

Observaciones a NT Dx

Chilquinta Distribución 2026

Información de clientes

Artículo 1-17

Artículo 1-17 Listado de Clientes y Usuarios

La Empresa Distribuidora deberá entregar al Coordinador, en el formato que este defina, un catastro actualizado de sus Clientes y Usuarios. Dicho catastro deberá contener, al menos, la siguiente información:

1. Nombre o razón social del Cliente, identificando a los que, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 147, inciso tercero, literal d), de la Ley, o el que lo reemplace, puedan optar por un régimen de tarifa no regulada. En caso de que el Cliente sea una persona natural, la identificación deberá ser mediante un número correlativo, no pudiendo entregar el nombre de la persona, salvo que esta lo autorice.
2. Datos de contacto del Cliente, tales como correo electrónico o número de teléfono, si el Cliente lo autoriza.
3. Perfil de consumo mensual u horario, en caso de estar disponible este último, de los últimos 12 meses, si el Cliente lo autoriza.
4. Tarifa vigente, si el Cliente lo autoriza.
5. Potencia conectada.
6. Consumo energético mensual promedio de los últimos 12 meses.
7. Alimentador y Subestación Primaria de distribución.
8. Tipo de red a la que se conecta: aérea o subterránea.
9. Tensión de conexión, en [V].

interacciones con todos los clientes regulados + libres (correos electrónicos, mensaje en boleta, etc). Consultas a SEC (2) (aclarada recién en marzo 2026) .

Declaraciones en los medios para aclarar que no es una estafa.

Discusiones con el CEN respecto al contexto de aprobación del cliente (aprobó su información para ser usada por la Dx no para ser publicada por el CEN)

Información de clientes

Artículo 1-17

Propuesta

Definir la aplicabilidad sólo para clientes Libres y asegurar el cumplimiento de la Ley de datos personales.

Desconexiones de emergencia

Artículo 1-23

Los incendios vinculados a infraestructura eléctrica

En relación con los incendios de esta temporada en la Región del Ñuble, la fiscal regional Nayalet Mansilla informó el 19 de enero —cuando el fuego ya había arrasado con 1.500 hectáreas— que la indagatoria avanza bajo la hipótesis de que tres focos principales fueron provocados por una eventual “negligencia eléctrica”, específicamente en las comunas de Pinto, Quillón y San Nicolás.

La fiscal Mansilla precisó que, si bien existe una alta probabilidad de establecer el origen de los siniestros, aún deben realizarse peritajes mecánicos y químicos, los que podrían extenderse por aproximadamente dos meses. “De todas maneras son causas que se están investigando. Hasta ahora no tenemos detenidos, porque esos incendios al ser negligentes requieren un poco más de tiempo por las pericias”, señaló la fiscal regional a La Tercera.



Ramas en contacto con tendido eléctrico en la zona de los incendios del Ñuble y el Biobío. Fotografía: Gustavo Villarrubia.

De confirmarse los dichos de la fiscal regional del Ñuble, se habría actuado con poca responsabilidad ante las condiciones meteorológicas. Y ello, porque en los días previos a los incendios, la información meteorológica anunciaba altas temperaturas, baja humedad relativa y presencia de viento, variables que el procedimiento de “desconexiones de emergencia” identifica como factores críticos de activación.

Existe una definición de consumos críticos de la NTDx no relacionada con el protocolo exigido por SEC.

Se establecen condiciones operativas impracticables para el suministro de clientes críticos (mover equipos Gx cómo se realiza con los clientes ED) .

Al día de hoy no existe ningún procedimiento aprobado.

La responsabilidad de evaluar el riesgo de condiciones complejas de no expertiz eléctrica recae en las Dx.

Desconexiones de emergencia

Artículo 1-23

Propuesta

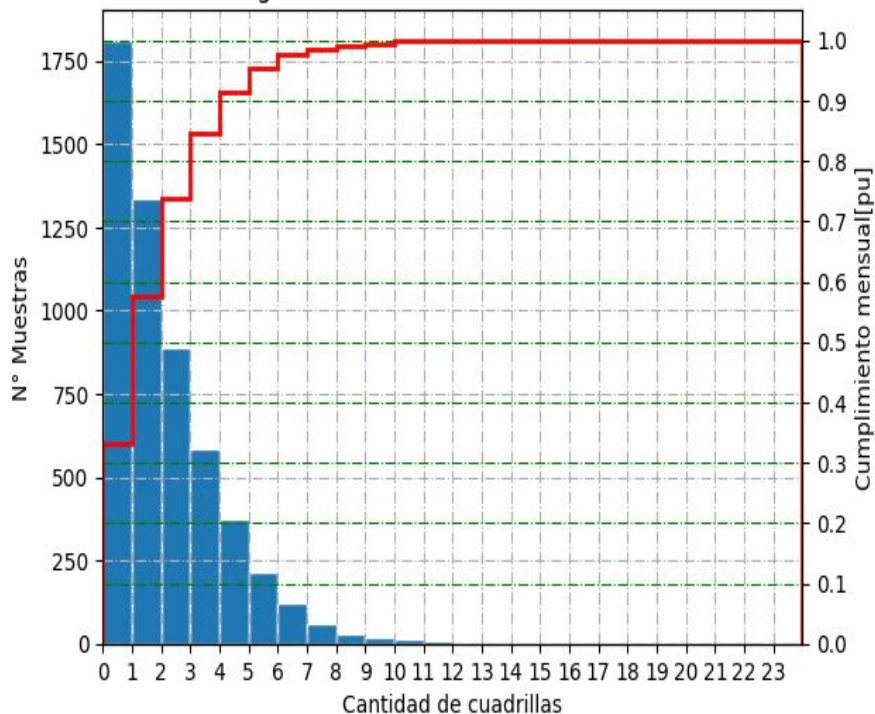
Incorporar la generación local en “sectores críticos” como una medida de solución tarifariamente reconocible.

Delimitar las responsabilidades de la evaluación de escenarios de riesgo a las autoridades competentes en la materia.

Concurrencia

Artículo 5-16

Histograma de Cuadrillas Zona San Antonio



**Cumplimiento actual
promedio del 70%**

**Para llegar al 95% se
requiere el triple de
cuadrillas**

Concurrencia

Artículo 5-16

Propuesta

Eliminar o relajar las exigencias actuales considerando el dimensionamiento de cuadrillas que es reconocido tarifariamente.

Considerar concurrencia solo para fallas masivas.

Registro de indicadores de CC

Artículo 5-21

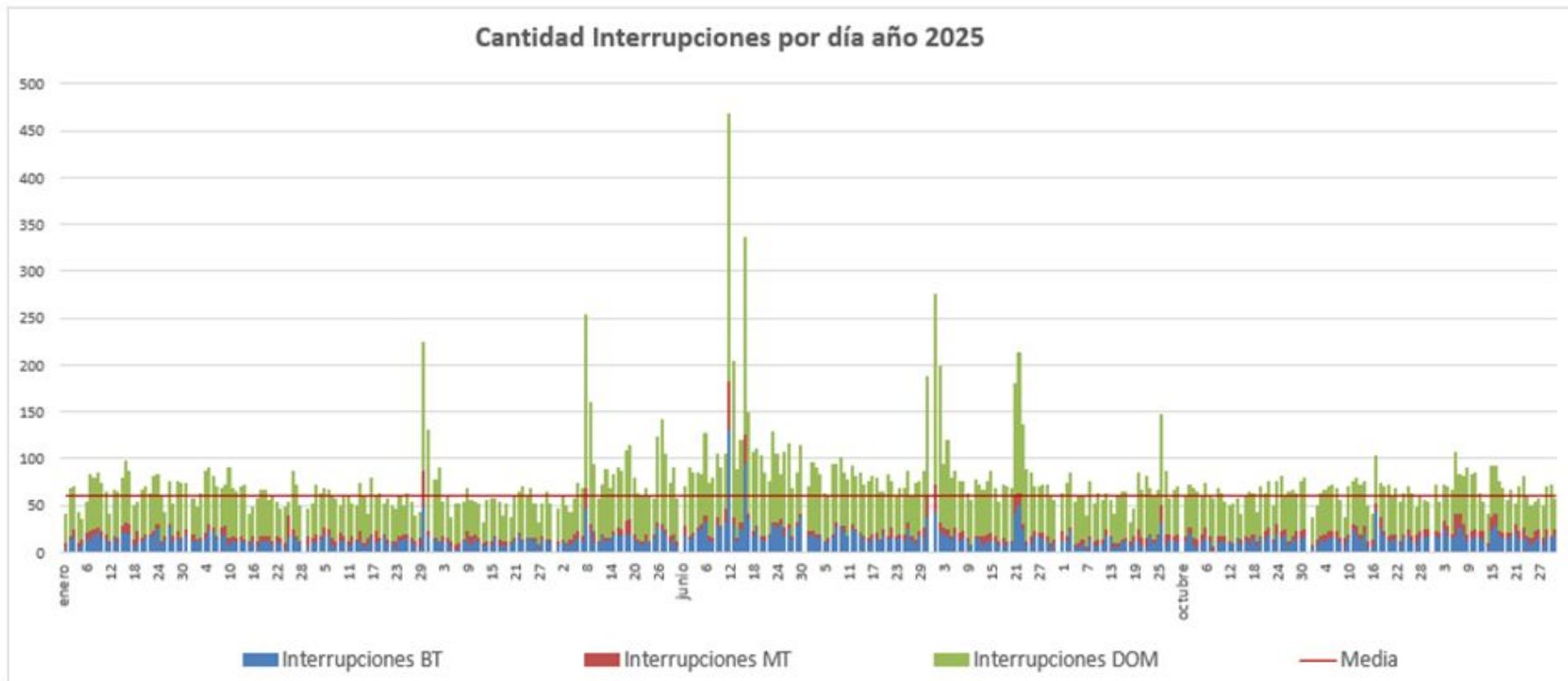
Tasa de Cambio de resolución Normalizada y ajustada (TCRNA)

Este indicador establece un **Límite de Transferencia de Reclamos de la Empresa (LTRE)**: Este límite se calcula multiplicando la capacidad máxima de atención de la SEC (**30,000 reclamos**) por la participación de mercado de la empresa distribuidora. La participación de mercado se calcula dividiendo el número de puntos de suministro de la empresa entre el total de puntos de suministro de la industria. Se utiliza el valor correspondiente al mes de diciembre del año anterior al período de informe

La cantidad de reclamos después del descongelamiento tarifario ha aumentado, se propone al menos duplicar la capacidad de SEC.

Estado anormal

Artículo 1-7



Estado anormal

Artículo 1-7

Artículo 1-7: La Tabla 1 establece los criterios para la declaración de Estado Anormal, considerando exclusivamente las interrupciones ocurridas en media tensión. Sin embargo, al analizar las estadísticas de las empresas distribuidoras, se observa que una proporción significativa de las interrupciones, especialmente en situaciones de contingencia, se produce en baja tensión y principalmente en empalmes domiciliarios (Interrupciones individuales de clientes). Actualmente, este tipo de interrupciones no es considerado dentro de los criterios para la declaración de dicho estado, a pesar de que representan una parte relevante de las fallas atendidas y demandan una cantidad importante de recursos operacionales para su normalización

Exigencias Indicadores en Estado Anormal

Cuando se gatillan los Estados Anormales, el tiempo de concurrencia deja de ser exigible y las interrupciones ocurridas bajo esta condición no son consideradas en el cálculo de los indicadores de calidad de suministro ni de calidad de producto, y existe una exigencia más flexible para el indicador TIC en estado anormal (TICEA), el cual se utiliza para proceder al pago de compensaciones.

Sin embargo, esto no ocurre con los indicadores comerciales, que siguen teniendo las mismas exigencias de siempre. Por eso, sería conveniente que también consideren cierta flexibilidad en situaciones de Estado Anormal, ya que en esos momentos todas las cuadrillas de la compañía están enfocadas principalmente en recuperar el suministro eléctrico y atender las fallas en la red, generando un atraso en el cumplimiento de algunos procesos como son por ejemplo, conexiones a clientes.

Estado anormal

Artículo 1-7

Propuesta

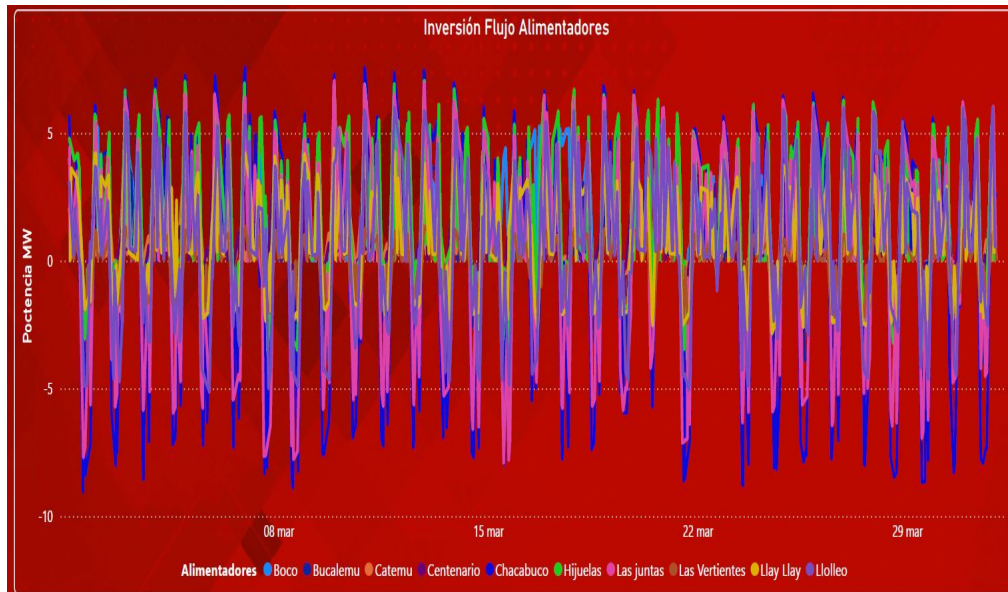
Considerar un estado anormal de funcionamiento considerando también las componentes de baja tensión que permita reflejar la real situación de la empresa.

Considerar el estado anormal no a nivel comunal sino a nivel Empresa (todos los recursos de la compañía están abocados a solucionar el problema).

Liberar en estado anormal también el cumplimiento de los indicadores comerciales.

Modelo de gestión de la red

Definiciones y rol de las Dx con los PMGD



Norma

Sub-Norma

Solicitud

Solicitud

Informar exclusivamente por este medio el resultado de las verificaciones realizadas respecto del correcto funcionamiento, ajuste y coordinación de las protecciones de voltaje de los Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) conectados a su red de distribución, durante su proceso de conexión. Lo anterior, tanto para los ajustes del reconector, como los ajustes de los inversores.

Informar las verificaciones del correcto funcionamiento ajuste y coordinación de protecciones para los PMGD conectados a su red de distribución. Lo anterior para los ajustes del reconector y los inversores

Gestionar la desconexión o prorrateo de generación en zonas de alta congestión por flujo inverso.

Atención a Clientes

Ley N° 21.806 · Art. 133° LGSE · Publicada 05.02.2026

75%

Resolución primer contacto digital

Solicitudes resueltas en canales digitales sin intervención de ejecutivo

25%

Atención humana actual disponible

Ya disponible y a elección del cliente en todos los canales cuando lo requiere

3× Opex

Impacto modelo 100% humano

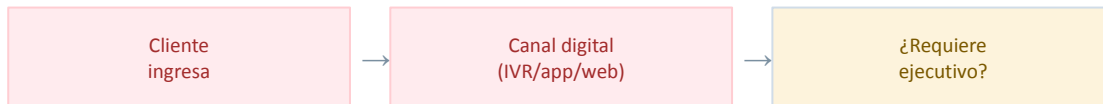
Implicaría triplicar la operación actual en RRHH, tecnología e infraestructura

2× Capex

Incremento en infraestructura

Duplicación de costos en infraestructura sin mecanismo de recuperación tarifaria

Modelo actual de atención al cliente



● Modelo actual ya contempla atención humana

El cliente puede solicitar atención humana en cualquier canal. La derivación queda a disposición del usuario según el tipo de gestión, respetando su autonomía.

● Tensión regulatoria con NTCSDx vigente

La calidad comercial ya está regulada por la Norma Técnica con un marco gradual y flexible. La nueva ley introduce una regla rígida que genera superposición normativa.

● Carga económica sin compensación tarifaria

El modelo tarifario no permite traspasar costos. Exigencias intensivas en RRHH, tecnología e infraestructura sin reconocimiento regulatorio.

● Digitalización como mejora real al cliente

Un modelo 100% humano es contrario a la tendencia de digitalización que busca hacer la atención más rápida, accesible y eficiente para el usuario.

Gracias