

INFORME ESPECIALIZADO

Manual Técnico UPAC: una sola arquitectura de medición para tres capas regulatorias

Convergencia normativa de hardware, telemetría y evidencia en plantas Usuario de Patrón de Alto Consumo: clases de exactitud por capa, sincronización, segmentación de red, protocolos y los dos expedientes de auditoría

Autor: Observatorio regulatorio sector energético

Publicacion: 2026-10-01

Corte de informacion: 2026-10-01

Clasificacion: informe-especial · prioridad alta

Etiquetas: UPAC, CONUEE, CENACE, CRE, CFE LAPEM, ISO 50001, NOM-001-CRE/SCFI-2019, IEC 61000-4-30, DNP3.0, Modbus, OPC-UA, MQTT, telemetría, Código de Red, metrología eléctrica

Observatorio Mexico

Plataforma editorial de inteligencia especializada sobre Mexico

RESUMEN EJECUTIVO

Una planta clasificada como Usuario de Patrón de Alto Consumo responde a tres marcos regulatorios al mismo tiempo: la frontera comercial del Mercado Eléctrico Mayorista, la calidad de potencia del Código de Red y la submedición del Sistema de Gestión de Energía. Cada uno exige exactitud, certificación, sincronización e intervalos de integración distintos. Diseñarlos por separado produce equipos duplicados, puntos ciegos y expedientes incompletos. Este manual resuelve los tres en una sola arquitectura: la matriz de especificaciones por capa, las tres zonas de seguridad con su segmentación VLAN, el mapeo de protocolos DNP3.0, Modbus, MQTT, OPC-UA y BACnet, el orden de las fronteras de medición y los dos expedientes de evidencia auditable con sus criterios de aceptación.

HALLAZGO PRINCIPAL

Las tres capas regulatorias comparten la captura de variables eléctricas pero divergen en exactitud, certificación e integración: separarlas cuesta duplicar equipos y deja expedientes incompletos, mientras que una sola arquitectura con fronteras físicas y lógicas definidas cumple las tres.

Por qué una sola arquitectura de medición sirve para tres autoridades

Las obligaciones de un registro UPAC y de un expediente de calidad de potencia no se acreditan con una declaración: se acreditan con mediciones. Este manual desarrolla la capa que las hace exigibles, la que la planta debe sostener simultáneamente ante CENACE/CFE, la CRE y la CONUEE: qué equipo, con qué clase de exactitud, sincronizado con qué, conectado con qué protocolo y separado en qué fronteras.

Sección 1 · Matriz y análisis de convergencia normativa

La infraestructura de medición de una planta clasificada como Usuario de Patrón de Alto Consumo responde simultáneamente a tres marcos regulatorios. Comparten la captura de variables eléctricas en la acometida y en proceso, pero cada uno impone requisitos propios de exactitud, certificación, sincronización temporal e intervalos de integración.

Tres capas regulatorias sobre una misma variable medida

Capa	Autoridad	Exactitud	Enfoque	Certificación	Sincronía / agregación
1. Frontera comercial	CENACE / MEM / CFE	Clase 0.2S	Facturación / MEM	CFE LAPEM	UTC <= 1 ms
2. Código de Red	CRE (RES/550/2021)	Clase A (IEC 61000-4-30)	Calidad de potencia	Dictamen de Unidad de Inspección	10 min / P95
3. Submedición SGE	CONUEE / ISO 50001	Clase 0.5S / 1.0	Eficiencia e IDEn	EMA / ISO 17025	1 a 15 min

Capa 1, frontera comercial y MEM. Marco: NOM-001-CRE/SCFI-2019, especificación CFE LAPEM L0000-70, Manual de Arranque y Medición del MEM, IEC 62053-22 y ANSI C12.20. Función: medición de transferencia de custodia, con registro de energía activa y reactiva y potencia para facturación en el MEM e interconexión al SEN. Hardware: medidores trifásicos multifunción de estado sólido, primario y de respaldo independientes, con memoria no volátil, puertos redundantes y registro multifase. Transformadores de instrumentación: TC y TP (TP/TPI/TPC) con devanados de medición dedicados, prohibido compartir con circuitos de protección.

- Exactitud: clase 0.2S en medidores para energía activa y reactiva; TC 0.2S y TP 0.2, con respuesta lineal desde cargas muy bajas hasta sobrecorrientes nominales.
- Pruebas y certificación: aprobación de modelo y pruebas de rutina por CFE LAPEM, acreditado ante la EMA; sello físico y precintado de bloques de prueba por el Distribuidor o Suministrador.
- Sincronización: estampa de tiempo con precisión <= 1 ms respecto a UTC mediante receptor GPS/GNSS local con salida IRIG-B, PTP (IEEE 1588) o NTP de Estrato 1.

Capa 2, calidad de la potencia y conformidad operativa. Marco: Código de Red (RES/550/2021), IEC 61000-4-30 Clase A, NMX-J-610-4-30-ANCE, IEEE 519, IEC 61000-4-15 para flicker e IEC 61000-4-7 para armónicas. Función: fiscalización

continua de la calidad del suministro en el punto de acometida para evitar afectaciones al SEN. Hardware: analizador de calidad de la potencia multifásico de instalación fija, con muestreo mínimo de 512 muestras por ciclo en canales simultáneos de tensión y corriente, y procesamiento continuo sin vacíos (gapless) bajo IEC 61000-4-30 Clase A.

Criterios de agregación y límites de la Capa 2

Variable	Agregación	Criterio de conformidad
Factor de potencia	5 min	0.95 a 1.00 en atraso durante el 95% del tiempo mensual (límite del Código de Red)
Desbalance de tensión	10 min	Máximo 2.0% evaluado en el percentil 95 semanal
Desbalance de corriente	10 min	Promedio máximo 15.0%
Flicker	Pst 10 min / Plt 2 h	Pst < 1.0 y Plt < 0.8, evaluados en P95 semanal
Armónicas	Continua	Componentes individuales de tensión y corriente hasta el orden 50; THDV de 3.0% a 5.0% según nivel de tensión; TDDI según relación ICC/IL

Pruebas y certificación de la Capa 2: monitoreo continuo de 7 días naturales, dictaminado por Unidad de Inspección o laboratorio acreditado.

Capa 3, submedición e infraestructura del SGE. Marco: criterios UPAC de CONUEE, ISO 50001:2018 en sus cláusulas 6.6 y 9.1.2, y NMX-J-109-ANCE. Función: monitoreo y contabilidad energética de Usos Significativos de la Energía, cálculo del Índice de Desempeño Energético (IDEn) y establecimiento de Líneas Base Energéticas (LBE). Hardware: medidores secundarios en carril DIN, unidades multicanal para CCM, TC de núcleo partido (split-core) y sondas flexibles tipo Rogowski para instalaciones existentes.

- Exactitud: clase 0.5S o 1.0 en energía activa y clase 2.0 en reactiva; TC auxiliares con precisión combinada <= 1.0%.
- Calibración: verificación interna periódica o acreditación por laboratorios ISO/IEC 17025.
- Cobertura: el SGE debe abarcar al menos el 80% del consumo de la instalación, condición que la submedición debe poder demostrar.

Matriz consolidada de especificaciones normativas por capa

Atributo	Capa 1: Frontera comercial (MEM)	Capa 2: Calidad de potencia (CRE)	Capa 3: Submedición SGE (CONUEE)
Ente regulador	CENACE / CFE Distribución / Transmisión	Comisión Reguladora de Energía (CRE)	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)
Norma principal	NOM-001-CRE/SCFI-2019 / CFE L0000-70	Código de Red (RES/550/2021) / IEC 61000-4-30	ISO 50001:2018 / Disposiciones UPAC
Ubicación del hardware	Punto de interconexión / acometida	Punto de conexión / interruptor general	Tableros secundarios, CCM, calderas, chiller, compresores
Exactitud (medidor)	Clase 0.2S (ANSI C12.20 / IEC 62053-22)	Clase A (IEC 61000-4-30)	Clase 0.5S o 1.0 (IEC 62053-21)
Exactitud (TC/TP)	TC 0.2S, TP 0.2	TC/TP de protección o medición general	TC auxiliares 0.5 / 1.0 / Rogowski <= 1%
Sincronización temporal	<= 1 ms respecto a UTC (GPS IRIG-B / PTP)	<= 1 s respecto a NTP / UTC	Básica, servidor NTP local
Intervalo de registro	Muestreo continuo; perfiles de 5 y 15 min	512+ muestras por ciclo; agregación de 10 min	Configurable, de 1 a 15 min
Certificación requerida	Homologación CFE LAPEM	Dictamen por Unidad de Inspección	Trazabilidad EMA / laboratorio ISO 17025

Especificaciones críticas de la arquitectura UPAC

<div>3</div> <div>capas</div> <div>Marcos regulatorios concurrentes</div>	<div>0.2S</div> <div>clase</div> <div>Exactitud en frontera comercial</div>	<div><= 1 ms</div> <div>UTC</div> <div>Sincronización temporal máxima</div>
---	---	--

512+

muestras/ciclo

Muestreo del analizador de calidad de potencia

1,008

registros

Reporte semanal integrado

80%

del consumo

Cobertura mínima del SGE

Sección 2 · Topología de red, telemetría y protocolos

Para evitar duplicidad de equipos de medición manteniendo ciberseguridad e independencia operativa se implementa una arquitectura jerárquica de 3 capas de automatización y 3 zonas de seguridad. El enlace con el Centro de Control Regional de CENACE opera con primario IP-MPLS, respaldo 4G LTE y DNP3.0 Level 2 o 3 con cifrado IPsec AES-256.

Zonas de seguridad, componentes y reglas de aislamiento

Zona de seguridad	Componentes	Reglas de aislamiento
Zona 1: DMZ industrial y perímetro externo	Firewall industrial de grado normativo (IEC 62443 / IPsec).	Solo tráfico saliente autenticado hacia las IP públicas designadas por CENACE; todo tráfico entrante no solicitado se bloquea.
Zona 2: red OT y control operativo	VLAN 100 (telemetría CENACE) con UTR/RTU y DNP3.0 master. VLAN 200 (SCADA y Código de Red) con servidor SCADA de planta. VLAN 300 (SGE/IoT) con gateway IoT y servidor OPC-UA.	Switches administrables de capa 3. VLAN 100 exclusiva para el tráfico UTR a CCR CENACE.
Zona 3: campo y proceso	Medidores clase 0.2S (primario y respaldo); analizador de calidad de potencia clase A (CRE); medidores secundarios de Usos Significativos de la Energía (ISO 50001).	RS-485 (DNP3 o Modbus) hacia la UTR; Ethernet Modbus TCP hacia SCADA; MQTT o BACnet hacia el gateway IoT.

Capa de captación y medición de campo. Frontera comercial: medidores primario y secundario, clase 0.2S homologados por LAPEM, con doble puerto aislado que transmiten simultáneamente a la UTR por canales RS-485 independientes, DNP3.0 o Modbus RTU de alta velocidad (38.4 kbps). Calidad de potencia: analizador clase A en el tablero principal de la acometida, con Ethernet nativa y RS-485 con Modbus TCP o RTU hacia el SCADA local. Submedición SGE: medidores distribuidos en CCM, subestaciones unitarias y centros de carga significativos, con bus RS-485 en margarita (daisy-chain) y Modbus RTU, o Ethernet directa a gateways IoT.

Capa de UTR, gateways y DMZ industrial. Hardware de UTR/RTU: chasis de grado subestación (IEC 61850-3 / IEEE 1613), fuente redundante de 110 a 220 VDC o VAC, puertos serie con aislamiento galvánico de 2.5 kV mínimo y doble Ethernet 10/100/1000 Mbps. Función: concentra variables de frontera comercial y señales de estado de la subestación (posición de interruptores, alarmas de protección), con estampa UTC de 1 ms mediante GPS incorporado.

- Segmentación: VLAN 100 para telemetría CENACE, VLAN 200 para control de planta y Código de Red, VLAN 300 para submedición SGE e IoT bajo ISO 50001.
- Ciberseguridad (IEC 62443 y disposiciones CFE-CENACE): firewall de borde que permite solo tráfico saliente autenticado hacia las IP designadas por CENACE.
- Cifrado de enlace: túneles IPsec VPN con AES-256-GCM y autenticación SHA-256 sobre redes públicas o MPLS dedicado.
- Aislamiento lógico para el EMS interno (replicación de solo lectura): el EMS o SCADA de planta no debe interferir con la UTR del CENACE; extrae datos de frontera mediante salidas de pulsos aisladas u optoacopladas, o mediante lectura de solo lectura desde un puerto auxiliar del medidor primario.

Capa de procesamiento, almacenamiento e historiadores. Servidor UTM del CENACE: Unidad Terminal Maestra en el Centro de Control Regional, que recibe telemetría en tiempo real para control de frecuencia y voltaje del SEN y para liquidaciones del MEM. Servidor EMS/SCADA de planta bajo ISO 50001: local o en nube privada, con base de datos de series de tiempo, agregación de 1 a 15 minutos, cálculo del IDen y alertas automáticas por desviación de factor de potencia o por incremento de THDI.

Sección 2.1 · Protocolos de comunicación y mapeo de datos

DNP3.0, enlace UTR a CENACE. Protocolo exigido por el Manual de TIC del CENACE para telemetría operativa en tiempo real y datos de facturación. Arquitectura DNP3.0 Level 2 o 3 sobre TCP/IP, con puerto TCP 20000 por defecto. Modo

Unsolicited Responses (transmisión por excepción): la UTR envía el cambio significativo sin esperar polling, con latencia <= 2 s.

Mapeo de objetos DNP3 para el enlace UTR-CENACE

Objeto DNP3	Punto / clase	Variable
01 (Binary Inputs)	Punto 0	Interruptor general de acometida (52G). 0 abierto, 1 cerrado
01 (Binary Inputs)	Punto 1	Seccionador de aislamiento (29)
01 (Binary Inputs)	Punto 2	Alarma de falla de sincronía GPS
30 (Analog Inputs, 32 bit, variante 01 o 02)	Punto 0	Potencia activa total en MW, positivo = importación
30 (Analog Inputs)	Punto 1	Potencia reactiva total en MVAR, positivo = inductivo
30 (Analog Inputs)	Punto 2	Tensión promedio línea a línea en kV
30 (Analog Inputs)	Punto 3	Corriente promedio de fase en A
30 (Analog Inputs)	Punto 4	Frecuencia del sistema en Hz
30 (Analog Inputs)	Punto 5	Factor de potencia
32 (Analog Input Events, con estampa UTC)	Sin punto fijo	Evento al superar la banda muerta (deadband) configurada
60 (Class Data)	Clase 1 / 2 / 3	C1 cambios de estado digitales; C2 mediciones analógicas de potencia y tensión; C3 diagnóstico de UTR y medidores

Modbus RTU y Modbus TCP, de analizadores y submedición hacia SCADA o EMS. Capa física: RS-485 de 2 hilos a 19200 o 38400 baudios con paridad par para RTU, y Ethernet en puerto TCP 502 para TCP. Los Holding Registers (4X) llevan la configuración de red y los límites de alarma; los Input Registers (3X) o los Holding en Float32 IEEE 754 usan dos registros de 16 bits por variable, con orden de bytes Big-Endian o Little-Endian Byte Swap.

Mapa de registros Modbus de submedición

Registros	Variable	Unidad
30001-30002	Tensión fase A-B	V
30003-30004	Corriente fase A	A
30005-30006	Potencia activa trifásica	kW
30007-30008	Factor de potencia trifásico	FP
30009-30010	Distorsión armónica total de tensión	THDV %
30011-30012	Distorsión armónica total de corriente	THDI %

MQTT y OPC-UA, de submedición SGE al servidor EMS. OPC-UA (IEC 62541) es cliente-servidor orientado a objetos, con modelo de información de tipos de datos ricos, calidad del dato (Good, Bad, Uncertain) y marcas de tiempo de origen y de servidor; la autenticación es por certificados X.509 y el cifrado TLS 1.3. MQTT es publicación y suscripción ligera desde los gateways IoT de submedición, con carga útil JSON comprimido sobre TLS/TCP en puerto 8883 y tópicos jerárquicos.

- planta_upac/subestacion_1/ccm_01/medidor_compresor/telemetria
- planta_upac/acometida/analizador_cre/calidad_potencia

Sección 3 · Criterios técnicos y fronteras de medición

La infraestructura debe definir con precisión los límites de responsabilidad física, eléctrica y lógica entre el Suministrador o CENACE, la fiscalización de la CRE y el sistema de gestión interno de la planta. Orden de fronteras, de la red hacia la planta.

Orden de fronteras de medición de la red hacia la planta

Orden	Frontera	Elementos
0	Red General de Distribución (RGD) / RNT	Acometida de alta o media tensión.
1	Física y de propiedad	Cortacircuitos o interruptor 52G.

Orden	Frontera	Elementos
2	Comercial (CENACE / CFE LAPEM)	TC y TP clase 0.2S con bloques de prueba FT-10 precintados; medidores 0.2S primario y de respaldo.
2a	Derivación lógica	Aislamiento galvánico u optoacoplado. Puerto B de solo lectura con Modbus TCP.
3	Calidad de potencia (CRE)	Analizador clase A (IEC 61000-4-30) en acometida.
4	Submedición interna (CONUEE / ISO 50001)	Medidores de proceso en CCM, calderas y chiller.

Alta tensión, mayor a 69 kV. TC y TP de frontera comercial en el lado secundario del transformador de potencia de la subestación o en el interruptor de llegada (52G). La frontera física se define en las clemas del seccionador de maniobra de la acometida. Los equipos son propiedad del Usuario Final o del Suministrador según el contrato de interconexión, y la custodia metrológica es exclusiva de CFE/CENACE.

Media tensión, de 13.8 kV a 34.5 kV. Gabinetes de medición compacta en pedestal o poste de acometida en el límite del predio, con TC y TP antes de cualquier derivación interna o banco de capacitores, para evitar distorsión en la medición de energía reactiva comercial.

Interfaces de aislamiento lógico y físico. Bucles de corriente y tensión: bloques de prueba FT-10 con cortocircuitado automático en los secundarios de TC antes de los medidores, para calibrar e inspeccionar sin abrir los circuitos de corriente. Aislamiento galvánico: convertidores serie a fibra óptica (optocoupled serial-to-fiber) entre medidores y UTR, para eliminar la inducción por transitorios electromagnéticos de maniobra.

Regla de aislamiento

Queda estrictamente prohibido conectar el SCADA o EMS corporativo al mismo puerto o canal activo DNP3.0 asignado a la UTR del CENACE. Los mecanismos aceptados para replicar datos al EMS interno son dos: medidor multipuerto con IP independientes, donde el puerto A (Ethernet o RS-485) es exclusivo de la UTR CENACE con DNP3.0 para lectura y escritura de eventos, y el puerto B es de solo lectura con Modbus TCP u OPC-UA habilitado únicamente para la red OT interna; o salidas de pulsos optoacopladas, con repartidores de pulsos aislados sobre la salida de energía activa y reactiva del medidor comercial para adquirir demanda integrable en el EMS sin conexión galvánica directa.

Sección 4 · Protocolo de evidencia y trazabilidad auditable

El cumplimiento ante las autoridades energéticas requiere dos expedientes independientes pero técnicamente interconectados.

Los dos expedientes de evidencia

1. Código de Red (CRE)	2. Sistema de Gestión de Energía (CONUEE)
Reportes semanales de 1,008 registros. Evaluación P95 de factor de potencia, THD y desbalance de tensión. Bitácora de transitorios e impactos. Dictamen acreditado por Unidad de Inspección.	Matriz de trazabilidad ISO 17025 con la EMA. Limpieza y filtrado de datos en el EMS. Modelos de regresión de LBE e IDEn. Verificación anual de cumplimiento UPAC.

Expediente de conformidad operativa para la CRE. Respalda la fiscalización del Código de Red y se conserva un mínimo de 5 años. El reporte semanal integrado exige muestreo de 7 días naturales continuos, con un mínimo de 1,008 registros agregados a 10 minutos por el analizador clase A en acometida. El criterio estadístico es P95. Sobre la ventana semanal, el 95% de los registros debe quedar por debajo del límite regulatorio para desbalance de tensión (2%), flicker (Pst menor a 1.0) y distorsión armónica (TDDI). El factor de potencia tiene su propia verificación mensual sobre agregaciones de 5 minutos.

Criterio de aceptación del expediente CRE

P95(X) ≤ X máximo normativo. Factor de potencia: el Código de Red exige 0.95 a 1.00 en atraso. El expediente documenta el umbral de aceptación operativo de 0.97, más exigente que la norma, verificado mensualmente sobre el 95% de los registros de 5 minutos. Transitorios y calidad de onda: bitácora automatizada de huecos (sags), levantamientos (swells) e interrupciones breves, clasificados según SEMI F47 y curvas ITIC/CBEMA. Dictamen: reporte firmado por Ingeniero Especialista o Unidad de Inspección acreditada ante la CRE y la EMA, certificando que los métodos cumplen IEC 61000-4-30 Clase A.

Expediente metrológico y de desempeño energético para CONUEE. Justifica ante CONUEE el reporte anual de UPAC y la auditoría del SGE bajo ISO 50001:2018. Matriz de trazabilidad de sensores: hoja de vida y certificado de calibración vigente

de cada instrumento asociado a Usos Significativos de la Energía (eléctricos, flujo de gas, vapor, temperatura, presión), emitido por laboratorios acreditados ISO/IEC 17025 ante la EMA o por CENAM.

Aseguramiento de calidad de datos en el EMS: detección automática de nulos y valores fuera de rango físico (outliers). Queda prohibida la interpolación de vacíos mayores a 3 periodos de integración consecutivos (de 30 a 45 minutos); esos vacíos se marcan como Datos No Sometidos a Contabilidad y se reportan en auditoría.

Modelo de línea base energética (LBE)

Consumo base (kWh) = $b_0 + b_1$ por Producción + b_2 por Grados-Día de Enfriamiento + e. Se deben presentar estadísticos de ajuste con R2 mayor o igual a 0.80, prueba F de significancia global y prueba t por variable independiente, demostrando la validez matemática de la línea base registrada ante CONUEE.

RIESGOS · Riesgos de convergencia normativa

- Duplicidad de equipos si la arquitectura no se diseña como sistema convergente desde la ingeniería básica. - Incumplimiento de sincronización temporal cuando el receptor GPS de la UTR no se mantiene ni se valida. - Pérdida de independencia operativa si el EMS interno accede al mismo puerto DNP3.0 habilitado para CENACE. - Expediente incompleto cuando los certificados de calibración no son emitidos por laboratorios acreditados ante la EMA. - Interpolaciones indebidas de datos faltantes que superan los tres periodos de integración consecutivos. - Retrasos en interconexión por falta de dictamen de Unidad de Inspección acreditada para el Código de Red. - Rezago del SGE cuando la submedición no cubre el 80% del consumo exigido por las DACG de CONUEE.

RECOMENDACIONES · Recomendaciones de diseño y auditoría

- Diseñar la arquitectura UPAC como sistema convergente desde ingeniería básica, no como suma de capas independientes. - Verificar en el directorio de la EMA tanto la acreditación del laboratorio como la aprobación de la autoridad normalizadora. - Implementar la segmentación por VLAN y el cifrado IPsec antes de la puesta en marcha. - Documentar la cadena de trazabilidad desde cada sensor hasta los patrones nacionales del CENAM. - Configurar en el EMS el protocolo de limpieza de datos y prohibir la interpolación más allá de tres periodos de integración. - Mantener el expediente CRE por un mínimo de 5 años y realizar verificaciones anuales de cumplimiento UPAC ante la CONUEE. - Dimensionar la submedición para cubrir al menos el 80% del consumo de la instalación antes de la certificación ISO 50001.

La convergencia normativa no es un ejercicio de comparación de tablas: es el diseño de una sola infraestructura de medición que responde a tres exigencias distintas sin duplicar equipos ni romper la independencia operativa.

Manual Técnico UPAC · Observatorio regulatorio

TRAZABILIDAD

Fuentes de referencia: Disposiciones Administrativas de Carácter General para el registro de personas usuarias de patrón de alto consumo de energía y la implementación de Sistemas de Gestión de la Energía (CONUEE) · NOM-001-CRE/SCFI-2019 · CFE LAPEM L0000-70 · Manual de Arranque y Medición del MEM · Código de Red (RES/550/2021) · IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-15, IEC 61000-4-7 · IEC 62053-21 e IEC 62053-22 · ANSI C12.20 · IEEE 519 · IEEE 1588 · IEEE 1613 · IEC 61850-3 · IEC 62443 · IEC 62541 · ISO 50001:2018 · ISO/IEC 17025 · NMX-J-109-ANCE · NMX-J-610-4-30-ANCE · SEMI F47 · ITIC/CBEMA · CENACE · CRE · CONUEE · CFE Distribución · CFE LAPEM · EMA · CENAM.