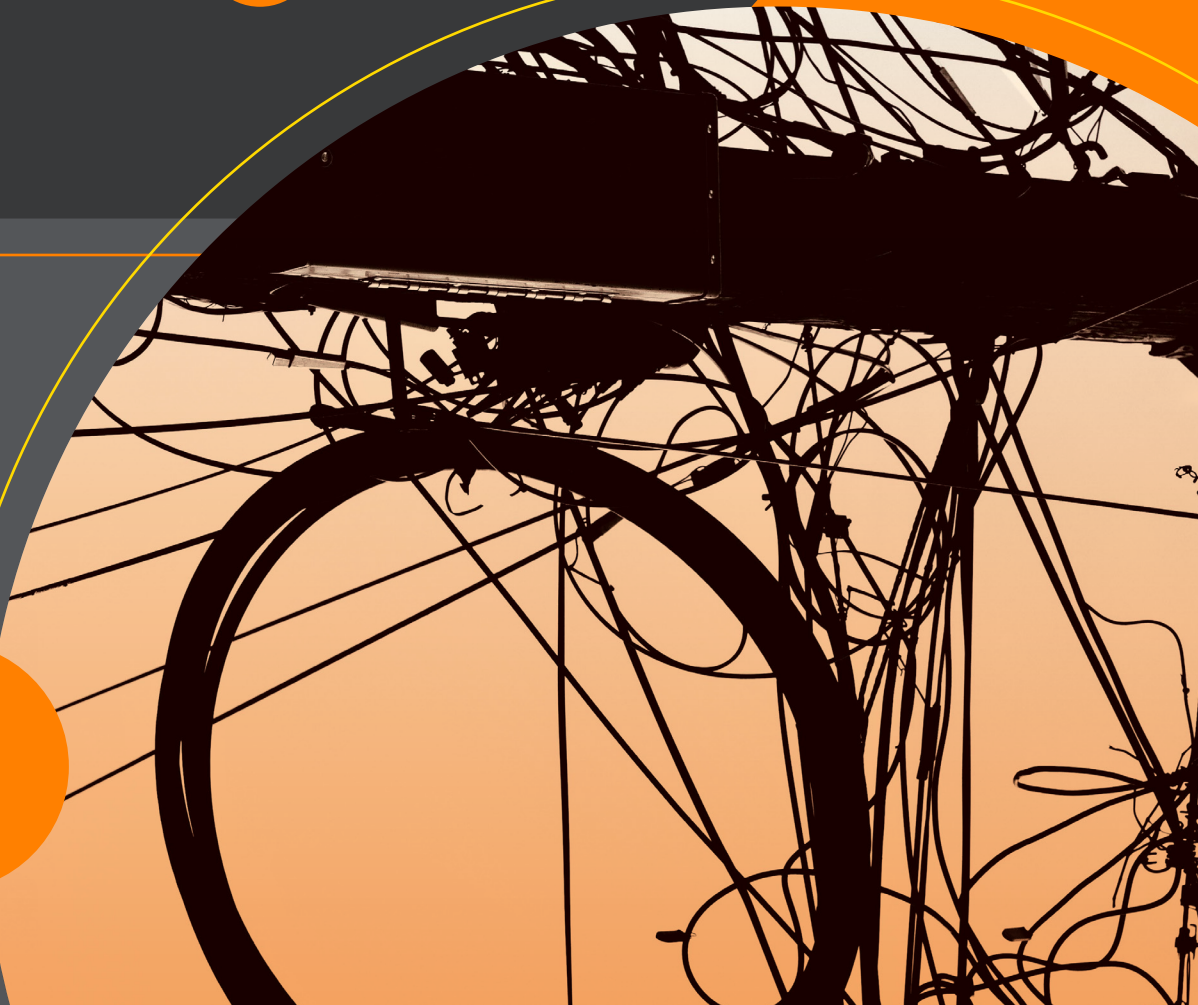


RESUMEN EJECUTIVO

RECUPERANDO ENERGÍA

Innovación y Estrategias para
la Gestión de Pérdidas No
Técnicas en América Latina
y el Caribe





EDITORES

Joaquín Lazo (ADELAT), Dasla Pando (Universidad de Chile), Roberto Cajamarca (ADELAT), Francisco Inostrosa (Universidad de Chile), Javiera Jaime (Universidad de Chile), Alessandra Amaral (ADELAT), Rodrigo Palma (Universidad de Chile), Rigoberto Ariel Yepez-García (BID), Katherine Segura (OLACDE), Fitzgerald Cantero (OLACDE)

COLABORADORES

Fernando Rigonat, Germán Noez, Rodrigo Santander, Federico Monsulo, Jorge Dean, Germán Elías, Ariel Muñoz, José Aníbal Caballero Toledo, Thiago Lecchi, Pamela Tschaffon, Tais Lima, Mario Motta, Hans Rother, Alfredo Gallegos González, Claudio Arias Jara, Edwin Tarazona, Andrés Llano, Edgar Torres, Cesar Darío Varela, Eddison Martínez, Manuel Antonio Barboza Chacón, Francisco Xavier Parra Sigüenza, Patricia Mendoza, Tomás Rubén García Álvarez, Jaime Eduardo Mercar Chonay, Kevin Mauricio Situn Peralta, Miguel Ríos, Carlos Alberto Morales Sandoval, Gustavo Michelena, Marco Alarcón, Gonzalo Caudullo, Luis Jesús Sánchez de Tembleque, Miguel Alves, César A. Olivero Castillo, Paolo M. Chang Olivares, Marvin Barreto Villeda, Rebeca Flores, Félix Canales, Julio Calderón, Víctor Choque Lucana, Víctor Queiroz Oliveira, Joel Enrique Trincado Pacheco, Tamatia Coronel, Marcela Rojas.



01

CONTEXTO Y PROPÓSITO

Las pérdidas no técnicas (PNT) constituyen uno de los desafíos más persistentes para la sostenibilidad financiera y operativa de las empresas distribuidoras en América Latina y el Caribe. Más allá del impacto directo sobre los ingresos, los altos niveles de energía no facturada distorsionan las señales de demanda, comprometen la calidad del servicio, incrementan los riesgos de seguridad pública y erosionan la legitimidad del sistema tarifario. En un contexto de transición energética, donde la digitalización y la flexibilidad operativa son imperativos, reducir estas ineficiencias deja de ser una meta aislada para convertirse en una condición habilitante para la viabilidad del modelo de distribución.

Según el estudio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) que sirve de punto de partida a este trabajo, en las últimas tres décadas se estima que, en promedio, cerca del 17% de la energía generada en la región se ha perdido, un nivel tres veces superior al de los países OCDE. En 2019, las pérdidas que excedieron el umbral de referencia del 10% alcanzaron el orden de 120 TWh, y el problema es generalizado: 22 de 26 países analizados superan ese umbral, con casos que oscilan entre niveles cercanos a la eficiencia (Perú) y otros que exhiben pérdidas superiores al 25% (Jamaica, Paraguay) o magnitudes absolutas críticas (Venezuela, Honduras).

En este marco, el estudio sistematiza las medidas implementadas por las empresas distribuidoras de América Latina y el Caribe para reducir las pérdidas no técnicas, con el objetivo de construir un repertorio operativo de buenas prácticas que oriente la toma de decisiones y el diseño de estrategias contextualizadas. El presente resumen ejecutivo condensa los hallazgos centrales, con foco en la taxonomía propuesta como principal aporte metodológico, un panorama sintético de la metodología de levantamiento y una descripción de las medidas clave identificadas en cada eje de intervención.



“

Las pérdidas de electricidad en transmisión y distribución constituyen un indicador central del desempeño de los sistemas eléctricos

02

MARCO CONCEPTUAL: DE LAS PÉRDIDAS ELÉCTRICAS A LAS PNT

Las pérdidas eléctricas se definen mediante el balance energético del sistema, como la diferencia entre la energía inyectada a la red y la energía efectivamente facturada a los usuarios finales. Este indicador funciona como un termómetro del desempeño sectorial y permite distinguir dos grandes categorías cuya naturaleza, y por tanto cuyas estrategias de gestión, difieren de manera sustantiva.

Las pérdidas técnicas son inherentes a los fenómenos electromagnéticos y termodinámicos de la operación de la red (efecto Joule, corona, pérdidas en el núcleo de los transformadores). Dependen de la topología, longitud, calibre de conductores y nivel de tensión, así como de la carga transportada. Son susceptibles de reducción mediante inversiones en infraestructura, pero están limitadas por leyes físicas: no pueden eliminarse por completo y su reducción enfrenta rendimientos decrecientes.

Las pérdidas no técnicas (PNT), por el contrario, son una magnitud empírica y residual: la fracción de las pérdidas totales que no tiene explicación electromagnética. Su origen es humano, comercial e institucional, y por ello son teóricamente evitables mediante gestión, tecnología y fiscalización. Su abordaje trasciende la ingeniería y entra en el terreno del conflicto económico, político y social, al involucrar la cultura de pago y el acceso a servicios básicos.

El estudio distingue tres categorías de PNT, cuya delimitación es decisiva para definir las herramientas de acción disponibles para la empresa distribuidora:

- **PNT no intencionales.** Corresponden a energía efectivamente suministrada pero no facturada, sin conducta deliberada del usuario. Se originan en debilidades operativas internas: errores de medición (medidores defectuosos u obsoletos), fallas en el proceso de facturación (lecturas mal ingresadas, estimaciones inadecuadas) y problemas de gestión comercial (contratos mal registrados, consumos colectivos no medidos). En muchos casos, reflejan problemas de gobierno corporativo, incentivos internos desalineados o falta de mecanismos de rendición de cuentas.
- **PNT intencionales.** Corresponden a consumos no registrados o no pagados como resultado de acciones deliberadas orientadas a evadir los mecanismos formales de medición. Incluyen reconexiones no autorizadas tras suspensiones formales, manipulación de medidores (intervenciones intermitentes o selectivas para subregistrar consumo) y conexiones ilegales directas a la red. A ello se suma la connivencia operativa, factor habilitante donde personal vinculado a la operación facilita, adultera o no reporta la irregularidad, vulnerando los protocolos internos.
- **Irregularidad estructural y zonas grises.** Situaciones asociadas a asentamientos informales, usuarios sin título de propiedad, acceso precario heredado o consumos históricamente tolerados. La conexión ocurre al margen de los esquemas formales, pero la irregularidad no responde a una intención explícita de evadir el pago, sino a restricciones materiales, legales o administrativas que impiden la regularización. Una respuesta puramente punitiva suele ser ineficaz o contraproducente.

Esta distinción explica el foco del estudio: las PNT intencionales son aquellas sobre las que la empresa distribuidora tiene mayor margen de acción directa mediante herramientas de gestión, control y operación bajo su control. La dimensión estructural se aborda de manera complementaria por su entrelazamiento con las anteriores.

El estudio se circunscribe a la gestión operativa y comercial de las PNT en el ámbito de las empresas distribuidoras. Sistematiza el conjunto de acciones bajo el control directo de la compañía —desde inversión en medición y analítica de datos hasta el despliegue de estrategias de control en terreno y mecanismos de regularización— para detectar, reducir y prevenir la energía no facturada. Quedan fuera del alcance el diseño de política pública, las reformas legales y la discusión regulatoria en sentido estricto, que se consideran como el marco contextual dentro del cual la empresa optimiza sus decisiones.



03

METODOLOGÍA DE LEVANTAMIENTO

El estudio se desarrolló con un enfoque metodológico mixto, combinando herramientas cuantitativas y cualitativas para identificar, clasificar y analizar las prácticas utilizadas por las empresas distribuidoras. Se buscó no solo relevar la existencia de determinadas medidas, sino examinar sus condiciones de implementación, los desafíos asociados, su desempeño observado y los aprendizajes derivados de su aplicación en contextos reales. El proceso se estructuró en seis etapas secuenciales.

- **Etapla 1 — Cuestionario inicial.** Se aplicó un cuestionario estructurado a distribuidoras participantes, diseñado a partir de una clasificación preliminar que cubrió dimensiones tecnológicas, regulatorias, comerciales, comunitarias y de seguimiento. Se recibieron 38 respuestas, 24 de ellas consistentes y completas, que permitieron identificar 191 medidas reportadas como insumo de partida.
- **Etapla 2 — Entrevistas semiestructuradas.** Se realizaron 30 entrevistas remotas (40–60 minutos) dirigidas principalmente a responsables de las áreas de pérdidas no técnicas. El foco fue capturar información cualitativa no observable en instrumentos estandarizados: desafíos operativos, condiciones de éxito, adaptaciones locales y aprendizajes.
- **Etapla 3 — Construcción de la taxonomía.** A partir de los insumos anteriores se elaboró la taxonomía de medidas, organizada según su naturaleza, ámbito de aplicación y lógica de intervención. Esta taxonomía es uno de los principales productos metodológicos del estudio y estructura todo el análisis posterior.
- **Etapla 4 — Análisis cualitativo sistemático.** Las entrevistas fueron transcritas, codificadas y analizadas temáticamente, lo que permitió contrastar patrones, identificar convergencias y diferencias entre empresas según sus contextos operativos, capacidades y condiciones locales.
- **Etapla 5 — Segundo cuestionario cuantitativo.** Se aplicó un instrumento cuantitativo (20 respuestas) para relevar la evolución de los indicadores de PNT en los últimos cinco años e identificar el grado de implementación de las medidas descritas. Permitió construir indicadores comparables y detectar patrones entre las características de las empresas y la adopción de herramientas.
- **Etapla 6 — Consulta a reguladores.** Se realizó una fase de consulta a organismos reguladores iberoamericanos con el objetivo de contrastar la visión operativa con los marcos institucionales vigentes y validar la dimensión regulatoria de la taxonomía.

En conjunto, el cruce de fuentes primarias (cuestionarios y entrevistas a distribuidoras y reguladores) con fuentes secundarias permitió construir una base empírica robusta, sobre la cual se apoyan las conclusiones operativas y los aprendizajes transferibles que se presentan en los capítulos siguientes.

04

PANORAMA REGULATORIO REGIONAL (SÍNTESIS)

Si bien las empresas distribuidoras enfrentan problemáticas comunes de hurto, conexiones irregulares y fallas de medición, los incentivos económicos y las facultades coercitivas disponibles varían significativamente entre jurisdicciones. La revisión comparada permite identificar cuatro ejes de diferenciación que explican los resultados dispares observados en la región.

- **Reconocimiento tarifario y señales económicas.** Países con regulación madura (Brasil, Chile, Colombia, Perú, México) definen explícitamente los niveles de pérdidas reconocidos en tarifa. Brasil sobresale por su benchmarking econométrico entre distribuidoras con contextos socioeconómicos comparables; Chile y Perú operan con un esquema de empresa modelo eficiente (ex ante). En contraste, países como Paraguay, Bolivia o Cuba presentan reconocimientos parciales, inexistentes o débilmente vinculados a la gestión real, debilitando la señal de eficiencia.
- **Metas, planes e instrumentos no tarifarios.** República Dominicana, Honduras, Ecuador y Paraguay cuentan con planes nacionales o sectoriales con metas cuantitativas. Su efectividad es mayor cuando se integran con instrumentos operativos y presupuestarios claros; se diluyen cuando funcionan solo como declaraciones programáticas sin rendición de cuentas.
- **Transparencia y calidad de la información.** El balance de energía es la herramienta básica transversal, pero la calidad, frecuencia y uso regulatorio varían. Brasil, Colombia, Ecuador, Chile, Perú, España y Portugal disponen de reportes periódicos auditables, con uso tarifario y comparativo, y publicidad al menos agregada. Otros países (Bolivia, Paraguay) reportan internamente sin auditoría regulatoria sistemática, lo que limita el aprendizaje sectorial.
- **Facultades coercitivas y coordinación interinstitucional.** El hurto de energía está tipificado en todos los países analizados (administrativo o penal), pero la articulación efectiva entre distribuidoras, reguladores, fiscalías y fuerzas de seguridad es muy heterogénea. República Dominicana y Brasil destacan con fiscalías especializadas y protocolos formales; en otros contextos, la respuesta es fragmentada, lenta o limitada por condiciones de seguridad, y el control coercitivo aislado tiende a generar efectos transitorios.

Los países que logran articular de manera coherente señales económicas claras, información confiable y auditada, coordinación interinstitucional efectiva y estrategias de inclusión muestran trayectorias más estables de reducción de PNT. La ausencia de cualquiera de estos componentes fragiliza los avances y los hace dependientes de esfuerzos extraordinarios.

05

TAXONOMÍA DE MEDIDAS DE GESTIÓN DE PNT

El principal aporte metodológico del estudio es una taxonomía operativa que organiza el conjunto de herramientas disponibles en tres ejes secuenciales. Esta clasificación no es arbitraria, sino que responde a la lógica de gestión de una pérdida: primero se requiere visibilidad (saber dónde ocurre), luego capacidad de control (contener y desincentivar el fraude) y, finalmente, mecanismos de sostenibilidad (integrar al usuario al sistema formal).

- **Eje 1 – Detección y localización (Visibilidad).** Agrupa las medidas cuyo atributo central es el procesamiento de información para identificar y localizar anomalías. Su función no es detener el fraude per se, sino dirigir eficientemente los recursos operativos. Incluye desde balances de energía hasta analítica avanzada de datos, pasando por la sensorización de la red y la caracterización de clientes.
- **Eje 2 – Desincentivo y control (Contención).** Reúne las medidas físicas, regulatorias y sociales orientadas a elevar el costo y la dificultad de cometer fraude. Integra barreras tecnológicas (blindaje, medición inteligente), fiscalización en terreno, capacidad sancionatoria y estrategias culturales que deslegitimen la irregularidad.
- **Eje 3 – Regularización e inclusión (Integración).** Comprende las iniciativas orientadas a transformar al usuario irregular en cliente formal. Aborda las barreras económicas y sociales de acceso mediante soluciones comerciales y comunitarias que hagan viable el pago del servicio en el tiempo, particularmente en contextos de vulnerabilidad.

La taxonomía, presentada en la Fig. 1., refleja una relación de complementariedad, no de sustitución: la efectividad sostenida de la estrategia depende de articular los tres ejes. Una empresa puede detectar con precisión (Eje 1) sin capacidad de intervenir en terreno (Eje 2); puede controlar con dureza (Eje 2) sin resolver el retorno a la irregularidad (Eje 3). La taxonomía busca por tanto guiar la lectura del repertorio operativo y facilitar decisiones contextualizadas según la realidad de cada distribuidora.



Fig. 1. Taxonomía de las medidas de gestión de PNT según sus ejes de intervención: detección, control e inclusión social.

06

EJE 1: DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN

Las PNT se caracterizan por su heterogeneidad, variabilidad espacial y dinámica en el tiempo. Sin información precisa sobre dónde, cómo y en qué magnitud ocurren, las acciones de inspección, sanción o regularización tienden a ser ineficientes. La evolución observada muestra un tránsito desde inspecciones aleatorias y denuncias hacia una detección predictiva y focalizada, entendida como un proceso de acotamiento progresivo de la búsqueda: de la subestación al alimentador, del transformador a los circuitos de baja tensión, y finalmente al cliente individual.

6.1. ANÁLISIS Y SEGMENTACIÓN DE PÉRDIDAS A NIVEL DE RED

- **Balances de energía a nivel de alimentador.** Constituyen la primera capa del análisis de pérdidas. Se apoyan en sistemas de medición y telemetría instalados en la cabecera de los alimentadores de media tensión, donde se registran corriente, tensión y energía. La energía inyectada al circuito se contrasta con la energía facturada aguas abajo, agregada a partir de los registros comerciales. La diferencia entre ambas magnitudes entrega una primera estimación del nivel de pérdidas para todo el alimentador, sin identificar todavía clientes individuales. Su valor radica en orientar la siguiente capa de análisis: permite descartar circuitos sanos, priorizar aquellos con desviaciones relevantes y focalizar las campañas de inspección o las inversiones de repotenciación. Sus limitaciones derivan de la resolución gruesa: dentro de un alimentador conviven zonas heterogéneas, por lo que un balance positivo en agregado no descarta pérdidas localizadas, ni la magnitud detectada permite por sí sola priorizar usuarios.
- **Balances a nivel de transformador de distribución.** Aumentan la resolución espacial al comparar la energía entregada por un transformador específico con la suma de la energía facturada a los clientes alimentados desde él. El universo de análisis pasa de un circuito de varios kilómetros a un grupo acotado de decenas o centenas de usuarios. Esto habilita acciones operativas más precisas: priorizar cuadrillas en sectores específicos, dirigir campañas de inspección a un grupo cerrado, focalizar la analítica avanzada sobre un subconjunto manejable de clientes y planificar intervenciones técnicas en torno a un activo común. Su implementación exige instalación y mantenimiento sostenido de macromedidores totalizadores con telemetría, lo que conlleva costos relevantes y exposición al vandalismo (robo de equipos y conductores, daños intencionales). Existen variantes más livianas: medición portátil que rota entre puntos de la red para construir balances temporales, y microbalances virtuales basados en modelos eléctricos, perfiles de tensión e impedancias que estiman pérdidas sin requerir despliegue masivo de equipos en vía pública. Un desafío emergente es la penetración de generación distribuida: cuando el cliente inyecta energía a la red, los macromedidores unidireccionales convencionales distorsionan el balance, generan señales falsas o tardías y obligan a una sustitución anticipada de equipos por otros bidireccionales y horarios, costo que no siempre está reconocido en el marco regulatorio.

- **Monitoreo y sensorización de baja tensión.** Última capa de observación antes del cliente individual. Consiste en instalar dispositivos de medición o sensorización aguas abajo del transformador, en ramales y puntos críticos de la red de baja tensión, para observar corrientes, cargas, perfiles de tensión y eventos asociados a intervenciones físicas. El propósito es, por un lado, acotar espacialmente el problema, identificando en qué brazo del circuito se concentran desequilibrios o sobrecargas y reduciendo así el universo de clientes a inspeccionar; por otro, capturar eventos anómalos (puentes o derivaciones ilegales, intervenciones físicas, perfiles inconsistentes con el comportamiento esperado) que justifican una acción operativa. Esta capa puede operar en dos modalidades: monitoreo continuo con resolución horaria y alarmas en tiempo real, o monitoreo puntual mediante equipos rotativos. Sus principales requerimientos son de comunicaciones (telemetría confiable en zonas de baja tensión), gestión del volumen de datos generado y procedimientos de mantenimiento de los sensores frente a fallas o intervenciones.

6.2. IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS A NIVEL DE CLIENTE

- **Agregación y análisis de perfiles de consumo.** Es una técnica analítica que compara el consumo de cada cliente con un patrón de referencia construido a partir de un grupo comparable (ubicación, tarifa, estrato socioeconómico, giro o actividad económica). La hipótesis subyacente es que clientes con características similares deberían exhibir curvas de consumo coherentes; las desviaciones significativas —caídas abruptas, perfiles planos, consumos persistentemente bajos, lecturas en cero en suministros activos, consumos sostenidamente alejados del promedio del grupo— constituyen señales priorizables. Esta medida no confirma el fraude, pero acota el universo de clientes a revisar. Su sofisticación admite distintos niveles: comparaciones contra el propio histórico del cliente; estratificaciones simples basadas en variables demográficas o tarifarias; agrupaciones estadísticas por clustering que construyen curvas típicas y miden desviaciones respecto de ellas; e integración dentro de plataformas más amplias con minería de datos y variables comerciales. Su rendimiento depende críticamente de la calidad y consistencia de las bases comerciales, ya que clasificaciones erróneas (un cliente comercial registrado como residencial, un giro mal definido) introducen ruido que distorsiona los patrones de referencia.
- **Analítica avanzada y scoring de riesgo.** No es una tecnología única, sino una arquitectura de decisión que asigna a cada suministro un puntaje de riesgo (score) que refleja tanto la probabilidad de que existan pérdidas no técnicas como la magnitud esperada de la energía recuperable. Su propósito es desplazar a las empresas desde inspecciones aleatorias o por barrido hacia operativos focalizados que maximicen tanto la tasa de hallazgo como la energía recuperada por inspección. El ciclo de funcionamiento típico tiene cuatro etapas. (i) **Ingesta y consolidación:** integra datos históricamente dispersos (consumo, eventos del medidor, antecedentes comerciales, resultados de inspecciones previas, datos no estructurados de terreno) en un perfil unificado del suministro. (ii) **Procesamiento analítico:** transforma estas señales en una estimación de riesgo, mediante reglas heurísticas, modelos estadísticos de detección de anomalías o algoritmos supervisados de aprendizaje automático entrenados con históricos de inspecciones validadas. (iii) **Asignación del score:** produce un valor comparable entre suministros que permite jerarquizar y priorizar; en algunos esquemas el score combina probabilidad e impacto en una sola métrica. (iv) **Retroalimentación:** los resultados de las inspecciones en terreno se reincorporan al modelo, recalibrando reglas, ponderaciones o algoritmos; sin este ciclo, los modelos se vuelven rápidamente obsoletos frente a cambios en moda-

lidades de fraude. Las variables empleadas se agrupan en cuatro familias: patrones de consumo (caídas, quiebres, planicies, desviaciones respecto del grupo), variables técnicas y eventos del medidor (alarmas de apertura, manipulación, secuencias eléctricas atípicas), variables comerciales y de comportamiento (mora, reincidencia, cambios de titularidad, clasificación de uso) y variables exógenas o no estructuradas (clima, datos geoespaciales, observaciones textuales de cuadrillas, imágenes de instalaciones). Los hallazgos del estudio son consistentes en un punto: la calidad del dato pesa más que la sofisticación algorítmica, y los modelos simples sobre bases limpias suelen superar a modelos complejos sobre bases inconsistentes. Por ello, la digitalización de los procesos comerciales y la depuración sistemática de los registros aparecen como habilitadores indispensables.

6.3. INSPECCIONES FOCALIZADAS

La inspección en terreno es el cierre del ciclo de detección: confirma o descarta la pérdida y, en caso afirmativo, levanta la evidencia que sustenta la recuperación de la energía y la sanción. Su efectividad depende de tres elementos. Primero, una buena priorización: cuando las cuadrillas trabajan sobre listas ordenadas por scoring de riesgo, la tasa de hallazgo se eleva sustantivamente respecto de inspecciones aleatorias y reduce el costo unitario de la energía recuperada. Segundo, protocolos estandarizados de levantamiento de evidencia, normalización del medidor y cálculo de la energía no facturada, capaces de sostener procesos administrativos o judiciales posteriores. Tercero, retroalimentación sistemática al sistema analítico, etiquetando los resultados de cada inspección (hallazgo, falso positivo, no acceso, energía recuperada) para que los modelos aprendan. Sin esta integración, la inspección se vuelve reactiva, los falsos positivos saturan a las cuadrillas y se erosiona la legitimidad del proceso frente a los usuarios.

En resumen, la rentabilidad operativa no se alcanza inspeccionando más, sino acotando el espacio de búsqueda de manera gradual y económicamente eficiente. Al jerarquizar el análisis desde escalas macro hacia niveles micro, las distribuidoras descartan amplias zonas sanas de la red y focalizan los recursos con una precisión antes no disponible. No obstante, conocer con exactitud dónde ocurre la pérdida no garantiza su recuperación: en contextos de acceso restringido, inseguridad del personal o cultura de pago deteriorada, la tecnología de detección encuentra un límite natural que exige transitar al segundo eje.



El monitoreo con sensores en baja tensión constituye el último nivel de observación de la red

07

EJE 2: DESINCENTIVO Y CONTROL DEL FRAUDE

La premisa de este eje es que el fraude es una decisión económica y conductual: se produce cuando el beneficio esperado supera al costo percibido. La lógica del desincentivo busca revertir esta ecuación elevando las barreras de entrada y aumentando el costo esperado del fraude, articulando simultáneamente tres dimensiones: técnica (infraestructura), regulatoria (penalización) y social (cultura).

7.1. MEDIDAS TÉCNICAS Y DE INFRAESTRUCTURA

- **Monitoreo digital y alertas lógicas en el punto de medición.** Constituyen una capa de blindaje no física, complementaria al endurecimiento estructural. Operan sobre dos planos. El primero corresponde a sensores de intrusión o manipulación (tamper) integrados en el medidor o su envoltorio, que generan alertas automáticas ante la apertura no autorizada de la tapa o de la caja, el retiro del equipo o la presencia de campos magnéticos externos destinados a frenar el disco o engañar al sensor. Estas señales gatillan inspecciones rápidas y aportan evidencia objetiva sobre la intervención. El segundo plano corresponde a alertas lógicas o de comportamiento, que se construyen comparando el estado comercial declarado del suministro con los eventos registrados por el medidor y el flujo efectivo de energía: presencia de carga después de un corte formal (indicio de reconexión no autorizada), ausencia prolongada de tensión sin un evento de red asociado (posible manipulación de la conexión), perfiles eléctricos inconsistentes con el contrato. Cada uno de estos planos cumple una función distinta dentro del blindaje: el primero detecta la intervención física; el segundo detecta su consecuencia. El valor real de estas alertas, sin embargo, no reside en su generación masiva sino en su gestión: sin reglas de filtrado, jerarquización y enrutamiento hacia equipos de campo, el volumen genera saturación, falsos positivos y pérdida de trazabilidad. Por ello, su efectividad depende de la integración con la analítica de riesgo y con los procesos operativos posteriores.
- **Blindaje físico de acceso al medidor.** Es la medida más tradicional del eje y busca encarecer materialmente la intervención. Adopta dos formas principales. La primera es el encapsulamiento del medidor mediante envoltorios reforzados (cajas metálicas o plásticas de alta resistencia, selladas y ancladas), que limitan la apertura no autorizada y la intervención sobre los bornes; su efectividad depende del diseño, la calidad de instalación y la rigurosidad del mantenimiento, ya que envoltorios deteriorados pueden ser vulnerados con relativa facilidad. La segunda es la reubicación del punto de medición en altura, fuera del alcance inmediato del usuario, lo que requiere acceso técnico autorizado y reduce la oportunidad de manipulación cotidiana. Ambas variantes elevan el esfuerzo y el tiempo necesarios para defraudar, lo que actúa como factor disuasivo frente al fraude oportunista. Como contrapartida, encarecen la lectura, el mantenimiento y la reposición del medidor; pueden generar fricciones con los usuarios; y rara vez son suficientes por sí solas: el fraude tiende a desplazarse hacia puntos no blindados de la red, lo que justifica complementar el blindaje físico con monitoreo lógico y con intervenciones aguas arriba (acometida, derivación, transformador).

- **Telemedición y medición centralizada.** La medición inteligente o avanzada (AMI) sustituye el medidor electromecánico por equipos digitales con comunicación bidireccional, capaces de registrar consumo a alta resolución, reportar eventos en tiempo real y ejecutar acciones remotas como el corte y la reconexión del suministro. La medición centralizada lleva esta lógica un paso más allá: agrupa la medición de varios usuarios en un punto físicamente protegido (típicamente en altura o dentro de una cámara) y reduce drásticamente la exposición del equipo a la manipulación. Las dos modalidades comparten cuatro beneficios estructurales: reducen la oportunidad física de fraude, generan datos de calidad para alimentar la analítica del Eje 1, viabilizan respuestas rápidas frente a la irregularidad (corte remoto, alertas) y eliminan la necesidad de visitas físicas para lectura, lo que disminuye la exposición del personal en zonas inseguras. Sus principales requerimientos son inversión inicial significativa, infraestructura de comunicaciones confiable, capacidades internas para procesar volúmenes de datos masivos y un marco regulatorio que reconozca los costos asociados, sin el cual el caso de negocio puede no cerrar incluso cuando los beneficios operativos son claros.

7.2. MEDIDAS REGULATORIAS Y LEGALES

El componente regulatorio cumple una función específica dentro de la lógica del desincentivo: elevar el costo financiero y legal esperado del fraude. Esto se articula en tres niveles. En el plano administrativo, la empresa debe contar con potestad para inspeccionar instalaciones, suspender el suministro irregular, normalizar la medición, calcular y cobrar la energía no registrada y aplicar cargos asociados; los procedimientos deben ser estandarizados, robustos en la cadena probatoria y respetuosos del derecho del usuario a controvertir, lo que protege la legitimidad del cobro frente a impugnaciones. En el plano contencioso-civil, la empresa debe poder ejercer acciones de cobro y, cuando corresponda, denunciar a los responsables. En el plano penal, la tipificación del hurto y manipulación de energía habilita la persecución de casos graves, especialmente conexiones ilegales de gran magnitud y connivencia operativa, y exige protocolos de actuación coordinada con fiscalías y fuerzas de seguridad. La evidencia regional muestra que la capacidad sancionatoria opera como multiplicador del componente técnico: la analítica y el blindaje pierden efectividad si la recuperación administrativa es lenta o si la respuesta jurisdiccional frente al fraude masivo es fragmentada. Su límite es claro: el endurecimiento sancionatorio es efectivo frente al fraude oportunista o sofisticado con intención dolosa, pero pierde tracción cuando la irregularidad responde a condiciones de exclusión estructural, donde la sanción alimenta el ciclo del conflicto sin reducir sosteniblemente las pérdidas.

7.3. ESTRATEGIAS COMUNITARIAS Y CONCIENTIZACIÓN

La aceptabilidad cultural del fraude es una variable habitualmente subestimada y, sin embargo, decisiva. En entornos donde el hurto de energía se percibe como una habilidad reconocida o un derecho adquirido, la disuasión técnica y legal encuentra un piso difícil de quebrar. Las estrategias comunitarias actúan sobre esta dimensión y se materializan en tres líneas de trabajo. Primero, **campañas de prevención** que comunican explícitamente las consecuencias legales, eléctricas y económicas del fraude (riesgo de incendio y electrocución, traslado del costo a usuarios cumplidores, sanciones aplicables) y que contrarrestan la oferta informal de “servicios” de manipulación. Segundo, **formación cívica y educación energética** en escuelas, asociaciones vecinales y espacios de capacitación, orientada a construir cultura de pago y uso responsable. Tercero, trabajo con **referentes barriales y líderes comunitarios**, que opera tanto como canal de comunicación como mecanismo de

mediación temprana frente a conflictos. Estas medidas tienen un costo unitario bajo, no producen recuperación inmediata de energía y por ello suelen subutilizarse, pero refuerzan la efectividad de las medidas técnicas y regulatorias al reducir la base social de la reincidencia y al construir condiciones para una eventual regularización.

En contextos de alta vulnerabilidad y exclusión urbana, el fraude no siempre responde a una decisión oportunista, sino a una estrategia de subsistencia. Las medidas puramente coercitivas, como cortes reiterados, blindajes, operativos masivos, tienden a generar ciclos desgastantes de reconexión inmediata y conflicto social, sin resolver la causa raíz. La experiencia operativa muestra que el enfoque exclusivamente punitivo encuentra una frontera infranqueable cuando la conexión irregular es la única vía de acceso a un servicio esencial. Es precisamente este reconocimiento el que motiva el tercer eje del repertorio.



08

EJE 3: REGULARIZACIÓN E INCLUSIÓN SOCIAL

Una parte relevante de las PNT se sostiene en situaciones estructurales de informalidad y exclusión del servicio. La evidencia muestra que una lógica basada exclusivamente en detección e inspección produce resultados transitorios: se interviene un punto, pero la irregularidad reaparece si no se habilita un camino viable hacia la formalidad. La regularización se entiende, por tanto, como condición habilitante para una reducción sostenible de PNT.

8.1. INSTRUMENTOS HABILITANTES

- **Inclusión energética.** Conjunto de prácticas orientadas a incorporar al sistema formal a usuarios que viven en barrios vulnerables, asentamientos informales o zonas periurbanas, reduciendo riesgos eléctricos y construyendo condiciones para una cultura de pago sostenible. Su característica distintiva, frente al control tradicional, es la presencia sostenida en terreno: equipos especializados que combinan perfiles técnicos y comerciales, visitan los barrios, levantan información, gestionan la regularización del suministro, acompañan al cliente en sus primeras facturas y resuelven dudas administrativas. Esta cercanía cumple varias funciones simultáneamente: facilita la formalización al reducir la asimetría de información, evita que el cliente recién regularizado quede atrapado en una deuda impagable, mitiga los riesgos eléctricos asociados a conexiones informales y traslada a la operación una mirada social que difícilmente puede surgir desde un canal de atención remoto. La efectividad de estas iniciativas depende de articulación con actores públicos —municipios, organismos de vivienda, servicios sociales—, ya que la regularización suele requerir condiciones habilitantes (titularidad, trazado urbano, factibilidad técnica) que exceden el control de la distribuidora.
- **Flexibilidad de pagos.** Mecanismos diseñados para sostener la regularización y evitar la recaída en conexiones irregulares por incapacidad temporal de pago. Su lógica es construir alternativas intermedias entre el cumplimiento estricto y el corte del suministro. Las prácticas más relevantes incluyen: convenios de pago con plazos definidos y comunicación activa desde cobranzas, que anticipan la morosidad antes de que escale; prepago, en sus distintas variantes (corte automático al agotarse el saldo, energía de emergencia, descuentos sobre la recarga para amortizar deuda previa), que invierte la lógica de cobro y reduce el riesgo de incobrabilidad; reducción de la potencia contratada como alternativa al corte total, manteniendo un suministro mínimo y pagable mientras se estabiliza la situación financiera; y diversificación de canales de recarga (banca, comercios de barrio, terceros, presencial), reconociendo que parte de la población vulnerable no opera con canales digitales. El objetivo común es evitar que la rigidez del cobro expulse nuevamente al cliente al circuito informal, pero su diseño debe ser cuidadoso para no premiar el incumplimiento ni debilitar la disciplina de pago de los clientes regulares.
- **Apoyo económico directo.** Comprende tarifas sociales, tarifas solidarias y subsidios focalizados, instrumentos cuyo propósito es reducir la barrera económica de acceso al servicio formal en segmentos de alta vulnerabilidad. Cumplen una doble función dentro de la estrategia de PNT. Como instrumento de acceso, hacen viable la formalización para hogares que de otro modo no podrían sostener el pago de la tarifa estándar. Como

instrumento de retención, estabilizan el vínculo contractual en el tiempo, reduciendo la probabilidad de retorno a la irregularidad. Su sostenibilidad como herramienta operativa depende de tres condiciones: criterios de elegibilidad claros y verificables, que permitan distinguir vulnerabilidad real de aprovechamiento oportunista; previsión presupuestaria estable, idealmente vía transferencias estatales, para evitar que el costo del subsidio recaiga exclusivamente en la distribuidora o se traslade vía tarifa al resto de los usuarios; y una segmentación de clientes que vaya más allá del estrato administrativo, incorporando indicadores de vulnerabilidad efectiva y comportamiento histórico, lo que mejora simultáneamente la focalización del beneficio y la recaudación esperada.

8.2. INCLUSIÓN SOCIAL Y SOSTENIBILIDAD FINANCIERA

La regularización solo es efectiva si se acompaña de condiciones que permitan sostener el vínculo contractual en el tiempo. Tres dimensiones resultan críticas. Primero, la gestión de deuda: la deuda acumulada suele ser una barrera más relevante que la tarifa misma para sostener el suministro formal. Las prácticas eficaces buscan desacoplar la formalización del pago inmediato de deudas históricas, mediante convenios de refinanciamiento, condonaciones parciales sujetas a regularidad futura, y tratamientos diferenciados de deudas asociadas a ocupantes previos del inmueble, que de otro modo bloquearían la formalización del nuevo titular. La idea de fondo es priorizar la regularidad futura por sobre la recuperación íntegra del pasado. Segundo, las tarifas sociales como estabilizadoras del pago en el tiempo, complementadas con una segmentación dinámica de clientes que ajuste las condiciones comerciales a la realidad económica y al comportamiento del usuario. Tercero, el acompañamiento comunitario sostenido en el período posterior a la regularización: equipos territoriales que mantienen interacción con referentes barriales, apoyan procesos de facturación, promueven el uso eficiente de la energía y detectan tempranamente señales de morosidad o desconexión informal, actuando antes de que la pérdida no técnica se reinstale.

En territorios donde la informalidad es estructural, la distribuidora opera con una identidad expandida: además de prestadora del servicio, suele ser el primer y a veces único actor institucional presente en el territorio. Esta posición tensiona el mandato regulatorio de control de pérdidas con expectativas sociales de provisión universal, y obliga a redefinir el alcance de la acción empresarial. En la práctica, este rol se manifiesta en tres planos. En el plano técnico, la distribuidora aporta información sobre riesgos eléctricos, factibilidad de suministro y secuencias de intervención, lo que la convierte en un insumo crítico para los procesos de ordenamiento territorial. En el plano de articulación, asume un papel de mediador con municipios, organismos de vivienda, servicios sociales y fuerzas de seguridad, reconociendo que la resolución de la informalidad excede su competencia directa y requiere cooperación interinstitucional. En el plano operativo, las restricciones de seguridad para el personal en terreno obligan a diseñar estrategias graduales y territorializadas: intervenciones programadas, trabajo con líderes comunitarios, despliegues conjuntos con autoridades locales y soluciones intermedias —ordenamiento de redes, mitigación de riesgos, identificación de usuarios— que estabilizan el sistema mientras se resuelven habilitantes externos como la regularización del suelo. La lección de fondo es que la reducción sostenible de las PNT en estos contextos requiere asumir explícitamente esta complejidad, en lugar de tratarla como una externalidad de la operación.

09

LECCIONES Y FACTORES DE ÉXITO

Más allá de la especificidad de cada herramienta, el análisis comparado identifica cuatro factores organizacionales que diferencian las experiencias que sostienen sus indicadores de las que retroceden una vez terminada una campaña. Estos factores operan como condiciones habilitantes transversales a los tres ejes de la taxonomía.

- **Continuidad institucional.** Las PNT se comportan como una variable elástica: se reducen bajo presión, pero rebotan cuando la gestión se relaja. El control de energía debe internalizarse como una función permanente de la operación, análoga al mantenimiento de la red, y no como una iniciativa transitoria. La transición de lógica de proyecto a lógica de proceso continuo es el primer factor determinante.
- **Higiene de datos.** La sofisticación algorítmica no compensa las deficiencias en la gobernanza de datos. Grandes volúmenes de información incompleta, mal clasificada o inconsistente degradan el desempeño de cualquier modelo. El saneamiento de las bases comerciales (titularidad, giro, estrato, georreferencia) es un prerequisite de la inteligencia analítica y, en muchos casos, el mejor retorno de inversión disponible.
- **Disciplina operativa y gestión del factor humano.** La tecnología de medición mantiene vulnerabilidad frente a la interacción física. La rotación sistemática de personal, la especialización de cuadrillas dedicadas exclusivamente al control de pérdidas y el endurecimiento de los protocolos internos son necesarios para evitar la connivencia operativa. Cuando el entorno compromete la integridad del personal, se impone migrar hacia blindaje tecnológico y telemedición.
- **Realismo contextual.** La distribuidora no puede suplir la ausencia de ordenamiento territorial. En asentamientos no reconocidos, las soluciones técnicas son insostenibles sin habilitación legal previa, y la regularización exige acción del municipio para habilitar urbanísticamente la zona. El reconocimiento explícito de estos límites evita estrategias ineficaces y orienta hacia soluciones intermedias que estabilizan el sistema mientras se resuelven habilitantes externos.



“

La revisión de los ejes de intervención pone de manifiesto que las empresas distribuidoras cuentan con un portafolio técnico

10

REFLEXIONES FINALES

El recorrido por las estrategias de gestión de PNT en América Latina y el Caribe permite concluir que este fenómeno no es una simple externalidad operativa, sino un síntoma de la compleja relación entre el servicio eléctrico y la estructura social de la región. Tres reflexiones sintetizan los hallazgos del estudio.

Primero, es necesario superar la visión binaria del usuario. La clasificación rígida entre “cliente regular” y “defraudador” resulta insuficiente para abordar la vasta zona gris de la irregularidad, donde conviven el oportunismo delictivo con la exclusión estructural. Las distribuidoras más efectivas son aquellas que distinguen estos matices y aplican el remedio adecuado: rigor frente al fraude masivo industrial y comercial, pero puentes de inclusión y flexibilidad frente a la vulnerabilidad residencial.

Segundo, la tecnología es un habilitador, no una solución. La digitalización, la medición inteligente y la analítica de datos han transformado la visibilidad del problema, permitiendo pasar de barridos ciegos a intervenciones quirúrgicas. Sin embargo, no reemplazan la gestión territorial ni la voluntad política: un medidor inteligente en un barrio sin cultura de pago o sin presencia institucional es un activo en riesgo, no una solución. La modernización de la red debe ir acompañada, invariablemente, de una modernización en la gestión social y comunitaria de la empresa.

Tercero, el desafío de las PNT invita a repensar el rol de la distribuidora. En un escenario de transición energética, donde la red debe ser flexible, digital y participativa, la carga de ineficiencia que suponen las pérdidas es insostenible. Resolver este desafío implica que la distribuidora deje de verse solo como operadora de cables y transformadores, para asumirse como un agente activo en la formalización económica y la integración social de los territorios que sirve. La recuperación de pérdidas, en última instancia, no es solo una métrica de rentabilidad: es el proceso de construir una ciudadanía energética plena, donde el acceso a un servicio de calidad y el pago justo por el mismo sean las dos caras de una misma moneda.

Persisten, por último, desafíos pendientes: la gobernanza de los datos generados por redes inteligentes (privacidad, proporcionalidad, uso legítimo), la articulación entre control y justicia energética en contextos vulnerables, y la necesaria adaptación de los marcos regulatorios a una velocidad de innovación que hoy los supera. Avanzar en estos frentes es condición para transformar la gestión de las PNT desde una lógica reactiva hacia un modelo más preventivo, eficiente y socialmente sostenible.

