

ANEXO 4 DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

**NORMAS DE CALIDAD DEL
SERVICIO PUBLICO Y
SANCIONES**

ANEXO 4

NORMAS DE CALIDAD DEL SERVICIO PUBLICO Y SANCIONES

ÍNDICE

- 1 INTRODUCCIÓN
- 2 ETAPAS Y ZONAS
 - 2.1 ETAPA I
 - 2.2 ETAPA II
 - 2.3 ETAPA III
 - 2.4 ETAPA IV
 - 2.5 ETAPA V
 - 2.6 ZONAS URBANAS
 - 2.7 ZONAS RURALES Y AISLADAS
- 3 CONTROLES Y PUNTOS DE MEDICIÓN
 - 3.1 GENERALIDADES
 - 3.2 SALIDAS DE EETT AT/MT
 - 3.3 SUBESTAC. TRANSFORM. MT/BT
 - 3.4 PUNTOS DE MEDICIÓN POR MUESTREO
 - 3.5 ESPECIFICACIONES DE LOS PARÁMETROS A MEDIR
- 4 CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO
 - 4.1 CONTROL DEL NIVEL DE LAS PERTURBACIONES
 - 4.2 CONTROL DE LOS NIVELES DE TENSIÓN
 - 4.2.1 EN LAS EETT AT/MT
 - A LA MEDICIÓN
 - B SOBRE LAS SANCIONES
 - 4.2.2 EN LAS SET MT/BT
 - A SOBRE EL EQUIPAMIENTO
 - B SOBRE LA MEDICIÓN
 - C SOBRE LAS SANCIONES
 - 4.2.3 EN LOS TRESCIENTOS PUNTOS SELEC. POR DEP
 - A SOBRE LA IMPLEMENTARON
 - B SOBRE LAS SANCIONES
- 5 NIVELES DE TENSIÓN Y VALOR DE LA ENERGÍA EN ETAPAS
 - 5.1 ETAPA II
 - 5.1.1 ALIMENTACIÓN URBANA
 - 5.1.2 ALIMENTACIÓN RURAL
 - 5.2 ETAPA III
 - 5.2.1 ALIMENTACIÓN URBANA
 - 5.2.2 ALIMENTACIÓN RURAL
 - 5.3 ETAPA IV
 - 5.3.1 ALIMENTACIÓN URBANA
 - 5.3.2 ALIMENTACIÓN RURAL
 - 5.4 ETAPA V

- 6 CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO
 - 6.1 DEFINICIONES
 - 6.1.1 CONTINGENCIAS
 - 6.1.2 INTERRUPCIONES INTERNAS SISTEMA DISTR.
 - 6.1.3 INTERRUPCIONES EXTERNAS SISTEMA DISTR.
 - 6.1.4 CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR
 - 6.1.5 LIMITE DE LA ZONA DE CONTROL
 - 6.2 RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DE LOS DATOS
 - 6.2.1 LIBRO DE GUARDIA
 - 6.2.2 CLIENTES CONECTADOS A LA RED DE MT
 - 6.2.3 SISTEMA INFORMATICO DE CALIDAD SERVICIO
 - 6.2.4 INFORMACIÓN A REMITIR A LA DEP
 - A CANAL DIARIO
 - B CANAL MENSUAL
 - C CANAL SEMESTRAL
 - D CANAL EXCEPCIONAL

- 7 INDICADORES PRINCIPALES A CONTROLAR
 - 7.1 POR KVA NOMINAL INSTALADO
 - 7.2 CONTROL DE LA INFORMACIÓN BÁSICA Y DE ÍNDICES
 - 7.3 APLICACIÓN DE SANCIONES
 - 7.4 CONTROL DE LA DEVOLUCIÓN DE LAS MULTAS

- 8 NIVELES ADMITIDOS DE ÍNDICES Y ENERGÍA INDISPONIBLE
 - 8.1 FALLAS DEBIDAS A EQUIPOS PROPIOS .
 - 8.2 FALLAS DEBIDAS AL SISTEMA DE GEN. Y TRANSPORTE

- 9 CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL
 - 9.1 INDICADORES
 - 9.1.1 CONEXIONES
 - 9.1.2 FACTURACIÓN ESTIMADA
 - 9.1.3 RECLAMOS
 - 9.1.4 QUEJAS
 - 9.1.5 SUSPENSIÓN SUMINISTRO POR FALTA DE PAGO
 - 9.2 MEDIDORES DE ENERGÍA
 - 9.3 DISPOSICIONES VARIAS
 - 9.3.1 INNOVACIONES
 - 9.3.2 SANCIONES
 - 9.3.3 CONTROL Y AUDITORIA

- 10 INDICADORES Y NIVELES EXIGIDOS PARA LAS ETAPAS
 - 10.1 CONEXIONES
 - 10.2 FACTURACIÓN ESTIMADA
 - 10.3 RECLAMOS POR ERRORES DE FACTURACIÓN
 - 10.4 SUSPENSIÓN SUMINISTRO POR FALTA DE PAGO

- 11 SANCIONES - INTRODUCCIÓN
 - 11.1 CARÁCTER DE LAS SANCIONES
 - 11.2 PROCEDIMIENTOS DE APLICACIÓN
 - 11.3 VIGENCIA DE LAS SANCIONES

- 11.4 SANCIONES Y PENALIZACIONES
 - 11.4.1 CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO
 - 11.4.2 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO
 - 11.4.3 CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL
 - A CONEXIONES .
 - B FACTURACIÓN ESTIMADA
 - C ERRORES FACTURACIÓN
 - D SUSPENSIÓN SUMINISTRO FALTA PAGO

- 12 OTRAS OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA
 - 12.1 TRABAJOS EN LA VÍA PÚBLICA
 - 12.2 CONSTRUCCIÓN, AMPLIACIÓN, OPERACIÓN INSTAL.
 - 12.3 EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO
 - 12.4 PELIGRO PARA LA SEGURIDAD PÚBLICA
 - 12.5 CONTAMINACIÓN AMBIENTAL .
 - 12.6 ACCESO DE TERCEROS A LA CAPACIDAD TRANSPORTE
 - 12.7 ACCESO A DOCUMENTOS Y LA INFORMACIÓN
 - 12.8 COMPETENCIA DESLEAL Y ACCIONES MONOPÓLICAS

1 - INTRODUCCIÓN

Será responsabilidad de la Distribuidora prestar el servicio público de electricidad con el nivel de calidad que se exige en el presente documento. Para ello deberá cumplir con las normas que se establecen, realizando los trabajos e inversiones necesarios a tal fin.

El no cumplimiento de las exigencias definidas dará lugar a la aplicación de multas basadas en el perjuicio económico que le ocasiona al cliente recibir un servicio en condiciones no satisfactorias, y cuyos montos se calcularán de acuerdo a la metodología contenida en el presente Anexo.

La Dirección de Energía de la Provincia de Tucumán (DEP), será la encargada de controlar el fiel cumplimiento de las Normas y aplicar las Sanciones correspondientes.

Se considera que tanto el aspecto técnico del servicio como el comercial deben responder a normas de calidad; por ello se implementarán controles sobre:

A) CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO SUMINISTRADO.

B) CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO PRESTADO.

C) CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL BRINDADO.

El producto técnico suministrado se refiere al nivel de tensión en el punto de alimentación a cada suministro eléctrico tanto en MT como en BT y sus perturbaciones (variaciones rápidas de tensión, caídas lentas de tensión y armónicas).

El servicio técnico prestado involucra a la frecuencia y la duración de las interrupciones en el suministro, tanto en el nivel de MT como de BT.

Los aspectos del servicio comercial que se controlarán son los tiempos utilizados para dar respuesta a los pedidos de conexión, errores en la facturación, facturación estimada, y demoras en la atención de los reclamos del cliente.

2 - ETAPAS Y ZONAS:

Las exigencias en cuanto al cumplimiento de los parámetros que se definen se aplicarán de acuerdo al siguiente cronograma:

2.1 : Etapa I: Comprende los primeros veinticuatro (24) meses desde la fecha efectiva de privatización del servicio, lapso en el se deberán instalar los equipos indicados en los respectivos apartados y perfeccionar la metodología de medición y control de los indicadores de calidad que se observarán en los períodos siguientes.

2.2: Etapa II: Comprende los siguientes veinticuatro (24) meses, a partir del mes número veinticinco (25) inclusive, período en el que la Distribuidora está obligada a dar cumplimiento a los indicadores y valores prefijados para esta etapa en la medida de los avances de la implementación de equipos de medición, siendo responsabilidad de la misma alcanzar el total de los objetivos especificados para esta etapa.

2.3: Etapa III: Comprende los siguientes veinticuatro (24) meses, a partir del mes número cuarenta y nueve (49) inclusive, período en el que la Distribuidora está obligada a dar cumplimiento a los indicadores y valores prefijados para esta etapa.

2.4: Etapa IV: Comprende los siguientes veinticuatro (24) meses, a partir del mes número setenta y tres (73) inclusive. En esta etapa la Distribuidora está obligada a dar cumplimiento a los indicadores y valores prefijados para la misma.

2.5: Etapa V: Comprende el período que se inicia al completar la ETAPA IV y hasta la finalización del período de Gestión.

En las etapas II, III , IV y V, por la aplicación de sanciones económicas (multas), la Distribuidora le reconocerá a los clientes involucrados en eventos de mala calidad de servicio un crédito en las facturaciones del semestre inmediato posterior al semestre de control, cuyo monto se calculará de acuerdo a la metodología descrita en este documento.

Las sanciones económicas serán relativas al incumplimiento no solo de los indicadores citados, sino además por el incumplimiento de otras exigencias que se detallan en el presente.

2.6 : Zonas Urbanas: Corresponden a este grupo todas las localidades descritas en el Anexo A en las que por la densidad poblacional, las características de prestación del servicio resultan completamente diferentes al resto de las localidades de la Provincia. La identificación de las mismas se efectúa a través del código de la localidad utilizado en el sistema de facturación de los clientes de la Distribuidora.

2.7 : Zonas Rurales y Aisladas: A este grupo pertenecen todas las localidades de la Provincia en las que la prestación del servicio eléctrico se efectúa a través de líneas de gran longitud y con transformadores de rebaje de baja potencia, encontrándose alguna de las localidades alimentadas desde Generación aislada de nuestra Provincia y/o Provincias vecinas. Los códigos y las localidades de este grupo son las que se detallan en el Anexo B.

3 - CONTROLES Y PUNTOS DE MEDICIÓN

3.1: Generalidades. Los procedimientos que se utilizarán para el relevamiento y cálculo de los indicadores de calidad y que permitirán a la DEP controlar el cumplimiento de las obligaciones exigidas son:

- Desarrollo de campañas de medición, que incluya curvas de carga y tensión.
- Organización de bases de datos con información de contingencias en el servicio, facturación y otra información comercial, topología de redes, y resultados de las campañas de medición; todas estas relacionables entre sí.
- Otro procedimiento confiable y probado, con tecnología de punta, caso en el que la Distribuidora deberá responsabilizarse de hacer conocer en detalle a la DEP, para su aprobación y posterior aplicación.

En todos los casos en que la Distribuidora deba entregar información en soporte magnético a la DEP, deberá hacerse sobre sistemas compatibles con los equipos y software existentes en dicha dependencia.

La Distribuidora medirá y registrará los valores de tensión y energía (o potencia) asociada, en todos los casos de manera continua e informatizada de acuerdo al siguiente detalle de plazos y niveles.

A partir de la Etapa II, la Distribuidora entregará a la DEP el día 15 de cada mes la información primaria registrada y procesada de todas los registradores y equipos instalados para el control, detallándose los casos en que se hallan producido apañamientos penalizables en el mes inmediato anterior, aceptándose una tolerancia máxima en el cumplimiento de los objetivos previstos y/o en la captación de datos del 5%. En caso de no cumplimiento de las instalaciones previstas de equipos ó falta de datos en cantidad superior a la tolerancia dispuesta, la DEP aplicará las penalizaciones correspondientes a la Distribuidora. Dicha información procesada contendrá como mínimo:

- * registros de las lecturas efectuadas
- * curva del perfil de tensión
- * curva de la carga registrada
- * cantidad de veces que se registraron valores de tensión fuera de los rangos admitidos, agrupados por bandas
- * porcentual total de registros fuera del rango admitido
- * porcentual de registros fuera del rango admitido, agrupados por banda.
- * energía total suministrada.

- * energía suministrada en condiciones de mala calidad de tensión.
- * detalle de las interrupciones de servicio
- * detalle de los tiempos totales de interrupción en cada nivel
- * totales de energía no suministrada por las suspensiones de servicio
- * clientes involucrados en eventos con mala calidad del producto técnico
- * toda otra información que se detalla en cada apañado del presente anexo

Para permitir el procesamiento de la información primaria y la reproducción de los resultados obtenidos por la Distribuidora, ésta deberá entregar a la DEP el software correspondiente de procesamiento. la Distribuidora en presencia de la DEP hará las pruebas y demostraciones necesarias para el conocimiento del software de procesamiento.

La Distribuidora deberá arbitrar los medios necesarios a efectos que en las sucesivas ETAPAS y plazos estipulados se proceda a la instalación de los equipos necesarios para el registro de datos en los siguientes puntos:

3.2: Salidas de EETT AT/MT: En el transcurso de la ETAPA I se deberá completar el equipamiento integral en todos y cada uno de los puntos de salida en MT de las EETT a efectos de los controles y aplicación de eventuales sanciones desde la ETAPA II, para lo que se deberán coordinar las acciones con la responsable del sistema de Transporte por Distribución Troncal.

3.3: Subestaciones Transformadoras MT/BT: A partir del comienzo de la ETAPA II se dispondrá de 100 puntos de medición rotativos en Subestaciones Transformadoras a definir mediante equipos de registro y medición correspondientes en el lado de Baja Tensión a efectos de los controles y aplicación de eventuales sanciones desde dicha ETAPA .

3.4 : Trescientos Puntos de Medición en BT: A partir de la ETAPA II la Distribuidora dispondrá la instalación rotativa de los equipos de registro y medición en los puntos que la DEP seleccione a efectos de controles puntuales de la Calidad del Servicio.

3.5 : Especificaciones de los Parámetros a Medir y Registrar. La variable a medir será el valor eficaz verdadero (con armónicas incluidas) o valor eficaz de la onda de frecuencia industrial, indistintamente, de la tensión en las tres fases. Solo si la instalación elegida para medir es monofásica, se medirá esa sola fase.

Las tensiones se medirán entre fase y neutro. El rango de medición de los valores de tensión a medir será (110/1,73) V + 20/-30% en los casos de utilizar transformadores de medición de tensión, y 220V +20/30% para mediciones directas.

En caso de utilizarse un equipo de un solo rango, este será de 44,4 V a 264 V.

La medición debe ser permanente y con un seguimiento del nivel de tensión a través de una constante de tiempo del orden de 30 segundos a 1 minuto. De esta forma se evitará medir perturbaciones.

Para realizar el registro de estas mediciones durante el lapso que corresponda, se podrán promediar las mediciones obtenidas en intervalos de 15 minutos, teniendo la precaución

de registrar simultáneamente los desvíos ocurridos dentro del intervalo. Estos desvíos pueden expresarse a través de : 2 veces el sigma estadístico ó alternativamente un Umax que no sea superado por un 5% de las muestras y un Umin que sea superado por un 95 % de las muestras tomadas en el intervalo.

La exactitud del sistema de medición de la tensión deberá ser la definida por la Clase 0,5 según normas IEC ó IRAM.

Conjuntamente con la medición de la tensión se deberá medir la energía activa que circula por el punto de medición integrada en períodos de 15 minutos sincronizados con los de tensión. Las condiciones básicas para la medición de la energía deben ser las mismas que se tienen para la facturación.

La exactitud de esta medición de energía deberá ser la correspondiente a la Clase 2 según normas IEC ó IRAM. En el caso de efectuarse mediciones a uno o mas grandes clientes se utilizará un equipo que mida energía con Clase 1 ó se corregirán las lecturas del registrador Clase 2 con la/s medición/es totales del medidor/res Clase 1 instalados en el/los clientes/s.

Las condiciones ambientales en que deberán funcionar los equipos de medición y registro serán las siguientes :

Rango de temperatura de operación :	-10 a 55 °C
Rango de humedad de la operación :	45 a 95%
Rango de presiones barométricas :	860 a 1080 mbar

Se denominará EQUIPO DE MEDICIÓN Y REGISTRO DE REFERENCIA al aparato que cumple con todos los requisitos definido anteriormente.

La Distribuidora deberá elaborar el conjunto de especificaciones técnicas para la adquisición del equipamiento de medición y registro, el que deberá ser puesto a consideración de la DEP para su aprobación en un plazo máximo de NOVENTA (90) días corridos a contar de la fecha de Toma de Posesión. El equipamiento propuesto deberá ser de tecnología de avanzada y comprobada en el uso para campañas de mediciones de similares características.

Previo a la instalación de los equipos se realizarán sobre cada uno de ellos los ensayos de contraste y funcionamiento que indique el fabricante.

Deberá notificarse a la DEP fehacientemente con cinco (5) días de anticipación el lugar, fecha y hora de realización de estos ensayos a fin de asistir a los mismos. En caso de no asistencia de los funcionarios de la DEP, los ensayos se realizarán igualmente labrándose el acta correspondiente.

4 - CONTROL DE LA CALIDAD DEL PRODUCTO TÉCNICO

Los aspectos de calidad del producto técnico que se controlarán son las Perturbaciones y los Niveles de Tensión.

4 -1: Control del Nivel de las Perturbaciones. Las perturbaciones que se controlarán son las variaciones rápidas de tensión (Flicker), las caídas lentas de tensión y las armónicas.

La Distribuidora será la responsable de implementar el sistema de medición y registración durante el transcurso de la Etapa I, así como de otros medios necesarios, para elaborar el estado de situación relativo a las perturbaciones en el servicio y presentar a la DEP tanto los avances como los resultados a efectos de la formulación de la normativa pertinente la que comenzará a regir desde la ETAPA II para las ZONAS URBANAS y desde la ETAPA III para las ZONAS RURALES.

A tales efectos, la Distribuidora deberá tomar todos los recaudos necesarios para cumplir con lo definido para las Etapas citadas, caso contrario se aplicarán sanciones económicas.

Por otra parte, e independientemente de las obligaciones respecto a las perturbaciones, en las Etapas I y II, la Distribuidora deberá arbitrar los medios conducentes a:

A) Fijar los límites de emisión (niveles máximos de perturbación que un aparato puede generar o inyectar en el sistema de alimentación) para sus propios equipos y los de los usuarios, compatibles con los valores internacionales reconocidos.

B) Controlar a los Grandes Usuarios, a través de límites de emisión fijados por contrato.

En este contexto, la Distribuidora podrá penalizar a los usuarios que excedan los límites de emisión fijados, hasta llegar a la interrupción del suministro. En ambos casos deberá contar con la aprobación de la DEP.

El incumplimiento de los valores fijados, no será objeto de penalizaciones, cuando la Distribuidora demuestre que las alteraciones son debidas a los consumos de los usuarios.

4 - 2: Control de los Niveles de Tensión. La verificación de los niveles de tensión se efectuará en las barras de salidas de las Estaciones Transformadoras AT/MT, en las Subestaciones Transformadoras MT/BT, y en puntos de entrega a clientes.

Si de cualquiera de los resultados surgiera el incumplimiento de los niveles comprometidos durante un tiempo superior al tres por ciento (3%) del período que se efectúe la medición, la Distribuidora quedará sujeta a la aplicación de sanciones.

El monto total de la sanción se repartirá entre los usuarios afectados de acuerdo a la participación del consumo de energía de cada uno respecto al conjunto.

Las sanciones las pagará la Distribuidora a los clientes afectados por la mala calidad de la tensión, aplicando bonificaciones en las facturas inmediatamente posteriores al semestre en que se detectó la falla, las que se calcularán con los valores que se indican en la Tabla de Valorización de la Energía Suministrada en Malas Condiciones de Calidad.

Para conocer la energía suministrada en malas condiciones de calidad se deberá medir, simultáneamente con el registro de la tensión, la carga que abastece la instalación donde se está efectuando la medición de tensión.

Los clientes afectados por mala calidad de tensión serán los abastecidos por las instalaciones donde se ha dispuesto la medición (en salidas de las ET AT/MT, SET MT/BT ó puntos de suministro).

4-2-1: En las Estaciones Transformadoras AT/MT. Será obligación de la Distribuidora llevar un registro continuo e informatizado de la tensión de todas las barras de salida en Media Tensión (MT) de las estaciones Transformadoras de Distribución Alta Tensión / Media Tensión (ET AT/MT), o de todos los puntos de suministro de energía y potencia de la Distribuidora Troncal a la Distribuidora.

Para ello la Distribuidora deberá contar con registradores que permitan controlar la tensión en las tres (3) fases y la energía (o potencia) asociada a cada una de ellas, los que deberán encontrarse en funcionamiento de régimen confiable antes de la finalización de la Etapa I.

A) La Medición: Por tratarse de puntos fijos de medición, se adoptará como "período de medición" para la determinación de los cumplimientos de los niveles de tensión, el equivalente a un (1) mes calendario.

Teniendo presente que el límite de tiempo establecido para condiciones de mala calidad de tensión es del tres por ciento (3%) del total del período de medición, se indica a continuación la cantidad de horas mensuales a partir de las cuales la Distribuidora será pasible de sanciones por energía suministrada en malas condiciones de calidad (acumulación en el mes de los períodos con variaciones de tensión superior a los límites establecidos).

- Mes de 28 días : veinte horas, nueve minutos (20 hs. 09')
- Mes de 29 días : veinte horas cincuenta y tres minutos(20 hs. 53')
- Mes de 30 días : veintiún horas treinta y seis minutos (21 hs. 36')
- Mes de 31 días : veintidós horas y diecinueve minutos (22 hs. 19').

Sobre la base de los registros de tensión y energía (o potencia), la Distribuidora calculará el monto global de las bonificaciones a acreditar a los clientes de la Estación transformadora afectada.

Las pautas establecidas precedentemente, serán de aplicación en todos los casos atribuibles a la Distribuidora. Esta deberá probar fehacientemente cuando no es causante de los eventos por los que es sancionada.

En el resto de los casos, las penalizaciones establecidas para los sistemas de Transpone de energía por Distribución Troncal y en Alta Tensión, definidas en el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones de Transpone (Anexo 16 de la Resolución SE N° 137/92 y complementarias) y percibidas por la Distribuidora, serán trasladadas a los clientes servidos en las áreas afectadas en su totalidad.

La Distribuidora queda exceptuada de aplicación de sanciones en todos aquellos casos que por sus características no sean penalizadas por el régimen citado anteriormente.

B) Sobre las Sanciones: Antes del mes veinticuatro (24) desde la Toma de Posesión del Servicio, la Distribuidora deberá proporcionar a la DEP en soporte magnético un registro informatizado que relacione a los clientes con las Subestaciones Transformadoras MT/BT, éstas con los Centros de Distribución MT/MT y a su vez éstos con las Estaciones Transformadoras AT/MT.

La información citada en el párrafo precedente deberá actualizarse en forma anual y permitirá determinar a los clientes afectados por la mala calidad del suministro, entre quienes se distribuirá el monto global de la penalización, de acuerdo a su participación en el consumo total del semestre considerado.

4-2-2 : En las Subestaciones Transformadoras MT/BT: Para el control de los niveles de tensión en las Subestaciones Transformadoras MT/BT, la Distribuidora deberá implementar la instalación de las mediciones correspondientes de forma de asegurar que desde el comienzo de la ETAPA II se pueda contar con registros de las Subestaciones Transformadoras MT/BT resultado de la rotación semanal de los equipos indicados en el punto 3.3.

La Distribuidora deberá implementar bases de datos discriminadas por sucursal con las características de las Subestaciones Transformadoras MT/BT existentes en cada uno de ellas. Dichas bases de datos serán entregadas a la DEP antes del mes número veinticuatro (24) desde la Toma de Posesión, deberán ser actualizadas anualmente y como mínimo contener:

A) Datos e informaciones de las Subestaciones Transformadoras MT/BT :

- * potencia nominal
- * localización .
- * tensión nominal
- * Centro de Distribución y/o Estación Transformadora a la que está conectada.

B) Registro que relacione los clientes con las Subestaciones Transformadoras MT/BT seleccionadas.

A) Sobre el Equipamiento: Los registradores y equipos de medición a utilizar por la Distribuidora deberán permitir el almacenamiento de información por un período no inferior a treinta (30) días con períodos de integración cada 15 minutos, en una memoria no volátil, respaldada y protegida adecuadamente.

La forma de recuperación de los datos e información registrados dependerá del tipo de equipamiento utilizado por la Distribuidora, pero en principio puede considerarse que podrá ser: mediante una descarga de datos in-situ a una computadora portátil o mediante el traslado del cartucho primario de almacenamiento a un centro de interpretación y procesamiento.

En todos los casos se deberá prever el procedimiento para que la DEP, después de recuperados los datos con la información registrada y medida, disponga de dicha información. Mensualmente, la Distribuidora deberá presentar a la DEP un informe

sobre los resultados obtenidos, indicando la existencia o no de valores fuera de los rangos admisibles.

Se prevé que la DEP efectúe auditorías en cualquier etapa del proceso, de manera aleatoria, a través de especialistas que podrán concurrir ya sea en el momento de la instalación de equipos, durante la recuperación de los datos e información, o en el centro de interpretación y/o procesamiento. A la vez que la DEP efectuará el contraste de la información procesada enviada por la Distribuidora, con la información propia procesada.

B) Sobre la Medición: Sobre la base de los registros de tensión y energía (o potencia), la Distribuidora calculará el monto global de las bonificaciones a acreditar a los clientes de la Subestación Transformadora MT/BT controlada.

Las penalizaciones surgirán de aplicar la Tabla de Valorización de la Energía Suministrada en Malas Condiciones de Calidad a la información recuperada de las Subestaciones Transformadoras MT/BT.

Teniendo presente que la aplicación de sanciones corresponde cuando la provisión de energía en malas condiciones de calidad del producto técnico supera el límite del tres por ciento (3%) del tiempo de medición adoptado, para el período de una (1) semana, dicho límite es de: Cinco horas, dos minutos (5 hs. 2')

C) Sobre las Sanciones: Hasta tanto la Distribuidora demuestre fehacientemente por medio de una nueva medición y registro que se han corregido las malas condiciones de calidad de tensión detectadas, se continuará bonificando a los clientes afectados, con un monto proporcional al valor determinado en el período de medición, en función a los días transcurridos.

El monto global de la penalización se distribuirá entre los clientes abastecidos por la Subestación Transformadora MT/BT controlada de acuerdo a la participación de cada uno de ellos en el consumo total del semestre correspondiente.

4-2-3: En los 300 Puntos Seleccionados: La DEP participará en la selección de los trescientos (300) puntos para control semanal, en los que se ubicarán equipos de registro y control directamente en los puntos de suministro.

La instalación del equipamiento se coordinará con la Distribuidora con la anticipación necesaria a establecer con la DEP.

Estos puntos tendrán carácter de control y la DEP podrá estar presente al momento de la instalación de los equipos de medición y registro, al momento de la recuperación de los datos relevados e información o de su retiro, de los cuales la DEP obtendrá una copia inmediata para su procesamiento y posterior contraste con la información procesada enviada por la Distribuidora.

Se adopta un período de registro semanal, estableciéndose tres (3) semanas al mes como mínimo para registro de datos por equipo.

A) Sobre la implementación: Los equipos de medición y registración inicialmente rotarán cada siete (7) días.

Tanto para la instalación como para la recuperación de los datos e información relevada o retiro de los equipos, la DEP y la Distribuidora deberán coordinar la hora de iniciación de los trabajos en los lugares ya definidos y el precintado de los equipos previo a su instalación.

Posteriormente a la instalación de los equipos se confeccionará una Planilla de Control en donde se indicará como mínimo lo siguiente:

- Localidad
- Sucursal
- Fecha y hora de instalación
- Zona y ubicación .
- Número de los componentes del equipo
- Personal interviniente
- Detalle esquemático de dónde y cómo están instalados los equipos.

En los casos en que la DEP lo determine, estará presente en el momento de retirar los precintos, oportunidad en que la información será volcada a un soporte magnético sin ningún tipo de procesamiento previo, destinada a la DEP.

A posteriori la Distribuidora procesará la información registrada y mensualmente entregará un informe con los resultados obtenidos para cada registrador, a más tardar el día 15 del mes siguiente.

En caso que se registren niveles de tensión fuera de los límites admisibles la Distribuidora presentará el mismo tipo de información que la indicada para las Subestaciones Transformadoras MT/BT.

Asimismo y como control adicional, se llevará una planilla por equipo en la que se asentarán las ubicaciones donde han sido instalados, los períodos y el personal interviniente a fin de establecer un seguimiento del mismo.

B) Sobre las Sanciones: El monto global (o particular) de las sanciones se determinará en base a la metodología establecida en el presente documento.

Hasta tanto la Distribuidora demuestre de manera fehaciente por medio, de una nueva medición y registro que se han corregido las malas condiciones de calidad de tensión detectadas, se continuará bonificando a los clientes afectados, con un monto proporcional a la suma determinada en el período de medición y registro, en función a los días transcurridos.

Para esta verificación no podrán utilizarse los registradores asignados para el resto de la campaña de medición y registro, debiéndose tomar muestras de medición en períodos que dupliquen como mínimo a los que arrojaron resultados penalizables.

5 : NIVELES DE TENSIÓN Y VALOR DE LA ENERGÍA EN LAS ETAPAS

5.1: Etapa II: Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

A) ALIMENTACIÓN URBANA (MT, BT)	10% en mas ó en menos
B) ALIMENTACIÓN RURAL (MT, BT)	13% en mas ó en menos

A continuación se presenta la Tabla de Valorización de la Energía Suministrada en Malas Condiciones de Calidad.

5.1.1 : Alimentación Urbana (MT, BT)

Si $T > \delta = 0,10$ y $< 0,11$: 0,010 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,11$ y $< 0,12$: 0,015 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,12$ y $< 0,13$: 0,020 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,13$ y $< 0,14$: 0,030 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,14$ y $< 0,15$: 0,040 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,15$ y $< 0,16$: 0,050 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$: 0,100 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$: 0,250 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,20$: 0,500 \$/KWh

5.1.2 : Alimentación Rural (MT, BT)

Si $T > \delta = 0,13$ y $< 0,14$: 0,020 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,14$ y $< 0,15$: 0,035 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,15$ y $< 0,16$: 0,050 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$: 0,100 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$: 0,250 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,20$: 0,500 \$/KWh

Donde:

T : es igual al VALOR ABSOLUTO DE : $(TS-TN) / TN$

TS : tensión real del suministro

TN: tensión nominal del servicio

5.2: Etapa III. Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

ALIMENTACIÓN URBANA (MT, BT)	8% En mas ó en menos
ALIMENTACIÓN RURAL (MT, BT)	12% En mas ó en menos

A continuación se presenta la Tabla de Valorización de la Energía Suministrada en Malas Condiciones de Calidad.

5.2.1: Alimentación Urbana (MT, BT)

Si $T > \delta = 0,08$ y $< 0,09$: 0,020 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,09$ y $< 0,10$: 0,035 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,10$ y $< 0,11$: 0,055 \$/KWh

Si $T > \delta = 0,11$ y $< 0,12$: 0,065 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,12$ y $< 0,13$: 0,100 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,13$ y $< 0,14$: 0,200 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,14$ y $< 0,15$: 0,400 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,15$ y $< 0,16$: 0,600 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$: 0,800 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$: 1,000 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,20$: 1,200 \$/KWh

5.2.2: Alimentación Rural (MT, BT)

Si $T > \delta = 0,12$ y $< 0,13$: 0,040 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,13$ y $< 0,14$: 0,060 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,14$ y $< 0,15$: 0,200 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,15$ y $< 0,16$: 0,400 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$: 0,600 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$: 0,800 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,20$: 1,000 \$/KWh

Donde:

T : es igual al VALOR ABSOLUTO DE : $(TS-TN) / TN$

TS : tensión real del suministro

TN : tensión nominal del servicio.

5.3: Etapa IV. Las variaciones porcentuales de la tensión admitidas en esta etapa, medida en los puntos de suministro, con respecto al valor nominal, son las siguientes:

A) ALIMENTACIÓN URBANA (MT, BT)	5% En mas ó en menos
B) ALIMENTACIÓN RURAL (MT, BT)	10% En mas ó en menos

A continuación se presenta la Tabla de Valorización de la Energía Suministrada en Malas Condiciones de Calidad.

5.3.1 : Alimentación Urbana (MT, BT)

Si $T > \delta = 0,05$ y $< 0,06$: 0,013 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,06$ y $< 0,07$: 0,026 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,07$ y $< 0,08$: 0,039 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,08$ y $< 0,09$: 0,052 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,09$ y $< 0,10$: 0,070 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,10$ y $< 0,11$: 0,086 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,11$ y $< 0,12$: 0,100 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,12$ y $< 0,13$: 0,300 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,13$ y $< 0,14$: 0,700 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,14$ y $< 0,15$: 1,100 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,15$ y $< 0,16$: 1,400 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$: 1,800 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$: 1,900 \$/KWh
 Si $T > \delta = 0,20$: 2,000 \$/KWh

5.3.2 : Alimentación Rural (MT, BT)

Si $T > \delta = 0,10$ y $< 0,11$:	0,025 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,11$ y $< 0,12$:	0,050 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,12$ y $< 0,13$:	0,065 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,13$ y $< 0,14$:	0,100 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,14$ y $< 0,15$:	0,300 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,15$ y $< 0,16$:	0,700 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,16$ y $< 0,18$:	1,400 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,18$ y $< 0,20$:	1,900 \$/KWh
Si $T > \delta = 0,20$:	2,000 \$/KWh

Donde:

T : es igual al VALOR ABSOLUTO DE : $(TS-TN) / TN$

TS : tensión real del suministro

TN : tensión nominal del servicio

5.4 : Etapa V. En esta etapa, los valores máximos permitidos a efectos de las penalizaciones. se mantienen idénticos correspondientes a la ETAPA IV.

6 - CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

Los aspectos de calidad del servicio técnico que se controlarán son

A) Frecuencia de interrupciones (Cantidad de veces en un período determinado que se interrumpe el suministro a un cliente).

B) Duración total de la interrupción (Tiempo total sin suministro en un período determinado).

El control de la calidad del servicio técnico prestado se hará en distintas etapas, siendo éstas las mismas que se definieron para el control de la calidad del producto técnico suministrado.

El período mínimo de control será el semestre. Los índices se determinarán en base a los registros de las interrupciones que afecten a los clientes producidas en las redes de MT con origen en las mistas o en. instalaciones ajenas.

No participarán en el cómputo aquellas interrupciones que tengan origen en condiciones climáticas extremas o por causa de fuerza mayor definidas más adelante.

Será obligación de la Distribuidora recopilar la información, elaborar los índices y determinar las penalizaciones, en los casos en que corresponda. La DEP fiscalizará todo el procedimiento tal como se describe seguidamente.

6. 1 : Definiciones.

6.1.1: Contingencia. Toda operación en la red, programada o intempestiva, manual o automática, que origine la suspensión del suministro de energía de algún usuario o del conjunto de ellos.

6.1.2: Interrupciones internas del sistema de distribución. Las interrupciones que afectan la red MT con origen en las propias instalaciones de la Distribuidora.

6.1.3: Interrupciones externas al sistema de distribución son las que afectan a la red MT, con origen en instalaciones externas a la Distribuidora, que producen cortes de servicio a sus clientes. Las instalaciones externas a que hace referencia pueden ser de generación, transporte, o de otras distribuidoras.

6.1.4: Caso fortuito o fuerza mayor: serán los establecidos en el Código Civil Argentino (Art. 513 y sig.). Sin perjuicio de ello, serán considerados como de fuerza mayor los siguientes casos:

* Cuando la DEP ordene o autorice un corte de suministro.

* Cuando se produzcan cortes de suministro como consecuencia de, temperaturas máximas mayores de cuarenta (40) grados centígrados, temperaturas mínimas menores de cero (0) grados centígrados, vientos máximos de ochenta (80) km/h, e inundaciones de carácter excepcionales.

La Distribuidora deberá notificar a la DEP, en el plazo de cuarenta y ocho (48) horas, el acaecimiento o toma de conocimiento del caso fortuito o fuerza mayor, estableciendo su duración y alcance o una estimación de los mismos, acompañando los documentos que respalden la denuncia. En caso contrario caducará el derecho de invocar el hecho como eximente de responsabilidad.

La Distribuidora deberá asegurar su aprovisionamiento celebrando los contratos de compraventa de energía eléctrica en bloque que considere conveniente. Por lo tanto no podrá invocar el abastecimiento insuficiente de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por incumplimiento de las normas de servicio establecidas en el presente.

6.1.5: Limite de la zona de control: Los límites de la red sobre la cual se calcularán los indicadores, son por un lado la botella terminal del alimentador/distribuidor MT en la Estación Transformadora AT/MT, y por el otro, los bornes BT del transformador MT/BT.

6.2: Recopilación y Tratamiento de los Datos. Deberán observarse las siguientes pautas:

6.2.1: Libro de Guardia: La Distribuidora deberá implementar como mínimo el uso de un Libro de Guardia en cada centro de operación de la red de media tensión, en el que se asentarán con su respectivo número de orden de todos los eventos que afecten a dicha red, produciendo interrupciones a los clientes. El Libro de Guardia deberá ser numerado, foliado y rubricado por personal de conducción de la Distribuidora, con jerarquía que garantice a la DEP la correcta utilización de los mismos y la veracidad de la información volcada en ellos.

En dicho libro se consignará como mínimo:

- Número de Orden
- Fecha y hora de inicio de la interrupción
- Instalaciones afectadas
- Breve descripción de la falla.
- Fecha y hora de las sucesivas reposiciones hasta el restablecimiento total del servicio

Antes del inicio de la ETAPA II la Distribuidora informará cómo se han dividido las guardias, sus zonas de influencia e instalaciones existentes en MT, nómina y jerarquía del personal de conducción que rubricará los Libros de Guardia como así también el lugar preciso donde se encontrarán depositados, los que deberán estar permanentemente a disposición de la DEP o del personal que ésta designe.

6.2.2: Clientes Conectados a la Red de MT: A los efectos de incluir en los índices de interrupciones la participación de los clientes en MT, cada uno de ellos se considerará como equivalente a un transformador cuya potencia sea igual a la energía consumida el año anterior dividida por 8760 horas o a la potencia contratada.

6.2.3: Sistema Informático de Calidad de Servicio Técnico: El sistema informático de calidad de servicio técnico consistirá como mínimo en un software para PC, que contenga:

- Archivo actualizado de las instalaciones MT.
- Archivo actualizado de los transformadores MT/BT.
- Archivo actualizado de clientes MT.
- Archivo de interrupciones.

Deberá asegurar el proceso para la determinación de los indicadores y energía no suministrada, como asimismo el análisis de sus consecuencias habida cuenta de los valores máximos admitidos y de las sanciones que correspondan, de acuerdo a lo establecido en el presente documento.

El uso de PC no reviste carácter limitativo y queda abierta la posibilidad de que la Distribuidora proponga el uso de nuevas tecnologías que mejoren la prestación, oportunidad en que se definirán los nuevos formatos informativos que correspondan.

Dicho software deberá estar implementado en la Distribuidora y en funcionamiento antes de la finalización de la ETAPA I. Una copia del software en cuestión e instrucciones será remitida a la DEP en igual fecha. Las pruebas previas del software deberán hacerse en conjunto con la DEP.

6.2.4: Información a Remitir a la DEP. Se prevén cuatro (4) canales de información:

A) Canal Diario: El canal diario consistirá en la remisión sistemática vía fax de una planilla con datos de todas las interrupciones en la red de media tensión registradas el día anterior conteniendo como mínimo la siguiente información:

- Zona operativa o Sucursal

- Número de alimentador/distribuidor afectado
- Zona afectada, localidad o barrio
- Fecha
- Hora de inicio y duración
- Número aproximado de clientes afectados inicialmente.

La información debe ingresar a la DEP antes de las doce (12) horas de cada día.

B) Canal Mensual: El canal mensual consistirá en el envío mediante soporte magnético, de los archivos informáticos de todas las interrupciones y datos de las instalaciones, obtenidos del sistema informático de calidad de servicio técnico. La información debe ingresar a la DEP como máximo el día quince (15) del mes siguiente al mes relevado.

C) Canal Semestral: Junto con el último informe mensual del semestre, se presentará un informe consolidado de los valores mensuales y los índices resultantes del procesamiento de la información relevada, de todo el semestre.

D) Canal Excepcional: En los casos de emergencia en el sistema eléctrico la Distribuidora deberá remitir diariamente a la DEP la siguiente información :

- Cantidad de alimentadores/distribuidores fuera de servicio por zona o sucursal.
- Cantidad de Subestaciones Transformadoras MT/BT fuera de servicio por sucursal
- Cantidad de clientes afectados por zona o sucursal.
- Principales sectores afectados por zona o sucursal.
- Cantidad total de clientes afectados por las anomalías.

Se considerará que el sistema eléctrico está en emergencia cuando una falla produzca una interrupción en el suministro a un número superior a veinticinco mil (25.000) clientes, o cuando se produzca la salida de servicio de una Estación Transformadora AT/MT o MT/MT, o en los casos en que se produzcan fallas generalizadas que dejen fuera de servicio más de doscientas (200) Subestaciones Transformadoras MT/BT.

Finalizada la emergencia, la Distribuidora en un plazo no mayor de tres (3) días hábiles deberá entregar a la DEP un informe pormenorizado del acontecimiento y de sus consecuencias.

7: INDICADORES PRINCIPALES A CONTROLAR

En las etapas II, III y IV se controlará la calidad de servicio técnico en base a indicadores que tienen en cuenta la frecuencia y el tiempo que está fuera de servicio la Red de Distribución. A tal efecto se tendrán en cuenta los valores medios de Potencia Instalada por Km de línea de MT. Se adopta el criterio de efectuar el seguimiento solamente sobre la frecuencia de interrupciones por KVA instalado y no sobre las interrupciones por transformador instalado.

Los valores medios citados en el párrafo precedente son aproximadamente :

L.M.T. SUBT.	2.000 MVA/Km
L.M.T. AÉREO URBANO	0,625 MVA/Km
L.M.T. AÉREO RURAL 13,2 KV	0,400 MVA/Km

L.M.T. AÉREO RURAL 33 KV 0,120 MVA/Km

7.1: Por KVA Nominal Instalado

A) FMIK: Frecuencia media de interrupción por KVA instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el KVA promedio sufrió una interrupción de servicio) .

$$\text{FMIK} = \text{SUMAT (KVAFS)} / \text{KVAINS}$$

Donde:

SUMAT: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

KVAFS: cantidad de KVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias i.

KVAINS: cantidad de KVA instalados.

B) TTIK: Tiempo total de interrupción por KVA nominal instalado (en un período determinado representa el tiempo total que el KVA promedio no tuvo servicio).

$$\text{TTIK} = \text{SUMAT (KVAFS * TFSI)} / \text{KVAINS}$$

Donde: .

SUMAT: sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

TFSI: tiempo que han permanecido fuera de servicio los KVA nominales KVAfs, durante cada una de las contingencias i.

7.2 : Control de la Información Básica y de los Índices

La DEP realizará auditorías aleatorias en los centros de interpretación y procesamiento de interrupciones, inspeccionará los libros de guardia y podrá requerir información para su control.

La DEP validará los índices de calidad a partir de la información básica proporcionada por la Distribuidora.

El cálculo de los índices se realizará teniendo en cuenta tanto las fallas en la red de distribución como el déficit en el abastecimiento (generación y transporte), no imputable a causas de fuerza mayor.

7.3 : Aplicación de Sanciones. Corresponderá la aplicación de sanciones en los casos en que los indicadores FMI (frecuencia de interrupciones) o TTI (duración de las interrupciones) superen los límites previstos, para cada etapa.

Para todos los casos y en cada una de las ETAPAS, no se computarán las interrupciones con duración inferior a TRES (3) minutos, y tampoco serán objeto de penalización los

cortes de servicio programados debidamente autorizados por la DEP en las ETAPAS I y II cuando los mismos estén asociados a obras de mejoras y/o colocación de los equipos registradores.

7.4 : Control de la Devolución de las multas. La DEP controlará la acreditación correcta del monto de las sanciones que la Distribuidora deberá abonar a los clientes, por exceder los valores de los índices de calidad permitidos. Las sanciones se distribuirán entre los clientes de acuerdo a la metodología prevista en el presente documento, en el semestre inmediato posterior al controlado.

La Distribuidora deberá arbitrar los medios para iniciar dicha distribución en forma inmediata una vez recibida la conformidad de la DEP, al monto de las sanciones.

8: NIVELES ADMITIDOS DE LOS ÍNDICES Y ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Las sanciones se implementarán como descuentos en la facturación de todos los clientes. Estos descuentos se distribuirán en las facturaciones del semestre inmediato posterior al controlado.

El monto de las sanciones se determinará en base a la energía no suministrada valorizada a 1,00 \$/KWh.

Este monto semestral se dividirá por el total de energía facturada en el mismo semestre, resultando el crédito por cada KWh a facturar en el semestre inmediato posterior. El descuento será global, es decir que no se discriminará por tipo de cliente o tarifa.

Los valores máximos admitidos para los índices o indicadores son para cada semestre los siguientes :

8.1: Fallas Debidas a Equipos e Instalaciones de la Distribuidora. (fallas internas de la red).

Los valores máximos admitidos para cada uno de los índices en las diferentes ETAPAS y el cálculo de la Energía indisponible surge del cuadro en el que se detallan los valores correspondientes al FMIK y TTIK en veces por semestre y en horas por semestre respectivamente para alimentaciones URBANAS SUBTERRÁNEAS O AÉREAS Y RURALES. .

	ALIMENTACIÓN URBANA SUBTERRÁNEA	ALIMENTACIÓN URBANA AÉREA	ALIMENTACIÓN RURAL AÉREA
ETAPA II			
FMIK	4	5	9
TTIK	9	14	20
ETAPA III			
FMIK	3	4	8
TTIK	8	12	18

ETAPA IV

FMIK	2	3	6
TTIK	7	9	15

Etapa V: En esta etapa, la Calidad del servicio técnico se controlará al nivel de suministro a cada cliente.

Los valores máximos admitidos para esta etapa, para cada cliente, son los que se indican a continuación :

A) Frecuencia de interrupciones :

Grandes Clientes en MT	4 interrupciones por semestre
Grandes Clientes en BT	6 interrupciones por semestre
Pequeños Clientes en BT	6 interrupciones por semestre

B) Tiempo máximo de interrupción del servicio

Grandes Clientes en MT	3 horas de interrupción/semestre
Grandes Clientes en BT	6 horas de interrupción/semestre
Pequeños Clientes en BT	10 horas de interrupción/semestre

Si en el semestre controlado, algún cliente sufriera mas interrupciones de servicio (mayores a 3 minutos) que las estipuladas, y/o estuviera sin suministro mas tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de la Distribuidora un crédito en sus facturaciones del semestre inmediato posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo al siguiente cuadro:

Grandes Clientes de MT	2,5 \$/KWh
Grandes Clientes de BT	2,0 \$/KWh
Pequeños Clientes de BT	1,5 \$/KWh

La energía indisponible (no recibida por el cliente), ENI, se calculará para las ETAPAS II, III y IV a través de la expresión que se indica a continuación, calculándose el monto total de la penalización en base a la valorización detallada en Punto 8 segundo párrafo (1,00 \$/KWh):

Si se excede FMIK:

$$\text{ENI (KWh)} = (\text{FMIKreg} - \text{FMIK tabulada}) / \text{FMIKreg} * \text{TTIKreg} * 95.700$$

Si se excede TTIK:

$$\text{ENI (KWh)} = (\text{TTIKreg} - \text{TTIK tabulada}) * 95.700$$

A efectos de la determinación de la energía indisponible para la ETAPA V a nivel de cada cliente, la Distribuidora propondrá a la DEP antes de la finalización de la ETAPA II la metodología que se aplicará con todos los detalles tecnológicos y operativos que permitan el análisis y la determinación de la normativa pertinente.

Indefectiblemente la aplicación de los controles deberá comenzar a partir del primer mes de la ETAPA V. Si la Distribuidora no presentara la metodología señalada o si la entregada no contara con la aprobación de la DEP, en virtud a las facultades que le son propias a la DEP, procederá a establecer y poner en vigencia la metodología que estime conveniente para la defensa de los derechos de los clientes, quedando la Distribuidora obligada a cumplirla bajo pena de las sanciones previstas en el presente.

8.2: Fallas Debidas al Sistema de Generación y Transporte. (fallas externas a la red, excluidas las causas de fuerza mayor).

Los valores máximos admitidos para cada uno de los índices en las diferentes ETAPAS y el cálculo de la Energía Indisponible surge de las expresiones que se detallan seguidamente.

ETAPA II

FMIK <= 5 veces por semestre
TTIK <= 20 horas por semestre.

ETAPA III

FMIK <= 3 veces por semestre
TTIK <= 12 horas por semestre

ETAPA IV

FMIK <= 2 veces por semestre
TTIK <= 6 horas por semestre

Si se excede FMIK:

$$\text{ENI (KWh)} = (\text{FMIK}_{\text{reg}} - \text{FMIK}_{\text{tabulada}}) / \text{FMIK}_{\text{reg}} * \text{TTIK}_{\text{reg}} * 95.700$$

Si se excede TTIK:

$$\text{ENI (KWh)} = (\text{TTIK}_{\text{reg}} - \text{TTIK}_{\text{tabulada}}) * 95.700$$

la Distribuidora deberá probar fehacientemente. cuando se presenten eventos de esta naturaleza.

Las penalizaciones establecidas para los sistemas de Transporte de energía por Distribución Troncal y en Alta Tensión, definidas en el Régimen de Calidad de Servicio y Sanciones de Transporte (Anexo 16 de la Resolución SE- N° 137/92 y complementarias) y percibidas por la Distribuidora, serán trasladadas a los clientes servidos en las áreas afectadas en su totalidad.

La Distribuidora queda exceptuada de aplicación de sanciones en todos aquellos casos que por sus características no sean penalizados por el régimen citado anteriormente.

9: CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO COMERCIAL

El control de la calidad del servicio comercial prestado se hará en distintas etapas, siendo estas las mismas que se definieron para el control de la calidad del producto técnico suministrado.

La base metodológica que se expone en el presente será de aplicación por la Distribuidora.

9.1: Indicadores

9.1.1: Conexiones. La Distribuidora deberá remitir, con una periodicidad mensual, un informe indicando los tiempos empleados para concretar las solicitudes de conexión y la recolocación de medidores, detallando los pedidos de conexión recibidos agrupados por tarifa, por banda de potencia solicitada y por casos en que es necesario realizar modificaciones en la red para su vinculación. La información deberá ser presentada por sucursal.

Con la misma periodicidad, deberá remitir una planilla que incluya los casos en los que se hayan excedido los plazos máximos establecidos, indicando los datos del solicitante, fecha de concreción del pedido, características técnicas del suministro solicitado, fecha de conexión y el monto a abonar en concepto de multas.

A efectos de verificar la información remitida, cada zona o sucursal deberá llevar un libro de solicitudes de conexión rubricado por la DEP, o un registro informático auditable, en el que constará la fecha del pedido, los datos del solicitante, el detalle del suministro solicitado y la fecha de concreción de la conexión. Dicho libro o registro deberá estar actualizado y a disposición de la DEP en cada oportunidad que sea requerido. En el caso de optarse por el uso del libro, éste deberá remitirse a la DEP para su rúbrica antes del inicio de la ETAPA II, mientras que si la opción es por el registro informático, éste deberá ser autorizado por la DEP dentro del mismo período.

La información correspondiente a cada mes deberá ser remitida dentro de los quince (15) primeros días corridos del mes siguiente.

9.1.2: Facturación Estimada. La Distribuidora remitirá en forma mensual un informe sobre el número de estimaciones realizadas, en relación con el total de facturas emitidas, discriminado por motivo de las estimaciones, por zona o sucursal y por tarifa, indicando en cada caso el total de facturas estimadas y el porcentaje que estas representan.

Asimismo se deberá indicar el número de casos que acumulen, al mes respectivo, más dos estimaciones sucesivas o tres alternadas, para los casos, de facturación bimestral, y tres estimaciones sucesivas o cuatro alternadas para la facturación mensual, tomadas dentro de cada año calendario, discriminado por cantidad de estimaciones acumuladas, e indicando el monto de la facturación estimada e importe a abonar en concepto de multas.

Con la misma periodicidad se deberá remitir una planilla,- por tarifa, que incluya los casos en que se han superado el número máximo de estimaciones establecidas, indicando los datos del cliente, causa del evento, monto de la facturación estimada,

monto de la multa y cantidad de estimaciones en el año calendario indicando si son sucesivas o alternadas.

Para la determinación de las penalizaciones se comenzará a contabilizar a partir de las facturaciones emitidas en la ETAPA II.

La Distribuidora, en los casos que se presenten mayores estimaciones que las previstas en el presente documento, deberá abonar la multa correspondiente directamente al cliente damnificado, sin posibilidad de ningún otro tipo de compensación y acreditando ante la DEP que el pago ha sido efectivizado.

La información correspondiente a cada mes deberá ser remitida dentro de los quince (15) primeros días corridos del mes siguiente.

9.1.3: Reclamos. La Distribuidora deberá remitir con una periodicidad mensual un listado de reclamos por errores de facturación, en aquellos casos en que por incumplimiento de lo exigido en el presente documento corresponda la aplicación de, multas, indicando datos del cliente, fecha de reclamo, motivo que originó la multa, monto involucrado y monto de la multa.

Asimismo deberá remitir con una periodicidad mensual un informe estadístico indicando el número de reclamos recibidos, discriminados por zona o sucursal o y agrupados en los siguientes rubros:

- Inconveniente en la recepción de facturas.
- Errores de facturación, desagregados por causas, (estimaciones sucesivas, errores de lectura, defectos técnicos en equipos de medición o instalaciones)
- Demoras en conexiones nuevas, modificaciones o cancelaciones, solicitadas.
- Reclamos telefónicos por falta de suministro, día por día, en la capital y en el interior de la provincia, indicando zona o sucursal, condiciones climáticas, temperaturas máxima y mínima del día y cantidad de agua caída en días lluviosos.
- Otros.

La información correspondiente a cada mes deberá ser remitida dentro de los quince (15) primeros días corridos del mes siguiente.

La Distribuidora en cada zona o sucursal deberá contar con un registro, de reclamos, en el que constará la fecha del reclamo, la identificación del cliente, el motivo del reclamo, el procedimiento seguido para su solución, el resumen y fecha de la misma y fecha de notificación al cliente. Dicho registro debe estar actualizado y a disposición de la DEP en cada oportunidad que sea requerido.

9.1.4: Quejas. Además de facilitar los reclamos por vía telefónica o personal, la Distribuidora pondrá a disposición del cliente en cada centro de atención comercial un "Libro de Quejas", foliado y rubricado por la DEP, donde aquel podrá asentar sus observaciones, críticas o reclamos con respecto al servicio.

Se verificará la remisión a la DEP de cada queja acompañada con toda la información correspondiente con una periodicidad mensual dentro de los primeros quince (15) días corridos del mes siguiente al del informe.

Las quejas que los clientes formulen deberán ser remitidas por la Distribuidora a la DEP con la información ampliatoria necesaria, en los plazos establecidos.

9.1.5: Suspensión de Suministro por Falta de Pago. La Distribuidora remitirá en forma mensual un informe estadístico sobre el número de suspensiones de suministro por falta de pago efectuadas, indicando tiempos medios de restitución del servicio, como así también las suspensiones de suministro por otras causas.

Para los casos en que el restablecimiento del servicio se exceda del plazo de cuarenta y ocho (48) horas a partir del momento de ser efectivizado el pago, se deberá remitir un informe con los datos del cliente, tiempo de restitución del servicio y el monto a abonar en concepto de multa.

La información correspondiente deberá ser remitida dentro de los quince (15) primeros días corridos del mes siguiente.

La Distribuidora en cada zona o sucursal deberá contar con un registro diario de suspensiones de suministro, en el que constará la fecha de la suspensión, identificación del cliente y el motivo de la misma, debiendo registrarse en caso que sea motivada por falta de pago, la fecha de pago de la deuda y la fecha de reconexión. Dicho registro debe estar actualizado y a disposición de la DEP en cada oportunidad que sea requerido.

9.2: Medidores de Energía. La Distribuidora deberá remitir en forma anual el certificado oficial de aptitud de sus patrones primarios.

Asimismo la DEP realizará controles en relación a la calidad de Medidores de Energía de acuerdo a lo estipulado en el Contrato de Concesión y se evaluará por muestreo la calidad de los medidores instalados en la red.

9.3 : Disposiciones Varias

9.3.1 : Innovaciones. La presente reglamentación debe interpretarse como la instrumentación de requisitos mínimos que aseguran en tiempo y forma la aplicación de las Normas de Calidad y del Reglamento del Suministro, quedando entendido que serán admitidas todas las innovaciones informáticas que a propuesta de la Distribuidora y a juicio de la DEP perfeccionen la metodología.

Será facultad de la DEP establecer nuevas metodologías, bases y/o requisitos y reglamentaciones cuando razonablemente estas mejoren al procedimiento en vigencia.

9.3.2: Sanciones. Los listados con información sobre los clientes que perciban reintegros en base a las multas aplicadas a la Distribuidora definidas por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, deberán entregarse en un archivo magnético compatible

9.3.3: Control y Auditoría. La DEP efectuará las tareas de control y de auditoría a través de su propio personal y/o con la participación de terceros contratados a tal fin.

10: INDICADORES Y NIVELES EXIGIDOS PARA LAS ETAPAS

La Distribuidora deberá extremar sus esfuerzos para brindar a sus clientes una atención comercial satisfactoria, orientando sus esfuerzos hacia:

- * El conveniente acondicionamiento de los locales de atención al público, para asegurar que la atención sea personalizada.
- * Evitar la excesiva pérdida de tiempo del cliente, favoreciendo las consultas y reclamos telefónicos.
- * Satisfacer rápidamente los pedidos y reclamos que presenten los clientes.
- * Emitir facturas claras y correctas basadas en lecturas reales.

Si la Distribuidora no cumpliera con las pautas aquí establecidas, se hará pasible a las sanciones descriptas en el punto 11. SANCIONES de este documento.

10.1: Conexiones. Los pedidos de conexión deben establecerse bajo normas y reglas claras para permitir la rápida satisfacción de los mismos.

Solicitada la conexión de un suministro y realizadas las tramitaciones y pagos pertinentes, la Distribuidora deberá proceder a la conexión del suministro dentro de los siguientes plazos:

ETAPA II ETAPA III ETAPA IV

A) Sin modificaciones a la red existente(días hábiles).

Hasta 50 KW :	15	10	2
Más de 50 KW :	A convenir	A convenir	A convenir
Recolocación medidores:	3	2	5

B) Con modificaciones a la red existente (días hábiles)

Hasta 50 KW aéreo :	30	20	15
Hasta 50 KW subt. :	45	30	25
Más de 50 KW :	A convenir	A convenir	A convenir

Para los pedidos de conexión cuyos plazos sean a convenir con el cliente, en caso de no llegar a un acuerdo, éste podrá plantear el caso ante la DEP, quién resolverá en base a la información técnica que deberá suministrar la Distribuidora, resolución que será inapelable y pasible de sanción en caso de incumplimiento.

10.2: Facturación Estimada. Salvo el caso particular de tarifas en que se aplique otra modalidad, la facturación deberá realizarse en base a lecturas reales, exceptuando casos de fuerza mayor, en los que podrá estimarse el consumo.

Para un mismo cliente no podrán emitirse más de tres (3) facturaciones estimadas durante un año calendario.

El número de estimaciones en cada facturación no podrá superar el ocho por ciento (8%) de las facturas emitidas en cada categoría.

10.3: Reclamos por Errores de Facturación. El cliente que se presente a reclamar argumentando un posible error de facturación (excluida la estimación), deberá tener resuelto su reclamo en la próxima factura emitida y el error no deberá repetirse en la próxima facturación.

Ante el requerimiento del cliente la Distribuidora deberá estar en condiciones de informarle dentro de los quince (15) días hábiles de presentado el reclamo, cuál ha sido la resolución con respecto al mismo.

10.4: Suspensión del Suministro por Falta de Pago. La Distribuidora deberá comunicar previamente al cliente antes de efectuar el corte del suministro de energía eléctrica motivado por la falta de pago en término de las facturas.

Si el cliente abona las facturas más los recargos que correspondieran, la Distribuidora deberá restablecer la prestación del servicio público dentro de las cuarenta y ocho (48) horas de haberse efectivizado el pago.

La Distribuidora deberá llevar un registro diario de los clientes a quienes se les haya cortado el suministro por falta de pago.

11: SANCIONES - INTRODUCCIÓN

La DEP (Ley Provincial 6023/92 y 6408/94) dispondrá la aplicación de sanciones, complementarias a las ya mencionadas, cuando la Distribuidora no cumpla con las obligaciones emergentes del Contrato de Concesión, sus anexos y la Ley Provincial de Marco Regulatorio Eléctrico.

El objetivo de sanciones económicas, es orientar las inversiones de la Distribuidora hacia el beneficio de los clientes, en el sentido de mejorar la calidad en la prestación del servicio público de electricidad.

Ante los casos de incumplimiento que la Distribuidora considere por caso de fuerza mayor o caso fortuito, deberá realizar una presentación a la DEP solicitando que los mismos no sean motivo de sanciones.

Las multas a establecer serán en base al perjuicio que le ocasiona al cliente la contravención, y al precio promedio de venta de la energía al usuario.

11.1: Carácter de las Sanciones. Las multas dispuestas, además de ajustarse al tipo y gravedad de la falta, tendrán en cuenta los antecedentes generales de la Distribuidora y, en particular, la reincidencia en faltas similares a las penalizadas, con especial énfasis cuando ellas afecten a la misma zona o grupo de clientes.

La Distribuidora deberá abonar multas a los clientes en los casos de incumplimiento de disposiciones o parámetros relacionados con situaciones individuales. Una vez comprobada la infracción, la DEP dispondrá que la Distribuidora abone una multa al cliente, conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la Distribuidora y en particular a las reincidencias. Las multas individuales deberán guardar relación con el monto de la facturación promedio del cliente.

El valor acumulado anual de las multas no deberá superar el veinte por ciento (20%) de la facturación anual. Si ello ocurriera, será considerado como violación grave de los términos del Contrato de Concesión, y autorizará a la DEP, si éste lo considera conveniente a la caducidad del Contrato de Concesión.

11.2: Procedimiento de Aplicación. Complementariamente a lo dispuesto por Ley Provincial de Marco Regulatorio Eléctrico N° 6608, se indican a continuación lineamientos que regirán al procedimiento de aplicación de las sanciones.

Cuando la DEP compruebe la falta de la Distribuidora en el cumplimiento de alguna de sus obligaciones, a la brevedad posible, pondrá en conocimiento del hecho a la Distribuidora y emplazará en forma fehaciente para que en el término de diez (10) días hábiles presente todas las circunstancias de hecho y de derecho que estime correspondan a su descargo.

Si la Distribuidora no respondiera o aceptara su responsabilidad dentro de dicho plazo, la DEP aplicará las sanciones correspondientes, y las mismas tendrán carácter de inapelable.

Si dentro del plazo antedicho, la Distribuidora formulará descargos u observaciones, se agregarán todos los antecedentes y se adjuntarán todos los elementos de juicio que se estime conveniente, debiéndose expedir la DEP definitivamente dentro de los quince (15) días hábiles subsiguientes a la presentación de los descargos u observaciones. En caso de resolución condenatoria, la Distribuidora luego de hacer efectiva la multa podrá interponer los pertinentes recursos legales.

En los casos que pudiera corresponder, la Distribuidora arbitrará los medios que permitan subsanar las causas que hubieran originado la o las infracciones para lo cual la DEP fijará un plazo prudencial a fin de que se efectúen las correcciones o reparaciones necesarias. Durante ese lapso, no se reiterarán las sanciones.

11.3: Vigencia de las Sanciones. Todo lo indicado en el presente documento regirá a partir del inicio del mes número veinticuatro (24) contado a partir de la fecha efectiva de Toma de Posesión y durante el primer período de gestión.

Para los períodos posteriores que abarca el Contrato de Concesión, la DEP podrá ajustar las sanciones a aplicar teniendo en cuenta posibles modificaciones en las normas de Calidad de Servicio y otras normativas de aplicación.

Las modificaciones que se efectúen no deberán introducir cambios sustanciales en el carácter, procedimientos de aplicación, criterios de determinación y objetivos de las multas establecidas en el presente documento.

11.4: Sanciones y Penalizaciones

11.4.1: Calidad del Producto Técnico. La DEP aplicará multas y sanciones a la Distribuidora cuando esta entregue un producto con características distintas a las convenidas (nivel de tensión y perturbaciones).

Las mismas se calcularán en base al perjuicio ocasionado al cliente, de acuerdo a lo descripto en los puntos 4 y 5, y en todo su contenido, del presente documento.

El no cumplimiento las obligaciones de la Distribuidora en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del producto técnico, dará lugar a la aplicación de multas, que la Distribuidora abonará a la DEP la que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobre costo por el accionar de la Distribuidora. El monto de estas sanciones las definirá la DEP en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será el que se calcula de acuerdo a lo descripto en el punto 5 del presente documento.

11.4.2: Calidad de Servicio Técnico. La DEP aplicará sanciones y multas a la Distribuidora cuando ésta preste un servicio con características técnicas distintas a las convenidas (frecuencia de las interrupciones y duración de las mismas).

Las multas por apañamientos en las condiciones pactadas, dependerán de la energía no distribuida más allá de los límites acordados, valorizada en base al perjuicio económico ocasionado a los clientes, de acuerdo a lo descripto en los puntos 7 y 8 y en todo el contenido del presente documento.

El no cumplimiento de las obligaciones de la Distribuidora en cuanto al relevamiento y procesamiento de los datos para evaluar la calidad del servicio técnico, dará lugar a la aplicación de multas que la Distribuidora abonará a la DEP la que la destinará a compensar a quien sufriese un daño o sobre costo por el accionar de la Distribuidora. El monto de estas sanciones las definirá la DEP en base a los antecedentes del caso, la reincidencia y gravedad de la falta. El tope máximo de las sanciones será el que se calcula de acuerdo a lo descripto en el punto 8 del presente documento.

11.4.3: Calidad del Servicio Comercial

- A) **Conexiones.** Por el incumplimiento de los plazos previstos en el punto 10.1 del presente documento la Distribuidora deberá abonar al solicitante del suministro una multa equivalente al costo de la conexión (definida en el Régimen Tarifario), dividido en dos (2) veces el plazo previsto (definido en el punto 10.1 del presente documento), por cada día hábil de atraso, hasta un máximo del valor de la conexión.
- B) **Facturación Estimada.** Para los casos en que la DEP detecte mayor número de estimaciones que las previstas en el punto 4. del presente documento, percibirá, de parte de la Distribuidora, una multa equivalente al treinta por ciento (30%) de la facturación estimada y derivará esta multa hacia los clientes perjudicados.
- C) **Reclamos por Errores de Facturación.** Por incumplimiento en lo exigido en cuanto a la atención de los reclamos de los clientes por errores de facturación, la Distribuidora abonará a los clientes afectados una multa equivalente al cincuenta por ciento (50%) del monto de la facturación objeto del reclamo.
- D) **Suspensión de Suministro por Falta de Pago.** Si el servicio no se restableciera en los plazos previstos, la Distribuidora abonará al cliente una multa del veinte por ciento (20%) del monto equivalente al promedio mensual de los KWh facturados en los últimos doce (12) meses, actualizados al momento de hacer efectiva la multa, por cada día o fracción excedente.

12: OTRAS OBLIGACIONES DE LA DISTRIBUIDORA

12.1: Trabajos en la Vía Pública. Cuando la Distribuidora incurra en acciones o trabajos que afecten espacios públicos tales como calles y/o veredas, deberá ejecutar los mismos cumpliendo con las normas técnicas y de seguridad aplicables en cada caso, como así también reparar las calles y/o veredas afectadas para dejarlas en perfecto estado de uso; si no fuese el caso y merezca la denuncia de autoridades nacionales, provinciales o municipales o provoquen la denuncia fundada por parte de vecinos o usuarios la Distribuidora abonará a la DEP una multa que ésta destinará a subsanar el daño, vía pago a las autoridades competentes; todo esto sin perjuicio de las otras sanciones o demandas ya previstas en este Contrato de Concesión.

12.2: Construcción, Ampliación u Operación de Instalaciones. Además de las denuncias, oposiciones y sanciones que genere el no ajustarse al procedimiento establecido por la Ley Provincial de Marco Regulatorio Eléctrico, la Distribuidora abonará a la DEP una multa que esta destinará a subsanar el daño vía pago autoridad competente.

12.3: En la Prestación del Servicio. Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de la Distribuidora en cuanto a la prestación del servicio, la misma abonará a la DEP una multa. Esta será determinada por la DEP conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la Distribuidora y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 KWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la Distribuidora. La DEP destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la Distribuidora.

12.4: Peligro para la Seguridad Pública. Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de la Distribuidora en cuanto al peligro para la seguridad pública en su accionar, la misma abonará a la DEP una multa. Esta será determinada por la DEP conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la Distribuidora y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 KWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la Distribuidora. La DEP destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la Distribuidora.

12.5: Contaminación Ambiental. Por incumplimiento de lo establecido en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de la Distribuidora en cuanto a la contaminación ambiental derivada de su accionar, la misma abonará a la DEP una multa. Esta será determinada por la DEP conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la Distribuidora y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 KWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la Distribuidora. La DEP destinará esta multa a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la Distribuidora.

12.6: Acceso de Terceros a la Capacidad de Transporte. Por incumplimiento de lo establecido en la Ley Provincial de Marco Regulatorio Eléctrico en relación al acceso de terceros a la capacidad de transporte, la Distribuidora abonará a la DEP una multa. Esta será determinada por la DEP conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la Distribuidora y en particular a las reincidencias y no podrá ser mayor al valor de 100.000 KWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la

Distribuidora. La DEP destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la Distribuidora.

12.7: Preparación y Acceso a los Documentos y la Información. Por incumplimiento de lo previsto en el Contrato de Concesión, referido a las obligaciones de la Distribuidora en cuanto a la preparación y acceso a los documentos y o la información, y en particular, por no llevar los registros exigido en el Contrato de Concesión, no tenerlos debidamente actualizados, o no brindar la información debida o requerida por la DEP a efectos de realizar las auditorias a cargo de la misma, la Distribuidora abonará a la DEP una multa. Esta será determinada por la DEP conforme a la gravedad de la falta, los antecedentes de la Distribuidora y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 200. 000 KWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la Distribuidora. La DEP destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la Distribuidora.

12.8: Acciones Monopólicas. Ante la realización de actos que impliquen abuso de una posición dominante en el mercado, la Distribuidora abonará a la DEP una multa. Esta será determinada por la DEP conforme a la gravedad de la falta, a los antecedentes de la Distribuidora y en particular a las reincidencias y no podrá ser superior al valor de 500.000 KWh valorizados al precio que en promedio vende energía eléctrica la Distribuidora. La DEP destinará esta multa a compensar a quien sufriese un daño o sobrecosto por el accionar de la Distribuidora.

ANEXO A: Detalle de localidades consideradas URBANAS en la Provincia de Tucumán a efectos de la aplicación de los índices de Calidad.

000	SAN MIGUEL DE TUCUMÁN
010	YERBA BUENA
020	SAN FELIPE
070	BANDA DEL RÍO SALÍ
080	ALDERETES
300	LULES
305	MANANTIAL
315	SAN PABLO
340	FAMAILLA
350	MONTEROS
370	CONCEPCIÓN
420	AGUILARES
460	JUAN BAUTISTA ALBERDI
490	LA COCHA
540	GRANEROS
550	BELLA VISTA
620	TAFI VIEJO
700	TACO RALO
710	TRANCAS
750	LAMADRID
800	SIMOCA

ANEXO B: Detalle de localidades consideradas RURALES en la Provincia de Tucumán a efectos de la aplicación de los índices de Calidad.

030	LOS POCITOS
040	LAS TALITAS
050	LASTENIA
060	CEVIL REDONDO
090	DELFÍN GALLO
100	COLOBRES
110	EL CHAÑAR
120	EL TIMBO
130	SAN ANDRÉS
140	ESTACIÓN ARROZ
150	RANCHILLOS
160	EL BRACHO
170	LA RAMADA
180	TARUCA PAMPA
190	LOS NARANJOS
200	VILLA B. ARROZ
210	BURRUYACU
220	LA FLORIDA
230	MACOMITAS
240	LOS BULACIO
250	TACANAS
260	SAN MIGUEL
270	EL OJO
280	ESQUINA
290	VILLA PADRE MONTI
293	AGUA DULCE
310	OHUANTA
320	LA REDUCCIÓN
325	SAN RAFAEL
330	VILLA NOUGUES
353	SANTA LUCÍA
355	ACHERAL
357	LOS SOSA

360	PUEBLO INDEPENDENCIA
363	SOLDADO MALDONADO
365	SBTE. BERDINA
367	CAPITÁN CÁCERES
368	EL CERCADO
375	VILLA QUINTEROS
377	AMBERES
378	AMBERES
380	RÍO SECO
383	SARGENTO MOYA
385	ARCADIA
390	ALTO VERDE
395	TRINIDAD
396	TRINIDAD
397	TRINIDAD
398	LOS TREJO
400	MEDINAS
405	ALPACHIRI
410	EL MOLINO
415	SANTA CRUZ
417	SANTA CRUZ
425	VILLA C.HILERET
430	LOS SARMIENTO
431	MONTE BELLO
435	SANTA BARBARA
440	ALTO VERDE
445	RÍO CHICO
450	VILLA VIEJA
454	EL POLEAR
455	LUCAS CÓRDOBA
456	NUEVA TRINIDAD
465	VILLA BELGRANO
470	EL SACRIFICIO
475	CORRALITO
480	ESCASA
495	SAN IGNACIO
500	LOS PIZARRO
505	MONTE GRANDE
510	SAN JOSÉ
515	HUASA PAMPA
520	HUASA PAMPA SUR
525	RUMÍ PUNCO
530	RÍO HUACRA
535	LA POSTA
555	INGENIO LEALES
560	S.T. Y VILLA REGINA
565	LAS TALAS
570	SANTA ROSA DE LEALES
575	VILLA LEALES

576	VILLA DE LEALES
580	RÍO COLORADO
585	CAMPO HERRERA
590	MIGUEL GARCÍA FERNANDEZ
595	LOS SUELDO
600	VILLA FIAD
605	QUILMES
610	RÍO COLORADO
625	LOS NOGALES
630	TAPIA
635	VIPOS
640	ARCO
645	TICUCHO
650	NUEVA ESPERANZA
655	EL CADILLAL
660	COLALAO DEL VALLE
670	AMAICHA DEL VALLE
680	TAFI DEL VALLE .
681	EL MOLLAR
690	SAN PEDRO DE COLALAO
720	CHOROMORO
725	EL TALA
730	LOS RALOS
732	COLONIA COLON
740	LAS CEJAS
741	PIEDRABUENA
742	GARMENDIA
743	7 DE ABRIL
744	RAPELLI
745	POZO BETBEDER
746	LOS PERES
801	LOS PEREZ
802	EL JARDÍN
803	EL POLEAR
805	MONTEAGUDO
807	PAMPA MAYO
810	MANUELA PEDRAZA
812	SAN PEDRO MÁRTIR
815	ATAHONA
817	ATAHONA
820	CHICLIGASTA
850	CÓNDOR HUASI

ANEXO 5 DEL CONTRATO DE CONCESIÓN

RÉGIMEN DE EXTENSIÓN

DE REDES

ANEXO 5

RÉGIMEN DE EXTENSIÓN DE REDES

1: Conceptos generales.

Este Régimen será de aplicación para todos los pedidos de suministro o de sus ampliaciones para clientes abastecidos por el Servicio Público prestado por la Distribuidora en el ámbito de la Concesión y desde la Fecha de Toma de Posesión.

Es objeto del presente régimen establecer procedimientos uniformes para la extensión de redes para todo el ámbito de aplicación, abarcando tanto las instalaciones correspondientes a suministros comunes (localización y tamaño normales, etc.) que se corresponden con el crecimiento vegetativo de la demanda y son solventadas generalizadamente por las previsiones normales de la tarifa eléctrica, como también, aquellas obras no ordinarias, por corresponder a suministros con características singulares tales como localización alejada del área de prestación, gran dimensión de su abastecimiento o breve duración temporal de la prestación, etc.

Una clasificación de los suministros apta para este Régimen de Extensión de Redes, teniendo en cuenta las características precedentemente indicadas, se establece en el punto que sigue.

Cabe aclarar que la presente normativa abarca las instalaciones y obras de abastecimiento y conexión requeridas exclusivamente para satisfacer un pedido concreto de suministro y, de ninguna manera, tienen alcance sobre obras e instalaciones definidas por planes globales de equipamiento e inversiones, destinados al cubrimiento global de la demanda futura, el mantenimiento de las normas de calidad y/o la expansión territorial o estratégica del servicio, etc.

2: Clasificación de Suministros o Pedidos de Ampliación para aplicación del Régimen de Extensión de Redes.

Se desarrolla a continuación la clasificación indicada en el título, discriminando los suministros comunes de las distintas clases de suministros extraordinarios. Tanto unos como otros tienen carácter obligatorio pero, respecto a los últimos, su obligatoriedad está sujeta a ciertas condiciones que previamente deben cumplimentarse y/o acordarse. La clasificación es la siguiente:

2.1- Solicitudes de Suministros Comunes: Son los suministros normales, que no tienen características extraordinarias: su ubicación está localizada dentro del área de servicio existente, sus dimensiones y costos no superan los límites que se establecen en este Régimen, no presentan características singulares que justifiquen un tratamiento de excepción. Se corresponden con el crecimiento vegetativo de la demanda y su costo es cubierto habitualmente por los recursos normales previstos en la tarifa eléctrica.

Abarcan la casi totalidad de los suministros, salvo los específicamente incluidos en las categorías de extraordinarios, que se detallan en el punto siguiente. Entre sus

características más significativas, cabe señalar que deben estar comprendidos dentro del área servida, cuyo límite perimetral dista 500 metros desde las redes existentes al momento de la privatización, por el término de cinco años, hasta su reactualización; no deben exceder determinados límites de tamaño o de costos de obra; deben ser suministros permanentes, no temporarios, etc.

Las obras correspondientes a estos suministros se consideran estrictamente obligatorias y no pueden ser negadas bajo ningún concepto, comprendiendo las instalaciones de media y baja tensión, localizadas dentro del área servida, que no tengan características extraordinarias. Sin perjuicio de ello, el cliente al firmar la solicitud de suministro, deberá contraer el compromiso de hacerse cargo de los gastos en que haya incurrido la Distribuidora, si dentro del plazo que se fije a partir de la terminación de la obra nunca superior a un año no hiciese uso de la misma o desistiera de la conexión, de acuerdo al texto del Anexo "A" del presente documento.

Para aquellos clientes con capacidad de suministro mayor de 50 KW, además de cumplir con la condición anterior, deberán contraer el compromiso de abonar durante doce meses una "capacidad de suministro" igual a la potencia que han solicitado y en base a la cual se dimensionarán las obras necesarias. En caso que se solicitaren potencias escalonadas en el tiempo, el compromiso respectivo deberá abarcar cada una de las potencias solicitadas por el término de un (1) año. Cualquier cambio de la potencia contratada implicará un compromiso de pago por un año de la nueva potencia, a partir de la fecha del cambio. Se utilizará a estos fines el texto del Anexo "B", del presente documento.

2.2- Solicitudes de Suministros Extraordinarios: Están comprendidos en esta categoría las siguientes clases de suministros:

2.2.1- Solicitudes de Suministros fuera del Área actualmente servida. Comprenden aquellos pedidos de suministros o ampliación cuyos puntos de conexión se encuentran fuera del área servida. Esta área está definida por el límite perimetral distante 500 metros de las redes existentes (área electrificada) al momento de la privatización. Este límite se actualizará cada cinco años, en coincidencia con la revisión de la Estructura Tarifaria, definiéndose los avances espaciales registrados en el Área Electrificada (Redes existentes a esa nueva fecha) y el nuevo límite perimetral distante 500 m de la misma. Estas solicitudes deberán cumplir requisitos que se detallan en el punto 3.

2.2.2- Solicitudes de suministros que requieren una capacidad y/o inversión extraordinaria. Son aquellos suministros que tienen un tamaño y/o requieren una inversión extraordinaria, cualquiera sea su lugar de localización, motivada fundamentalmente por la gran dimensión del abastecimiento.

Los límites se establecen en U\$S 10.000.- y/o 100 kVA. En caso de que los gastos totales para establecer la conexión igualen o superen este importe o capacidad, el suministro en cuestión corresponde a esta categoría.

Este importe representa la inversión necesaria para la realización de una subestación transformadora aérea de 100 kVA y será actualizado conforme al costo de esta instalación cada cinco años. Podrá ser actualizado también en cualquier fecha intermedia, de registrarse una variación absoluta que supere el 30 % de su valor.

2.2.3- Solicitudes de suministro para barrios alejados. Esta categoría comprende dos subcategorías:

2.2.3.1- Solicitudes de suministro de grupos de viviendas modestas ya habilitadas habitacionalmente. Constituyen asentamientos precarios de población de recursos modestos, que carece de abastecimiento eléctrico o que lo realiza a través de conexiones clandestinas.

2.2.3.2- Solicitudes de Urbanizaciones y Loteos. Constituyen urbanizaciones o loteos realizadas por firmas inmobiliarias o financieras, que generalmente cuentan con una red propia de distribución, para la cual se solicita la prestación del servicio de provisión eléctrica.

2.2.4- Solicitudes de Obras de Electrificación Rural. Conducentes al abastecimiento eléctrico de zonas rurales, en múltiples aspectos tales como: Liso doméstico, procesos agropecuarios, riego por bombeo, etc.

2.2.5- Suministros temporarios. Se entiende por suministro temporario, en cualquier etapa del servicio, aquel que por su naturaleza supone una prestación limitada a la permanencia de instalaciones más o menos precarias. Tal es el caso de parques de diversiones, circos, obradores de empresas constructoras, etc.

Análisis de Condiciones Generales Exigibles para la satisfacción de Solicitudes de Suministros Extraordinarios.

3.1- Análisis Económicos: Rentabilidad; Inversión compensatoria.

3.1.1- Rentabilidad: Para cada solicitud de Suministro Extraordinario se realizará un análisis económico que defina la rentabilidad incremental, correspondiente a dicho suministro exclusivamente. Resumidamente, el procedimiento consiste en:

A) Estimación o cálculo de los Gastos incrementales erogables, es decir aquellos que presentan obligación de pago (excluidas amortizaciones), provocados única y exclusivamente por el nuevo suministro.

B) Estimación o cálculo de los Ingresos incrementales brutos (Sin deducción de amortizaciones), es decir, aquellos provenientes de la nueva mayor venta de energía que se proyecta.

C) La determinación de la diferencia entre A) y B) para un año determinado y su relación porcentual con la Inversión que se efectúa para incorporar el nuevo suministro, define la Rentabilidad del suministro para dicho año.

D) A los efectos de definir la Rentabilidad durante un período extendido a la vida media ponderada de las nuevas instalaciones previstas, se considerará la Tasa Interna de Retorno (TIR), que es la tasa de actualización que anula los Ingresos Brutos (sin deducción de

amortizaciones) totales actualizados, considerando también las inversiones requeridas. Esta Tasa define la Rentabilidad correspondiente a la totalidad del período considerado. La expresión de cálculo es la siguiente:

$$0 = - I + \text{SUMAT} (U_n / (1+r)^n)$$

en donde :

- I = inversión sobre la que se considera la rentabilidad.
- n = número de año. (Total años: vida útil ponderada de la inversión)
- Un = Utilidades brutas (ingresos - gastos (excluyen amortizaciones; incluyen Impuesto a las Ganancias)) para cada año.
- r = TIR o rentabilidad.

Para la Inversión se considerará:

- a) Si el suministro está ubicado dentro del área de servicio:
 - a-1) Exclusivo: se atribuirá la totalidad de la inversión al usuario.
 - a.2) Compartible: Se prorrateará en cada elemento constitutivo de la instalación entre la potencia solicitada por el cliente o grupo, de ellos y su capacidad.
- b) Si el suministro está ubicado fuera del área de servicio: se atribuirá la inversión al solicitante o grupo de ellos. De presentarse nuevos solicitantes en el futuro, deberá reintegrarse el excedente de inversión a los clientes iniciales. Cabe nuevamente señalar que se trata de instalaciones extraordinarias que se realizan a pedido de determinados clientes y no de aquellas previstas en un plan de equipamiento.

3.1.2- Inversión Compensatoria. Para la TIR se adopta una Tasa de Referencia del 12% (Doce por ciento), durante los primeros cinco años de concesión. Para los quinquenios posteriores se establecerá una Tasa de Referencia equivalente a 1,5 veces la Tasa LIBOR. Sin perjuicio de ello, se efectuarán reajustes en esta tasa toda vez que el valor establecido tenga apañamientos iguales o superiores al 30 °§6 en valor absoluto al equivalente citado en Tasa Libor.

En aquellos casos en los que la TIR resultante para una solicitud de suministro sea inferior a la Tasa de Referencia, se define como Inversión compensatoria al apañe de capital que, de la inversión total, da una inversión restante que iguala la nueva TIR con la de Referencia.

La Inversión Compensatoria es la contribución máxima, exigible por el Concesionario, en algunos casos de suministros Extraordinarios que se indican más adelante. En dichos casos es, en general, no reintegrable. Debe abonarse previamente a la iniciación de las obras, pudiendo efectuarse también con facilidades, de convenirse así.

3.2- Análisis Financiero: Financiamiento Compensatorio; Contratos a Largo Plazo. En los casos de suministros Extraordinarios que se establecen más adelante, la

Concesionaria podrá exigir una contribución reintegrable de hasta el total de la inversión requerida, que será devuelta al cliente y/u organismo financiador, en cuotas mensuales iguales, actualizadas según Índice de Precios al Consumidor (INDEC), incluidos intereses equivalentes a la Tasa de Referencia en plazos fluctuantes entre medio y cinco años. La devolución podrá efectuarse en valores monetarios o en energía. En este último caso se fijarán los valores físicos, equivalentes al total de los monetarios, a la fecha de comienzo del suministro.

En los casos de financiamiento exigible, las partes podrán convenir su reemplazo por contratos a largo plazo, entendiéndose portales los que excedan a dos años.

3.3- Otras Condiciones. Se consideran otras condiciones, más adelante, en el análisis particularizado por categoría.

4: Análisis de requisitos exigibles por tipo de solicitud.

4.1- Suministros Comunes. Las obras de conexión son estrictamente obligatorias y no pueden ser negadas bajo ningún concepto. Los únicos compromisos, conforme al punto 2.1, corresponden a:

a) Reintegro de los gastos, en caso de comprometer el suministro y no utilizarlo dentro del plazo estipulado o desistir del mismo. Este requisito rige, sin excepción, para todos los tipos de solicitudes comprendidas en el presente Régimen.

b) Para los suministros superiores a 50 KW los compromisos respecto a capacidad establecidos en el último párrafo del punto 2.1. También este requisito rige, sin excepción, para todos los tipos de solicitudes comprendidas en presente Régimen, que alcancen el de potencia.

4.2- Suministros fuera del Area actualmente servida. Estos suministros deberán ser previstos dentro de los planes de expansión territorial previstos por la Concesionaria o inducidos por la DEP o Autoridades Provinciales. Si se presenta una solicitud individual o grupal, fuera de estos planes la Concesionaria podrá requerir el pago de la Inversión Compensatoria conforme al punto 3.1.2 y al 3.1.1.b. De acuerdo a los fondos y prioridades financieras también podrá requerir un Financiamiento Compensatorio, según se indica en 3.2.

4.3- Suministros que requieran una capacidad o inversión extraordinarias. Considerando que esta categoría agrupa Grandes Usuarios, cuya actividad conlleva fines de lucro y cuya conexión implica inversiones significativas, la Inversión Compensatoria (3.1.2) es exigible, abarcando esta contribución los conceptos expresados en el punto 3.1.1, apartados a), a.1), a.2) y b).

También podrá requerirse contribución por el Financiamiento Compensatorio (3.2) en suministros fuera del área de servicio, dependiendo de las disponibilidades y prioridades financieras. No existirá este último requerimiento dentro del área de servicio.

4.4- Suministro para barrios alejados.

4.4.1- Grupos de viviendas modestas ya habilitadas habitacionalmente. Dado el bajo nivel de ingresos existente en estos asentamientos precarios, se considera que una política orientada hacia ellos debe considerar la posibilidad de acuerdos básicos entre las panes, las autoridades gubernamentales, regulatorias y comunitarias. Estos convenios deberán comprometer, a nivel de los participantes, planes progresivos respecto a niveles tarifarios, equipamientos de provisión y medición eléctrica, erradicación del fraude y conexiones clandestinas.

Deberá contemplarse el apoyo mediante fondos nacionales y provinciales disponibles para obras y subsidios tarifarios.

Podrán establecerse, a los efectos de cuantificar el esfuerzo de los participantes, la Inversión y el Financiamiento compensatorios, pero también deberán medirse los beneficios de la Distribuidora por la regularización progresiva del fraude y las conexiones clandestinas. Podrá contemplarse y valorarse una mano de obra y/o materiales del vecindario.

4.4.2 . Urbanizaciones y Loteos. Se consideran los casos de urbanizaciones y loteos fuera del área de servicio ya que, los comprendidos dentro de la misma podrán ser consideradas en ,alguna de las categorías antes detalladas.

Cuando firmas inmobiliarias o financieras encaren urbanizaciones o loteos incluyendo la red de distribución eléctrica interna y requieran el abastecimiento eléctrico, se podrá exigir la contribución correspondiente a la Inversión Compensatoria y el Financiamiento compensatorio, en condiciones similares a las antes estipuladas para otras categorías.

Si la red presenta condiciones técnicas y de normalización aceptables, la Distribuidora la incorporará a su patrimonio, sin cargo, considerando que la inversión debe ser realizada por la firma, a los efectos de valorizar su propiedad. En caso contrario, la Distribuidora no incorporará la red a su patrimonio. En ambos casos, la Concesionaria no cuantificará la inversión en la red en la evaluación, considerándose el suministro en punto de entrega a la urbanización o loteo o directamente a usuarios finales, según corresponda.

4.5- Obras de Electrificación Rural. Se considera que las Obras de Electrificación Rural deberían formar parte del programa general de obras de la Distribuidora, posibilitando la definición de prioridades, la asignación adecuada de los fondos disponibles, la consideración de políticas inducida por las autoridades provinciales y posibles apañes nacionales y/o provinciales para las mismas.

Si la solicitud es puntual o grupal, de uno o más potenciales clientes, se harán los análisis de rentabilidad y la determinación de los niveles de Inversión y Financiamiento Compensatorios. Sobre la base de dichos niveles, los fondos aportables por cada posible participante (Clientes, Concesionaria, Autoridades) y la eventual asignación de obras (Distribuidora, obras troncales; Clientes, derivaciones), se podrán establecer acuerdos para la realización de los emprendimientos.

4.6- Suministros temporarios. En toda ampliación da infraestructura eléctrica que se efectúe como consecuencia de una solicitud de suministro de ésta naturaleza, las erogaciones y ejecuciones que dichas obras, serán a exclusivo cargo del solicitante.

En caso de cesar el suministro para el que fue concebida la obra, y de ser conveniente para la Distribuidora su incorporación al sistema, ésta tendrá prioridad en su transferencia, en las condiciones que establezcan las partes.

5: Aclaraciones Complementarias.

5.1- Excesos de Inversión. Cuando la Distribuidora ofrezca el suministro en determinado punto y consecuentemente sobre la base de determinada obra y, por exigencia o conveniencia del cliente, éste requiera el traslado de la conexión de dicho suministro a otro punto, con mayor inversión en obras, la diferencia respecto a estas últimas, será soportada por el cliente a su cargo y sin reintegro. Esta condición es general, es decir, aplicable a todos los casos en que se presente.

5.2- Reemplazos. En los casos en los que la satisfacción de una solicitud implique un reemplazo, por ejemplo el cambio de transformadores existentes por otros nuevos de mayor capacidad, el prorrateo de las demandas (preexistentes más nuevas) respecto a la capacidad instalada del elemento en cuestión, se hará en relación a la inversión total nueva, sin los transformadores retirados de ese servicio.

