente de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y Wilver Adolfo Gonzalez Arrega.
- II. Instruir al Departamento de Compras y Contrataciones realizar las acciones que correspondan.
- III. Notifíquese.

  
Ingeniero Luis Romeo Ortiz Peláez  
Presidente

  
Ingeniera Claudia Marcela Peláez Petz  
Directora



  
Licenciado Jorge Guillermo Araúz Aguilar  
Director

  
Jorge Miguel Retolaza Alvarado  
Secretario General

  
Comisión Nacional  
de Energía Eléctrica  
Guatemala  
Jorge Miguel Retolaza Alvarado  
Secretario General