

PARANÁ, 11 de septiembre de 2025**VISTO:**

Los Artículos 32 y 33° de la Ley N° 8916 de Marco Regulatorio Eléctrico para la Provincia de Entre Ríos, los Artículos 18°, 19°, 20° y 22° del Contratos de Concesión de la distribuidora Energía de Entre Ríos S. A. (ENERSA), aprobado por Decretos N° 734/12 GOB y Artículos 23°, 24°, 25° y 27° del Contratos de Concesión para las restantes distribuidoras cooperativas, cuyo modelo fuera aprobado por Decreto N° 1859/13 MPIYS, y la Resoluciones EPRE N° 92/15 y N° 219/22; y

CONSIDERANDO:

Que de acuerdo a lo previsto por el Artículo 32° de la Ley de Marco Regulatorio N° 8916, como así también en los Contratos de Concesión del servicio público económico de distribución de energía eléctrica de la Provincia de Entre Ríos, firmado por el Poder Concedente con ENERSA, mediante Decreto N° 7341/12 y con el resto de las Distribuidoras Cooperativas, conforme modelo de contrato aprobado por Decreto N° 1859/13, prevén Revisiones Tarifarias Quinquenales durante la vigencia del contrato;

Que la última Revisión Quinquenal realizada en el año 2022 y resuelta mediante Resolución EPRE N° 219/22, se hizo un año después de lo previsto contractualmente, en razón de la emergencia sanitaria por la pandemia del COVID;

Que el Artículo 33° de la Ley N° 8.916 establece que finalizado el período inicial de cinco (5) años el Ente Provincial Regulador de la Energía fijará nuevamente las tarifas por períodos sucesivos a los cinco (5) años;

Que el Contrato de Concesión firmado con ENERSA en su Artículo 22° establece que el Cuarto Período Tarifario comienza el 1° de julio de 2026;



Que los Contratos de Concesión firmados con las distintas Distribuidoras Cooperativas, a partir de lo establecido en el Decreto N° 1859/13 MPlyS, establecen en el Artículo 27° que el Cuarto Período Tarifario comienza el 1° de julio de 2026;

Que como consecuencia de postergación del tercer período tarifario por razones sanitarias, se debe establecer la fecha límite de las presentaciones a fin de realizar la revisión tarifaria correspondiente al Cuarto periodo;

Que en los Artículos precitados de los Contratos de Concesión, se establece que a los fines de la revisión del Reglamento de Suministro, Régimen Tarifario y del Cuadro Tarifario, las Distribuidoras podrán proponer a la autoridad de aplicación un nuevo Reglamento de Suministro, Régimen Tarifario y Cuadro Tarifario;

Que la propuesta que se efectúe deberá respetar los principios tarifarios básicos establecidos en el Marco Regulatorio Eléctrico Provincial y su reglamentación, así como los lineamientos y parámetros que especifique el Ente;

Que el Decreto Reglamentario N° 1300/96 en su Artículo 33° fija que "Al fin de cada periodo de cinco años, el Ente Provincial Regulador de la Energía deberá fijar el criterio para la revisión del cuadro tarifario según lo establecido por la Ley N° 8916";

Que corresponde entonces a este Ente, el dictado de los lineamientos a los que deberán ajustarse las presentaciones de las Distribuidoras;

Que los lineamientos de las anteriores revisiones se hicieron conforme a lo determinado en la Resolución N° 92/15 EPRE, por lo que resulta necesario una actualización y en consecuencia la aprobación de un nuevo anexo;

Que se han producido los correspondientes dictámenes técnico y legal, que obran agregados al Expediente de referencia;



Que el Ente Provincial Regulador de la Energía está facultado para el dictado de la presente, en virtud de lo dispuesto en los Artículos 48° inciso b) y 56° inciso g) de la Ley N° 8.916 y en los Contratos de Concesión de la Distribuidoras;

Que por Decreto N° 1127/96 MEOSP se dispuso la intervención de este Ente, atribuyéndose al Interventor las facultades del Directorio, y que de conformidad al Decreto N° 1252/25, se encomienda al Director Jurídico del Ente Provincial Regulador de la Energía (EPRE), Dr. Marcos Rodríguez Allende, el ejercicio de las facultades y atribuciones del Directorio de dicho organismo, con carácter transitorio, por lo que en uso de las funciones establecidas en la Ley N° 8.916;

EL INTERVENTOR DEL EPRE

RESUELVE :

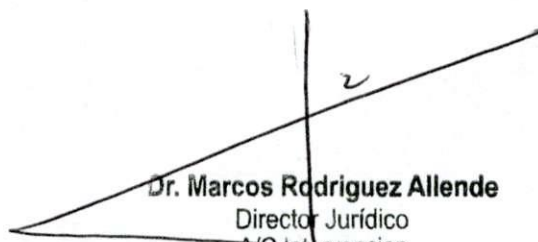
ARTICULO 1°: Realizar, en cumplimiento de lo establecido en los Contratos de Concesión, la Revisión Tarifaria Quinquenal, correspondiente al Cuarto período.

ARTICULO 2°: Aprobar los criterios para la Cuarta Revisión Tarifaria Quinquenal, que serán de aplicación para las propuestas que las Distribuidoras presenten ante este EPRE, conforme al Anexo, el cual agregado pasa a formar parte de la presente Resolución.

ARTICULO 3°: Establecer como fecha límite para la presentación de Propuestas de las Distribuidoras el día 31 de julio de 2026 y que ellas deberán hacerse en pesos al valor del 31 de diciembre de 2025.

ARTICULO 4°: Registrar, notificar al Poder Concedente, a la Secretaría Ministerial de Energía de la Provincia de Entre Ríos, a las Distribuidoras Provinciales, publicar en el Boletín Oficial, Página Web del EPRE y, oportunamente, archivar.




Dr. Marcos Rodríguez Allende
Director Jurídico
A/C Intervención
Ente Provincial Regulador de la Energía

ESTUDIO DE COSTOS DE DISTRIBUCIÓN-VAD

CRITERIOS PARA LA FORMULACION DE PROPUESTAS

INDICE

1. CONCEPTOS Y CRITERIOS GENERALES	3
1.1. OBJETIVOS	3
1.2. ALCANCES	3
1.3. PRESUPUESTOS MÍNIMOS	4
1.4. PRESENTACIÓN BASE Y SENSIBILIDADES	4
2. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO	5
2.1. INTRODUCCIÓN	5
2.2. CRITERIOS PARA LAS PRESENTACIONES	6
3. ESTUDIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO	12
3.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	12
3.2. CAMPAÑA DE MEDICIÓN	12
4. EMPRESA MODELO - VNR Y COSTOS OPERATIVOS	13
4.1. INTRODUCCIÓN Y CRITERIOS GENERALES	13
4.2. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y DISEÑO PRELIMINAR DEL TIPO DE RED	15
4.3. DEFINICIÓN DE LA TECNOLOGÍA ADAPTADA	17
4.4. COSTOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA LA VALORIZACIÓN DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)	18
4.5. VNR DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION REAL	19
4.6. OPTIMIZACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO	19
4.7. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ESTÁNDARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO	21
4.8. ESTÁNDARES DE CALIDAD DE SERVICIO	22
4.9. BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA	24
4.10. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TÉCNICO	25
4.11. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL Y PÉRDIDAS ESTÁNDARES COMERCIALES	28
4.12. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS	29

4.13. RESULTADOS DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	
TOTALES	30
5. CÁLCULO DE LA TASA DE RETORNO	32
6. CATEGORÍAS TARIFARIAS Y ASIGNACIÓN DE COSTOS	32
6.1. LINEAMIENTOS BÁSICOS	32
6.2. EFICIENCIA Y URE	33
7. ALCANCE DE LOS ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS OBLIGATORIOS	33
8. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA PROPUESTA	34
9. PROCEDIMIENTOS DE AJUSTE DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN	34



1. CONCEPTOS Y CRITERIOS GENERALES

1.1. OBJETIVOS

El objetivo de este documento es establecer las criterios, lineamientos y parámetros (en adelante las Pautas) que deberán ser respetados por las Distribuidoras que presten el servicio público de distribución de electricidad en el territorio de la provincia de Entre Ríos al formular sus propuestas en el marco del presente estudio de costos del VAD.

En todos los casos en que haya que analizar el VAD en términos de tarifa a usuario final, como ser ingresos de la Distribuidora, estudios de sensibilidad, etc.; para los valores de energía, potencia y transporte extraprovincial serán considerados los actuales presentes en el Cuadro Tarifario Vigente.

1.2. ALCANCES

Las Distribuidoras deberán explicar claramente su propuesta y fundar debidamente cada una de sus partes. Deberá aportar todos los antecedentes, documentos y memorias de cálculo que justifiquen la aplicación de un criterio y/o concepto, valores y resultados, citando claramente las fuentes de información, y nombrando y describiendo los casos concretos y reales en los que se hayan aplicado las metodologías de cálculo propuestas y los valores de referencia invocados. No se aceptarán supuestos que no se encuentren sustentados en aplicaciones prácticas comprobables, y en estudios y desarrollos teóricos publicados.

Todo lo propuesto por las Distribuidoras deberá ajustarse estrictamente a lo establecido en el Marco Regulatorio vigente. Si la letra del marco mencionado admitiera más de una interpretación válida, en la propuesta se incluirá todo aquello que respalde y justifique la interpretación sugerida.

La propuesta tendrá un desarrollo comprensible, en un texto principal que no exceda las 100 páginas, al que se agregará la cantidad de anexos que se considere necesaria para una completa exposición, comprensión y justificación de todo lo presentado.

Se adjuntarán todos los modelos de cálculo, planillas y memorias de cálculo que permitan interpretar acabadamente los valores presentados, y que permitan auditar los desarrollos matemáticos propuestos. Los citados desarrollos matemáticos se explicarán con el detalle y la claridad necesarios para facilitar su entendimiento y comprensión.

Se utilizará como moneda de referencia en toda la presentación los pesos argentinos a diciembre de 2025.

En forma complementaria a la presentación del informe, la empresa y sus especialistas realizarán una exposición personalizada, explicando tanto los argumentos, conceptos y criterios involucrados en la presentación, como los resultados obtenidos y su consecuente defensa profesional.



1.3. PRESUPUESTOS MÍNIMOS

El concepto general que enmarcará las presentaciones de las Distribuidoras es que los Costos de Distribución que se propongan serán justos y razonables conformando tarifas en los términos definidos en la ley N° 8.916 de la provincia de Entre Ríos, tenderán al logro de los objetivos de Política General establecidos en el artículo 2° de la citada y, particularmente, proveerán a las distribuidoras que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer los costos operativos, impuestos, amortizaciones y una tasa de rentabilidad determinada.

Los presupuestos mínimos a considerar serán:

- i) Tal como lo establece el artículo 30 del Decreto N° 1.300/95 (Decreto Reglamentario de la ley N° 8.916), el componente tarifario que remunera la actividad de las concesionarias se denominará costo propio de distribución y estará constituido por el costo económico de las redes puestas a disposición de los usuarios, afectado por coeficientes que representen las pérdidas técnicas.

El costo económico de las redes se obtendrá integrando los costos de capital asociados a las redes económicas, más los costos eficientes y prudentes de operación y mantenimiento de las mismas, más los gastos de comercialización asociados con los clientes.

- ii) Los Costos de Distribución considerarán los distintos niveles de tensión en que se presta el servicio, y la participación de cada tipo de usuario en el momento de máxima exigencia de la red de distribución.

1.4. PRESENTACIÓN BASE Y SENSIBILIDADES

Las Distribuidoras realizarán como mínimo una presentación como propuesta que se denominará Presentación Base; y podrán presentar alternativas a la misma.

La Presentación Base se elaborará con los mínimos cambios posibles respecto de los que sustentan la conformación del Cuadro Tarifario vigente de las Distribuidoras.

Para el análisis alternativo se aplicarán criterios, lineamientos y parámetros diferentes a los que sustentan el cálculo del Cuadro Tarifario vigente, los que se fijan como obligatorios en estas Pautas, más los que las distribuidoras crean convenientes y propongan en consecuencia.



2. EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO

2.1. INTRODUCCIÓN

Se requiere de las Distribuidoras la presentación sistemática de información de carácter técnico, comercial y financiero con el objeto de evaluar su desempeño en el período en que se ha aplicado el Cuadro Tarifario vigente, y que sirve de antecedente al actual estudio del Valor Agregado de Distribución.

Se utilizará como moneda de referencia en toda la presentación los pesos argentinos de diciembre de 2025.

A los efectos enunciados las Distribuidoras deberán recopilar y presentar, como mínimo, la siguiente información:

- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución en MT y BT, y de AT (transmisión), todas ellas discriminadas de la siguiente manera:
Instalaciones de distribución en cada nivel de tensión utilizando:
a-Recursos de la distribuidora.
b- Con recursos del Estado Nacional, Provincial o Municipal.
c-Contribuciones de usuarios por extensión de red.
d- Con el objeto de compensar sanciones regulatorias.
- Valor histórico y de reposición de la inversión no eléctrica (activo fijo) para la prestación del servicio de distribución;
- Valor histórico y de reposición de otras inversiones no eléctricas en bienes muebles e inmuebles afectados al servicio;
- Demanda máxima registrada en las SET AT/MT, en las entradas de AT, en los alimentadores de MT y en las subestaciones MT/BT (especificando el día y la hora del evento);
- Balances de energía y potencia para cada nivel de tensión, indicando los criterios y premisas considerados en su elaboración;
- Pérdidas reales técnicas y comerciales de potencia y energía de las redes de AT, MT y BT, incluyendo acometidas y medidores;
- Número de usuarios, ventas de energía y de potencia detalladas por categorías tarifarias y tipo de usuarios (regulados y no regulados), codificados por alimentadores y subestaciones MT/BT;
- Estructura y recursos para la gestión de inversiones;
- Estructura, recursos y costos de operación y mantenimiento técnico de AT, MT y BT (separadamente), incluyendo la asignación de personal y dedicación por actividades;
- Estructura, recursos y costos de gestión comercial, incluyendo la asignación de personal y dedicación por actividades;
- Ingresos por ventas de energía y potencia a clientes regulados y no regulados, alumbrado público (si correspondiera) y cargos fijos;



- Ingresos por otros servicios no regulados;
- Costos asociados a las actividades vinculadas a la prestación de otros servicios no regulados;
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios funcionales, y su asignación a cada una de las actividades de inversión, operación y mantenimiento u otro servicio;
- Organigrama, manual de organización y funciones, y cuadro de asignación de personal;
- Estructura salarial por nivel, categoría y tipo;
- Índices de asignación a inversión y explotación de costos indirectos de la gerencia central y supervisión;
- Información de zonas históricas o monumentales. Se consideran zonas históricas o monumentales aquellos sectores de la ciudad que poseen un número apreciable de ambientes urbanos monumentales, valor histórico y urbanístico de conjunto que requieren de un tratamiento especial en lo que respecta a la instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica con el fin de preservar el patrimonio cultural;

Las Distribuidoras adjuntarán los antecedentes y sustentos que crea pertinentes para validar la existencia, pertinencia y consistencia de la información y los datos reportados. La información de costos provenientes del sistema contable de las concesionarias deberán corresponder a valores auditados; la información contendrá los costos directos e indirectos.

2.2. CRITERIOS PARA LAS PRESENTACIONES

Las Distribuidoras presentarán información de las actividades que se indican a continuación, con el alcance que se señala.

1. Antecedentes contables de las Distribuidoras para cada una de las actividades que se detallan a continuación:

DEFINICIÓN DE ACTIVIDADES

CÓDIGO	ACTIVIDAD	DESCRIPCIÓN
A1	Compra de Energía	Compra de energía y potencia
A2	Generación	Costos de la actividad de generación
A3	Alta Tensión	Costos de la actividad de transmisión (AT) y transformación (AT/AT y AT/MT)
A4	Distribución Media Tensión	Operación y Mantenimiento (O&M) del sistema eléctrico de distribución en MT que atiende el suministro de servicio público y clientes libres en MT.
A5	Distribución Baja Tensión	O&M del sistema eléctrico de distribución en BT que atiende el suministro de servicio público y clientes libres en BT
A6	Alumbrado Público	Si correspondiere, las actividades de O&M del sistema eléctrico de distribución que atiende el suministro de alumbrado público

A7	Comercialización	Facturación, cobranza y atención de clientes
A8	Conexión a la Red de Distribución Eléctrica	Instalación, mantenimiento y reposición de empalmes y equipos de medición
A9	Corte y Reconexión	Cortes, reconexión, retiros y reinstalaciones del suministro eléctrico a los usuarios
A10	Gestión de Inversión en Distribución	Proyectos de distribución, administración, ejecución de obras y recepción de obras
A11	Gestión de Inversión en Otras Áreas	Proyectos otras actividades
A12	Apoyo en Postes	Servicio uso de postes por otras empresas
A13	Otros Servicios No Regulados	Otros servicios no regulados que presta la Empresa, por ejemplo: uso de postes por terceros.
A14	Negocios Financieros	Bolsa, gestiones en instituciones financieras, etc.
A15	Depreciación	Depreciación acumulada del activo fijo
A16	Otras	Actividades distintas a las anteriores
A17	TOTAL	Sumatoria de todas las actividades

2. Antecedentes de la organización, personal, funciones, costos de personal por cargo y tipo, desagregando, por ejemplo, remuneraciones, beneficios, y otros conceptos.
3. Antecedentes de los costos de personal propio y de terceros, los que se efectuarán tomando como referencia la siguiente tabla.

Item	Servicios Tercerizados	Servicios de Terceros			Personal Propio		
		Costo Total Anual (US\$)	Número de Personas	Costo Unitario Anual (US\$/Personal)	Costo Total Anual (US\$)	Número de Personas	Costo Unitario Anual (US\$/Personal)
1	Mantenimiento de Redes (*)						
	Mantto. Sist. Transmisión						
	Mantto. Sist. Distribución Media Tensión						
	Mantto. Sist. Distribución Baja Tensión						
	Ejecución de trabajos con tensión						
2	Mantenimiento de Alumbrado Público						
3	Transporte						
4	Atención Telefónica a Usuarios						
5	Lectura de Medidores						
6	Procesamiento Facturación						
7	Reparto de Facturas						
8	Cobranza						
	Oficinas Empresas						
	Centro Autorizado de Cobranza						
	Bancos						
	Gestores de cobranza						
9	Recojo de Dinero						
10	Distribución Motorizada de Correspondencia						
11	Vigilancia						
12	Arrendamiento de Oficinas						
13	Mantenimiento de Oficinas						
14	Limpieza de Oficinas						
15	Mensajería						
16	Asesoría Seguridad						
17	Comisión por Cobranza						
18	Apoyo Informática						
19	Servicios de Asesoría Legal						
20	Auditoría Externa						
21	Consultoría de Negocios						
22	Servicios de Higiene y Seguridad						
23	Capacitación al Personal						
24	Consultoría en Sistemas						
25	Asesoría Administrativa-Contable-Financiera						
26	Consultoría de Apoyo en Temas de Ingeniería						
27	Servicio de Control de Calidad Técnica						
28	Inversiones y Proyectos						
29	Atención a usuarios						
	TOTAL ANUAL						

Nota:

(*) Este ítem se debe desagregarlo de la manera mas extensa y si es posible por nivel de tensión

4. Antecedentes de las instalaciones del sistema eléctrico:

- Diagramas unifilares de los sistemas eléctricos en AT, MT y BT, de distribución primaria y secundaria;
- Información de los costos estándares para la fijación del VNR en AT, MT y BT.
- Información técnica y gráfica de las instalaciones de distribución en AT, MT y BT.

Las instalaciones de distribución eléctrica destinadas a la prestación del servicio público de distribución eléctrica, comprenden las instalaciones eléctricas y no eléctricas.

Las instalaciones eléctricas se organizan de acuerdo a lo siguiente:

– Alta Tensión (AT):

Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de alta tensión, así como, los correspondientes equipos de protección, seccionamiento y de compensación.

– Estaciones: AT/AT y AT/MT

Comprende las estaciones de rebaje y maniobra en alta tensión (AT).

– Media Tensión (MT):

Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de media tensión, así como, los correspondientes equipos de protección, seccionamiento y de compensación.

– Subestaciones: MT/MT y MT/BT

Comprende las subestaciones de distribución MT/MT y MT/BT, y las subestaciones de seccionamiento y protección.

– Baja Tensión (BT):

Comprende las redes (aéreas y subterráneas) de baja tensión del servicio particular y las instalaciones del alumbrado público (redes aéreas y subterráneas, equipos de alumbrado y equipos de control).

– Acometidas y mediciones (MT y BT)

Las instalaciones no eléctricas son aquellas inversiones en infraestructura y equipamiento que se requiere para la prestación del servicio de distribución eléctrica. Se organizan de acuerdo a lo siguiente:

- Terrenos;
- Edificios y Construcciones;
- Equipos y Vehículos de Transporte y Carga;



- Equipos de Almacén, Maestranza, Medición y Control;
 - Equipos de Comunicación;
 - Equipos de Oficina;
 - Equipos de Computación;
 - Otros Equipos.
5. Información de costos típicos de operación y mantenimiento del total empresa de cada concesionario, a saber:
- Programa para la atención del servicio;
 - Rol de turnos para la atención por emergencias;
 - Programa de Mantenimiento e Informe de Ejecución;
 - Relación de Órdenes de Trabajo ejecutadas que contendrá como mínimo:
 - i) N° de Orden de Trabajo;
 - ii) Descripción;
 - iii) Fecha;
 - iv) Responsable del área;
 - v) Tipo de Instalaciones que comprende.
 - Salida de almacenes de los repuestos para el mantenimiento;
 - Programa anual de repuestos y adquiridos en el año;
 - Recursos utilizados para la atención del servicio;
 - Costos de las actividades realizadas por servicios de terceros; y
 - Otros costos de operación y mantenimiento.
6. Presupuesto operativo detallado y ejecución.
7. Información sobre los criterios de asignación de los costos de supervisión y costos indirectos de gerenciamiento y administración.
8. Información sobre la calidad de servicio a nivel de empresa de cada concesionario, y sistema eléctrico asociado.
9. Información del Balance de Energía y Potencia.



10. Información de las características técnicas de las SET AT/MT, alimentadores, subestaciones y demandas máximas y toda información técnica que considere necesaria.
11. Información de otros costos comerciales relacionados con la atención de nuevos suministros, reposición y mantenimiento de la conexión eléctrica, cortes y reconexiones, control de pérdidas, gestión de la morosidad.
12. Información de los ratios comerciales;
13. Otros servicios prestados por la empresa, tales como, apoyo en postes, servicios de comunicaciones de Internet;
14. Información de modalidad de cobranza, número de centros de atención (de la Empresa, Centros Autorizados de Recaudación, Bancos, etc.) número de ventanillas de atención, tiempo promedio de atención, costos unitarios por transacción, etc.
15. Información de zonas con restricciones y urbanísticas.

Los costos se desglosarán en directos, supervisión directa, costos indirectos de la Gerencia Central.

Se entiende por costos directos a aquellos que se vinculan con la ejecución de trabajos operativos para la prestación del servicio de distribución y comercialización. Dichos trabajos podrían ser realizados por personal propio o de terceros.

Se entiende por costos de supervisión directa a aquellos costos que son originados por el trabajo de supervisión que se efectúa de manera directa para la adecuada ejecución de las actividades de distribución y comercialización.

Los costos indirectos de la gerencia central son aquellos vinculados con la administración y servicios funcionales de la empresa: El directorio, las gerencias, oficina de personal, oficina de contabilidad, y otros costos de apoyo a la gestión.

Cada concesionario deberá informar, en relación con su calidad de servicio (producto, suministro, comercial y alumbrado público), lo siguiente:

a) Estadística de fallas:

La cantidad de fallas reportadas corresponderán al año 2025. El número y longitud de las instalaciones que se toman en cuenta para el cálculo de los indicadores correspondientes, que comprenden a las que se encuentran en servicio al 30 de junio del año 2025.

- Fallas en suministro al sistema de alta tensión y número de puntos de suministro;
- Fallas en líneas aéreas en alta tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en líneas subterráneas en alta tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en estaciones de alta tensión y número de subestaciones;



- Fallas en suministro al sistema de media tensión y número de puntos de suministro;
- Fallas en líneas aéreas en media tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en líneas subterráneas en media tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en subestaciones de distribución y número de subestaciones;
- Fallas en líneas aéreas en baja tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en líneas subterráneas en baja tensión y longitud de circuitos en operación;
- Fallas en empalmes y medidores y número de empalmes a clientes;
- Fallas en los componentes de los equipos de alumbrado público y número de lámparas;
- Fallas en los sistemas de control de encendido del alumbrado público y número de sistema de control.

b) Índices de calidad de suministro del último año, por semestre:

- Frecuencia total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIFI) por fallas imprevistas + programadas;
- Duración total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIDI) por fallas imprevistas + programadas;
- Curva de distribución estadística de la frecuencia total media de interrupción ponderada por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado; y
- Curva de distribución estadística de la duración total media de interrupciones por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado.

c) Índices de calidad de producto (nivel de tensión y perturbaciones) de los dos últimos años, por año;

d) Índices de atención comercial del último año, por semestre;

e) Índices de carga de las instalaciones, (transformadores y redes), por nivel de tensión y área característica de mercado;

f) Otras estadísticas de falla, índices de calidad, ratios, análisis e información que cada concesionario considere pertinente.



3. ESTUDIOS DEL MERCADO ELÉCTRICO

3.1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Se realizarán dos tipos de proyecciones, en dos etapas diferenciadas:

- a) Se proyectarán las ventas de energía eléctrica de cada concesionaria a sus usuarios finales, incluyendo a los usuarios de la prestación adicional de la función técnica de transporte (PAFTT).

Las proyecciones se realizarán en forma anual, en un primer período de análisis de cinco años (2026-2031), coincidente con la vigencia del período tarifario correspondiente, y luego para los siguientes 5 años (2031-2036), completando un período completo de 10 años.

El estudio para los primeros 5 años (2026-2031) se realizará en forma detallada, analizando y proyectando las ventas por cada una de las categorías del cuadro tarifario. Se proyectará cada uno de los parámetros de cada tarifa, por ejemplo, cantidad de usuarios, ventas de energía, potencias contratadas y demandadas en horarios de punta y fuera de punta, y consumos proyectados de energía en horarios de punta, valle nocturno y resto.

El estudio de la segunda etapa (2031-2036), se realizará en forma agregada, con distinción de los usos esperado de la energía, por ejemplo, residencial, comercial, alumbrado público, industrial y estacional, cantidad de usuarios y demanda de potencia total de los usuarios finales.

Se utilizarán metodologías de uso aceptado y probado en estudios de proyección de la demanda. Se analizará el pasado buscando y proponiendo variables que expliquen evoluciones tendenciales, se analizarán y explicarán comportamientos extratendenciales, y se proyectarán los parámetros de consumo utilizando las variables externas identificadas.

- b) Se proyectarán los parámetros físicos de las compras de energía, potencia y servicios al mercado eléctrico mayorista (MEM), sea en forma directa o por intermedio de ENERSA, en un todo de acuerdo al pronóstico de ventas a usuarios finales de cada concesionario y a una propuesta de evolución de las respectivas pérdidas de energía técnicas y no técnicas.

Se analizará y describirá la evolución de los parámetros de cada concesionario que determinan las compras al MEM, como por ejemplo, las demandas de potencia media en horas en que se remunera la potencia despachada de generación, el máximo requerimiento de potencia, y los consumos esperados de energía en los horarios de punta, valle nocturno y resto tal como se definen en el MEM.

3.2. CAMPAÑA DE MEDICIÓN

La propuesta de cada concesionario contendrá la explicación del diseño de la campaña de medición en curso, y la propuesta para el tratamiento de la información relevada, cuyo procesamiento deberá conducir a la determinación y cálculo de los factores de responsabilidad de cada grupo de clientes en los costos del servicio eléctrico.

La explicación sobre el diseño de la campaña incluirá la descripción de los criterios de selección y sorteo de la base de usuarios para conformar la muestra, la justificación del tamaño de la muestra, la selección del equipamiento de medición y registro, y los

procedimientos previsto para el tratamiento de la información relevada que preserven sus características y eviten la corrupción de la información.

La descripción de la metodología para el tratamiento de la información adquirida, incluirá:

- a) la descripción de los algoritmos de cálculo que permitirán determinar los factores de asignación de responsabilidades a los grupos de usuarios, y
- b) la explicación de los criterios que han de aplicarse para asegurar que los usuarios paguen exactamente por su estricta participación en las demandas máximas y consumos, sin generarle a la empresa ni sobreventas y defectos en las ventas, ni de potencia, ni de energía y servicios.

Se considerarán como válidas para la elaboración de la propuesta, aquellas Campañas de Medición que la Distribuidora hubieran llevado a cabo dentro de los 5 (cinco) años anteriores al dictado de la presente.

4. EMPRESA MODELO - VNR Y COSTOS OPERATIVOS

4.1. INTRODUCCIÓN Y CRITERIOS GENERALES

La primera etapa del cálculo corresponderá a la determinación del requerimiento anual de ingresos de cada concesionario.

El cálculo del requerimiento de ingresos se realizará en base a los costos operativos más costos de capital correspondientes a una empresa modelo eficiente que opere una red adaptada técnica y económicamente a la demanda.

El requerimiento de ingresos de cada concesionario se calculará en base:

- i) Costos asociados al usuario (de comercialización de los servicios), independiente de su demanda de potencia y energía;
- ii) Pérdidas estándar de distribución (AT, MT y BT) en potencia y energía;
- iii) Costos estándar de inversión, operación y mantenimiento asociados a la distribución por unidad de potencia suministrada (de operación y mantenimiento de redes más costos de capital propios de acuerdo a lo establecido en el punto 2.1).

En la Presentación Base, cada concesionario determinará el costo estándar de inversión como la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (a valores de mercado) del Sistema Técnica y Económicamente Adaptado a la demanda (SEA) considerando sólo la parte del sistema de distribución logrado con recursos propios. A los efectos de su determinación cada concesionario diseñará la red adaptada técnica y económicamente a la demanda, y propondrá vidas útiles estándares para cada tipo de instalación y la tasa de retorno que resulta de aplicar lo especificado en el punto 5 de las presentes Pautas.

Cada estudio incluirá todas las actividades en la secuencia, forma y alcance que se indican a continuación; se deben considerar los siguientes criterios y limitaciones:

- Las instalaciones y los costos de la empresa modelo deben corresponder a los resultados de una política de inversiones y de gestión eficientes. Se debe entender como eficiencia en la política de inversiones y de gestión la elección de la alternativa de mínimo costo presente para prestar el servicio de distribución en un periodo de amortización estándar, satisfaciendo la demanda con una calidad de producto y suministro concordante con los requisitos establecidos.
- La empresa real no tiene necesariamente las instalaciones adaptadas a la demanda en extensión de redes y capacidad; en cambio, para la empresa modelo se deben considerar inversiones adaptadas técnica y económicamente a la demanda. Se entiende por instalaciones de distribución en AT, MT y BT adaptadas a la demanda aquellas que son el resultado de un sistema eléctrico optimizado (que incluyen inversiones, costos de operación y mantenimiento, y pérdidas) bajo el criterio de costo mínimo, cumpliendo las exigencias de calidad de producto y suministro del servicio eléctrico, de tal forma que exista correspondencia de equilibrio entre el diseño de las redes e instalaciones de distribución y la demanda. Se considerará que los tamaños de equipos e instalaciones son discretos, las holguras de reserva corresponderán a la capacidad que se produzca por la aplicación de los factores de uso medios y el crecimiento de la demanda vegetativa correspondiente a un periodo regulatorio.
- La empresa modelo debe diseñarse para que cumpla con los requerimientos de Calidad del Servicio.
- Debe considerarse que cada concesionario, normalmente, presta servicios y realiza negocios adicionales cuyos costos deberán ser excluidos para el cálculo del Costo de Distribución. En estas actividades se encuentran actividades reguladas y no reguladas, como ser el diseño y construcción de obras de distribución y prestación de asesorías a terceros, servicio de apoyo en postes, inversiones en instrumentos financieros. Cada concesionario deberá considerar las economías de escala correspondientes y asignar una proporción de los costos a la actividad de distribución de electricidad. En cuanto a los costos asociados al diseño y a la construcción de obras, tanto directos como indirectos, deberán ser identificados de modo de evitar duplicidad de costos con los valores que sean incluidos en el VNR adaptado de las instalaciones de distribución (en AT, MT y BT).

La empresa modelo se estructurará siguiendo el criterio del sistema económicamente adaptado.

Como mínimo, cada concesionario desarrollará e incluirá en su propuesta:

- Caracterización del mercado eléctrico y diseño preliminar del tipo de red;
- Definición de los costos unitarios de las instalaciones (inversión, operación y mantenimiento);
- Determinación de las tecnologías adaptadas;
- Proceso de optimización técnica económica de las redes;



- i) Determinación de las inversiones del sistema de AT (técnica y económicamente adaptadas a la demanda);
 - ii) Determinación de las inversiones del sistema de distribución MT (técnica y económicamente adaptadas a la demanda);
 - iii) Determinación de las inversiones del sistema de distribución BT (técnica y económicamente adaptadas a la demanda).
- Pérdidas estándares de energía y potencia;
 - Estándares de calidad de servicio;
 - Balance de potencia y energía;
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento técnico AT;
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento técnico MT;
 - Determinación de los costos de operación y mantenimiento técnico BT;
 - Costos de gestión comercial;
 - Costos indirectos de administración y otros servicios;
 - Evaluación y asignación de costos indirectos de gestión.

4.2. CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO Y DISEÑO PRELIMINAR DEL TIPO DE RED

Respecto a los indicadores de calidad se considerarán los normalizados.

Cada concesionario presentará y analizará la siguiente información:

- Longitud (km) de red de alta tensión aérea y subterránea;
- Potencia (MVA instalados) en estaciones transformadoras y de maniobra en AT;
- Longitud (km) de red de media tensión aérea y subterránea;
- Longitud (km) de red de baja tensión aéreas y subterránea;
- Potencia (kVA instalados) en subestaciones del tipo monoposte, biposte, convencionales, subterráneas, compactas, y otras subestaciones elevadoras y reductoras;
- Cantidad de subestaciones monoposte, biposte, convencionales, subterráneas, compactas, y otras elevadoras, reductoras y de seccionamiento;
- Longitud (km) de la red de alumbrado público aéreo y subterráneo (si correspondiere al negocio regulado);



- Cantidad de luminarias de alumbrado público operadas por cada concesionario (si correspondiere al negocio regulado);
- Consumo de energía mensual y anual de los usuarios del mercado regulado y libre, con ubicación geográfica;
- Factores de coincidencia y contribución a la punta del sistema eléctrico;
- Información de calidad de servicio.
 - i) Frecuencia total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIFI) por fallas imprevistas + programadas;
 - ii) Duración total media de interrupciones ponderada por sistema (SAIDI) por fallas imprevistas + programadas;
 - iii) Curva de distribución estadística de la frecuencia total media de interrupción ponderada por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado;
 - iv) Curva de distribución estadística de la duración total media de interrupciones por cliente, para cada nivel de tensión y área característica de mercado;
 - v) Fallas de averías en líneas de alta tensión;
 - vi) Fallas de averías en estaciones de alta tensión, estaciones transformadoras y de maniobra;
 - vii) Fallas de averías en media tensión por redes aéreas, redes subterráneas;
 - viii) Fallas de averías en baja tensión por redes aéreas, redes subterráneas;
 - ix) Fallas de averías en subestaciones monoposte, biposte, convencionales, compactas y en subestaciones elevadoras, reductoras y de seccionamiento;
 - x) Fallas imprevistas por centros de servicio;
 - xi) N: Número de interrupciones por cliente por semestre (en AT, MT y BT);
 - xii) D: Duración total de interrupciones por cliente (en AT, MT y BT);
 - xiii) Índices de calidad de producto (nivel de tensión y perturbaciones);
 - xiv) Costo de la Energía No Suministrada (CENS).
- Determinación de la densidad de carga por centro de transformación;
- Determinación de la densidad de carga por distritos;
- Proporción de área urbana por distritos;
- Cuadros de caracterización de redes por sub zona;
- Caracterización de redes por distritos;
- Determinación de topología representativa por zona.



4.3. DEFINICIÓN DE LA TECNOLOGÍA ADAPTADA

La tecnología adaptada será aquella que técnica y económicamente resulte más conveniente para el desarrollo de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo, la misma que será escogida dentro de la disponibilidad que ofrece el mercado internacional actual sólo si es factible su utilización y su adaptación a las condiciones locales. Podrán evaluarse aquellas tecnologías implementadas por cada concesionario siempre y cuando éstas reporten ventajas de índole técnica y económica.

Cada concesionario analizará y propondrá las tecnologías más apropiadas para los siguientes componentes:

- Líneas aéreas de alta tensión:
 - i) Conductores eléctricos;
 - ii) Herrajes y aislamiento;
 - iii) Soportes.
- Estaciones AT, de transformación y de operación:
 - i) Transformadores (tipo y material de construcción);
 - ii) Equipamiento de maniobra y protección.
- Redes subterráneas de media y baja tensión:
 - i) Cables (material conductor, aislamiento, pantallas, tipos, etc.);
 - ii) Empalmes y terminales (termocontráctiles, termocontraible, etc.).
- Redes aéreas de media y baja tensión:
 - iv) Conductores eléctricos (aleación de aluminio, forrados, autoportantes, etc.);
 - v) Herrajes y aislamiento;
 - vi) Soportes (postes de concreto, madera, etc.).
- Subestaciones MT/BT y de seccionamiento:
 - iii) Transformadores (tipo y material de construcción);
 - iv) Equipamiento de maniobra y protección.
- Alumbrado público
 - i) Luminaria y tipo de lámparas;
 - ii) Sistema de control de encendidos.
- Sistemas operación y equipos de protección de la red eléctrica
 - i) Sistema de operación de la red (Estrella con neutro rígido, con neutro multiterrado, etc.);
 - ii) Equipos de protección (recloser, seccionalizadores, seccionadores-fusible, seccionadores de línea bajo carga, etc.);
 - iii) Equipos de compensación del sistema de distribución de media tensión.



4.4. COSTOS UNITARIOS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS PARA LA VALORIZACIÓN DEL VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)

Para la determinación de los costos estándar de las instalaciones se realizarán, como mínimo, los siguientes procesos:

- Normalización de los armados de construcción;
- Análisis de los costos unitarios de los siguientes componentes:
 - i) Materiales y equipos;
 - ii) Mano de obra;
 - iii) Transporte y equipos;
 - iv) Valorización de los armados de construcción considerando la cantidad de materiales, recursos (rendimientos, horas hombre y horas máquina), costos indirectos del contratista;
 - v) Costos indirectos de la empresa (costos stock, ingeniería del proyecto y recepción, costos generales e interés intercalario).
- Elaboración de los costos unitarios estándar del sistema de distribución en AT, MT y BT, por ejemplo, componentes y kilómetros de red, de acuerdo a lo siguiente:
 - i) Alta Tensión
 - Red aérea para AT;
 - Red subterránea para AT;
 - Equipos de protección, seccionamiento y de compensación de la red de media tensión.
 - ii) Estaciones de AT, de transformación y de maniobras
 - iii) Media Tensión
 - Red aérea para MT;
 - Red subterránea para MT;
 - Equipos de protección, seccionamiento y de compensación de la red de media tensión.
 - iv) Subestaciones MT/BT
 - Monoposte;
 - Biposte;
 - Convencional a nivel y subterránea;
 - Compacta;
 - De seccionamiento y protección.
 - v) Baja Tensión
 - Red aérea de servicio.
 - Red aérea de alumbrado público sobre postes de servicio.



- Red aérea de alumbrado público con postes exclusivos de alumbrado público;
- Red aérea de servicio particular mixta (que comparte postes de MT en su recorrido);
- Red subterránea de servicio.
- Red subterránea de alumbrado público en zanja de servicio.
- Red subterránea de alumbrado público en zanja exclusiva; y
- Luminarias, pastorales, equipos de control de alumbrado público.

4.5 VNR DE LAS INSTALACIONES DE DISTRIBUCION REAL

Con el objeto de identificar dentro del sistema de distribución los capitales o recursos aportados por otros, es decir, aquellos que no fueron aportados por la distribuidora y determinar un factor representativo del porcentaje correspondiente al capital aportado por la misma, se considera necesario la determinación del origen de los recursos utilizados para la construcción del sistema de distribución existente ya sean los aportes en:

Material y equipos;
Mano de obra,
Transporte y equipos.

Se consideran las siguientes fuentes de aportes del capital o recursos posibles:

- Distribuidora
- Estado (Nación, Provincia o Municipalidad)
- Contribuciones de usuarios por extensión de red. (Contabilizar porcentaje de energía sin reintegrar al usuario de acuerdo a la Res. EPRE N°210/97)
- Compensación por Sanciones Regulatorias

Con el objeto de cumplir con las pautas preestablecidas se deben obtener los siguientes valores:

VNR_REAL PROPIO:

VNR_REAL TOTAL:

FCP: Factor del Capital Propio, cociente entre el VNR Real Propio y Total

4.6. OPTIMIZACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DEL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO

El criterio a considerar en la optimización es el de minimizar, considerando la tasa de retorno prevista, el valor de la anualidad de los costos de inversión para un periodo estándar, y los costos anuales de operación y mantenimiento.

El trabajo a desarrollar en esta etapa incluye:

- i) Revisión del nivel de tensión óptimo;
- ii) Revisión y optimización del tamaño de transformadores AT/MT y MT/BT, y nivel de carga;
- iii) Optimización de la sección de los conductores AT, MT y BT;



- iv) Empleo de redes subterráneas en aquellas zonas donde se justifiquen su uso por densidad de carga y por zonas, con restricciones urbanísticas.
- v) Optimización de cantidad de circuitos AT, MT y BT.
- vi) Verificación del estándar de calidad de servicio.
- vii) Alternativas de conformación topológica;
- viii) Alternativas de equipamientos de protección y maniobra;
- ix) Empleo en MT de redes aéreas aisladas en reemplazo de redes aéreas expuestas en aquellas zonas que por distancias de seguridad se justifique;
- x) Criterios de diseño de redes.

Para la optimización técnica y económica del sistema eléctrico modelo cada concesionario deberá tomar en consideración lo siguiente:

- Deberá emplear modelos matemáticos para evaluar en conjunto cada uno de los elementos constitutivos del sistema de distribución (en AT, MT y BT) que permitan:
 - i) Representar las características de la red;
 - ii) Determinar el mínimo de costos de inversión, operación y mantenimiento, y pérdidas del sistema.
 - iii) Evaluar el número de alimentadores y potencia instalada de las subestaciones de distribución (en AT, MT y BT) y otras (elevadoras/reductoras y de seccionamiento y protección); y
 - iv) Alcanzar los niveles de calidad establecidos.

La evaluación en conjunto se corresponderá con la optimización conjunta de las distintas etapas de la red (AT, transformación AT/MT, red MT; transformación MT/BT y red BT).

- Se elaborarán diversas configuraciones (por ejemplo, topologías, tecnologías adaptadas, costos de operación y mantenimiento técnico, y pérdidas) cuyos resultados deberán ser presentados en forma de cuadros y gráficos que permitan seleccionar la alternativa de mínimo costo de la prestación del servicio para el usuario;
- Para la alternativa seleccionada se deberá elaborar un cuadro comparativo con la red real, similar al siguiente:



**Cuadro de Secciones y Módulos
Adaptados Económicamente vs. Real**

Densidad:

Concepto	Unidad	Actual		Adaptado	
		Cantidad	\$	Cantidad	\$
Potencia subestación AT/MT					
Cantidad de salidas					
Sección troncal MT y salidas					
Longitud media troncal MT					
Sección derivación MT y salidas					
Longitud media derivación MT					
Potencia subestación MT/BT					
Radio de subestación MT/BT					
Cantidad de salidas BT					
Sección Troncal BT					
Sección ramal BT					

Se deberá hacer una descripción explícita de la metodología de cálculo utilizada para la determinación del VNR de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo, y se presentará copia de los modelos utilizados, con la finalidad de que se pueda verificar la validez de los datos, modelo y resultados obtenidos.

Para la optimización técnico económica del sistema de distribución en MT y BT se deberá tener en cuenta las ubicaciones actuales de los centros de transformación AT/MT.

4.7. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS ESTÁNDARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO MODELO

Las pérdidas de potencia se calcularán para la hora de punta del sistema de distribución y para el sistema de distribución teórico (empresa modelo), cuyas instalaciones estén técnica y económicamente adaptadas a la demanda.

Los resultados se expresarán como porcentajes de la potencia máxima coincidente y de la energía ingresada a cada nivel de tensión; los porcentajes resultantes se expresarán con aproximación a dos decimales.

Las pérdidas físicas en la red resultantes del cálculo deberán tener en cuenta que la caída de tensión máxima en sus extremos no deberá exceder lo establecido en las normas de calidad.

La determinación de las pérdidas técnicas estándar será efectuada sobre circuitos económicamente adaptados según un estudio técnico económico de las configuraciones básicas de cada sector típico o zona.

Las pérdidas técnicas estándar para cada etapa de transformación o distribución del sistema (MT y BT) deben reconocerse tomando en cuenta estos circuitos, que significan la mejor opción de secciones de conductores y módulos de transformación para cada etapa y cada uno de sectores típicos o zonas, manteniendo las condiciones básicas de tensiones nominales utilizadas y tecnologías empleadas.

Cada concesionario efectuará los cálculos de las pérdidas por etapa: para cada etapa de cada sector típico ó zona se determinarán la potencia y energía de pérdidas porcentual, referida a las correspondientes abastecidas por la etapa. Dichas etapas son las siguientes:

- Pérdidas en las líneas de AT;
- Pérdidas en las estaciones transformadoras AT/MT;
- Pérdidas en las redes de MT;
- Pérdidas en las subestaciones de distribución MT/BT y otras;
- Pérdidas en las redes de BT;
- Pérdidas en las acometidas;
- Pérdidas en los medidores.

Como resultado de este análisis cada concesionario obtendrá las pérdidas técnicas estándar de energía y potencia para el sistema económicamente adaptado a nivel de MT, SED, BT, acometidas y medidores.

Se presentarán las ecuaciones, modelos empleados, y memorias de cálculo junto con los resultados obtenidos.

4.8. ESTÁNDARES DE CALIDAD DE SERVICIO

Durante el diseño y construcción de la empresa modelo se deberán incorporar las instalaciones eléctricas, el equipamiento e infraestructura de red necesario que le permitan al concesionario cumplir con los indicadores de calidad a que se refiere la normativa vigente.

La verificación de que los objetivos de calidad (servicio y producto) son alcanzables por el diseño de red adaptada desarrollado por el concesionario, se obtendrá por medio de un proceso de análisis y cálculo que tendrá como mínimo las siguientes pautas:

1. Representación mediante un modelo de la red eléctrica adaptada de AT, MT y BT;
2. Determinación de las tasas de avería objetivo alcanzables mediante acciones de mantenimiento que incluya prácticas de trabajo con tensión (TCT), revisiones y adecuaciones;
3. Determinación de las tasas objetivo de frecuencia de interrupción para mantenimiento preventivo (no se debe contemplar interrupción en todos aquellos casos donde es factible el uso del TCT);



4. Incorporación de los sistemas de protección que sean convenientes desde la perspectiva técnica y económica, por ejemplo, la incorporación de recierre automático y seccionamiento;
5. Determinación de los tiempos de operación objetivo a partir de una razonable disposición de implementos y métodos operativos habituales en empresas de probado nivel de eficiencia.

Cumplidas las pautas indicadas se procederá a calcular para cada concesionario los índices de frecuencia media de interrupción por sistema (SAIFI) y duración media de interrupción por sistema (SAIDI). A partir de los valores medios de estos índices por cliente, cada concesionario procederá a determinar las curvas de distribución de frecuencia y duración, utilizando como elemento de base las curvas de distribución de la empresa real para el sistema en estudio. Asimismo deberán determinarse los valores de los índices (N) número de interrupciones por cliente por semestre y (D) duración total de interrupciones por cliente y por semestre.

El punto de inicio para la optimización de la red respecto de su calidad de servicio, mediante un modelo de cálculo, serán los circuitos representativos de las redes de distribución (en AT, MT y BT) vinculados con el valor nuevo de reemplazo del sistema económicamente adaptado de la empresa modelo, considerando que sobre ellos se realizan mantenimientos convenientes y que disponen de los sistemas de protección adecuados, de forma de cumplir con la tasa objetivo de averías.

Los valores de frecuencia y duración media de interrupción por cliente y el resultado de % de clientes excedidos del límite por área característica de mercado, se indicará en la siguiente tabla:

Tipo de Circuito Representativo de Zona Característica	Interrupciones medias por Semestre					
	Cliente MT			Cliente BT		
	Frecuencia (Cantidad)	Duración (Horas)	% excedido de límite	Frecuencia (Cantidad)	Duración (Horas)	% excedido de límite
Clasificación por densidad						
Total Empresa Modelo						

Partiendo de los distintos circuitos típicos por zona característica de mercado, el concesionario demostrará que es factible, mediante el uso de los medios habituales de regulación de tensión, el cumplimiento de las condiciones de nivel de tensión (calidad de producto).

Cada concesionario, además, procederá a calcular las previsiones adicionales a las contempladas en la red adaptada para el cumplimiento de las tolerancias y reportes de la calidad de servicio, para lo cual deberá calcular las inversiones y los costos de operación y mantenimiento necesarios.

Los resultados de sus cálculos deberán ser presentados haciendo uso de los siguientes cuadros:

Costos de Inversión

Inversión	\$
Sistemas de cómputo calidad de suministro (Software, hardware..)	
Equipos de medición y registro de calidad de producto y suministro	
Equipamiento de protección y maniobra MT.	
Equipamiento para trabajos con tensión en MT.	
Otros costos	
Total	

Costos de Operación y Mantenimiento Anual

Operación y mantenimiento	\$/año
Mantenimiento de la documentación técnica AT, MT, BT y la vinculación cliente red	
Procesamiento y reporte de las interrupciones y mediciones de calidad de suministro.	
Medición y procesamiento de la calidad de producto.	
Otros costos	
Total	

4.9. BALANCE DE POTENCIA Y ENERGÍA

Cada concesionario deberá determinar la demanda de potencia en alta, media y baja tensión a partir del balance de potencia y energía, que considere las compras eficientes, pérdidas estándar y ventas eficientes para la red adaptada.

El balance de potencia y energía debe resumirse en el formato siguiente:

Resumen del Balance de Energía y Potencia			
	Energía anual MWh	Factor carga o factor de pérdidas	Potencia kW
Ingreso AT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándar AT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ingreso MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándar MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX

No técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ventas MT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Otros (*)	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ingreso BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Pérdidas estándar BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Subestaciones MT/BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Redes BT – SP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Acometidas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Medidores	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
No técnicas	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Ventas BT	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Residencial	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
General	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
AP	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
T2	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
T3	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
Otros (*)	XXX XXX	XXX,XX	XXX XXX
(*) Pérdidas en exceso no reconocidas en las tarifas			
	Demanda MT	kW	XXX XXX
	Demanda BT	kW	XXX XXX

4.10. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TÉCNICO

El cálculo de operación y mantenimiento técnico directo deberá realizarse de acuerdo a las siguientes etapas:

a) Optimización de los Costos

Luego de la optimización de las instalaciones del sistema eléctrico modelo, en base a la determinación de los costos eficientes, y adaptando las instalaciones a la demanda real, manteniendo todas las economías de escala y aprovechando la infraestructura (por ejemplo, personal e instalaciones) en actividades anexas al suministro de electricidad a usuarios del sistema de distribución, cada concesionario, en esta etapa, optimizará los costos de operación y mantenimiento técnico correspondiendo a la operación, mantenimiento y pérdidas.

El concesionario debe tener presente que el objetivo fundamental de este estudio es establecer los costos para una empresa teórica operando en el país, eficiente en sus costos con instalaciones adaptadas a la demanda técnico y económicamente óptimas cumpliendo las normas de calidad de servicio y demás normas técnicas vigentes. La empresa real es sólo un punto de partida o de ayuda del proceso de creación de la empresa modelo y es tarea del concesionario hacer su mejor esfuerzo para establecer las características que tendría esta empresa teórica.

En la determinación de los costos de operación y mantenimiento técnicos se incluirán los costos de operación, mantenimiento preventivo y correctivo.

Los costos de operación de las instalaciones deberán corresponder a actividades relacionadas con instalaciones nuevas.

Los costos del mantenimiento preventivo (revisiones, mediciones y adecuaciones) deberán responder a costos estándar, los que serán definidos como consecuencia de una atención adecuada de las instalaciones nuevas y en cumplimiento de las normas vigentes.

Los costos del mantenimiento correctivo estarán vinculados a la tasa de averías que deberían poseer las instalaciones nuevas.

Entre las prácticas deberá evaluarse el empleo de TCT (trabajos con tensión) en líneas aéreas de media tensión (MT).

El concesionario deberá contemplar la determinación de las capacidades internas y externas requeridas (eligiendo la más eficiente) para el desarrollo de las actividades de operación y mantenimiento, e identificará el desarrollo de dichas actividades a través de la tercerización (servicios contratados con terceros).

En cada uno de los aspectos sometidos a evaluación se desarrollará un informe en un capítulo separado de su documento, que muestre, fundamente y explique en detalle los cálculos y sus resultados. Así, el consultor deberá desarrollar la evaluación correspondiente y explicarla en detalle, fundamentando cada uno de sus cálculos y sus conclusiones, explicitando las diferencias entre los costos calculados para la empresa modelo y la empresa real.

Los costos de operación y mantenimiento deberán permitir realizar el cálculo del costo unitario estándar de operación y mantenimiento, los que se determinarán siguiendo el siguiente proceso:

a) Revisión y análisis de los siguientes parámetros de cálculo:

- Costos de hora hombre; en los casos que correspondan se considerarán similares a los utilizados en el cálculo del VNR;
- Costos de horas máquina, en los casos que correspondan se considerarán similares a los utilizados en el cálculo del VNR;
- Actividades de mantenimiento clasificadas en mantenimiento correctivo y preventivo;
- Tiempos estándar de reparación y mantenimiento de las instalaciones del sistema de distribución (en AT, MT y BT);
- Frecuencia de Mantenimiento de:
 - i) Líneas y estaciones de alta tensión;
 - ii) Redes de media tensión;
 - iii) Subestaciones de distribución y de seccionamiento;
 - iv) Redes de baja tensión; y
 - v) Instalaciones de alumbrado público.



- Tasa de falla de las instalaciones por tipo y nivel de tensión:
 - i) Líneas y estaciones de alta tensión;
 - ii) Redes de media tensión;
 - iii) Subestaciones de distribución y de seccionamiento;
 - iv) Redes de baja tensión; y
 - v) Instalaciones de alumbrado público.
 - Alcance de la actividad de mantenimiento;
 - Infraestructura óptima para el desarrollo de la actividad de operación:
 - i) Área geográfica de atención;
 - ii) Cantidad de guardias de emergencia; y
 - iii) Equipamiento.
- b) Resumen de los cálculos del costo unitario estándar por unidad de mantenimiento según lo siguiente:

Componentes del Sistema de Distribución	Costo Unitario Estándar de Mantenimiento
Líneas de alta tensión	\$/km-año
Estaciones de alta tensión	\$/estación-año
Red de media tensión aérea	\$/km-año
Red de media tensión subterránea	\$/km-año
Subestaciones de distribución tipo y de seccionamiento	\$/subestación-año
Redes de baja tensión aérea	\$/km-año
Redes de baja tensión subterránea	\$/km-año
Transformador MT/BT	\$/trafo-año y \$/kVA-año

- c) Obtención de los costos de mantenimiento estándares multiplicando las cantidades globales agrupadas en las etapas del sistema de distribución por los costos unitarios estándar de mantenimiento.
- d) Cálculo del costo estándar por unidad de operación (sistema eléctrico o zona geográfica), en función de un eficiente dimensionamiento de las guardias de emergencia y equipamiento para cumplir con la labor.
- e) Cálculo del costo estándar de operación y mantenimiento técnico directo; se efectuará mediante la suma de los resultados obtenidos en los procesos c) y d).

- f) Comparación de las tasas de falla, frecuencias de mantenimiento y costos unitarios estándar, con valores estándar internacionales de empresas similares que operen en condiciones de eficiencia.

b) Verificación de los Costos Optimizados en relación a los Costos Estándares de operación y mantenimiento reales

Cada concesionario efectuará la verificación de los costos de operación y mantenimiento optimizados de la empresa modelo y explicará las diferencias. Deberá comprobar que los costos optimizados de operación y mantenimiento técnico directo de la empresa modelo no serán mayores a los valores estándar de los costos directos de operación y mantenimiento técnico real.

4.11. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN COMERCIAL Y PÉRDIDAS ESTÁNDARES COMERCIALES

Cada concesionario calculará los costos de operación comercial y los valores de pérdidas estándar comerciales asignables al sistema eléctrico modelo.

Los costos de operación comercial se corresponderán con las actividades de gestión comercial y comercialización de los servicios.

La gestión comercial comprende la planificación, seguimiento y control de la ejecución de los procesos comerciales de modo de asegurar que estos se desarrollen dentro del marco de las normas establecidas.

La comercialización de los servicios contempla la ejecución específica de las actividades comerciales que están relacionadas con los costos asociados a la atención del cliente (reclamos, actualización de las condiciones del contrato de suministro, telegestión y atención personalizada), acciones comerciales (atención de nuevos suministros, cortes y reconexiones, reposición y mantenimiento de conexiones), gestión de morosidad, gestión de pérdidas, etc. Se diferenciarán los costos asociados al usuario (control, lectura, facturación, reparto y cobranza) que se incluirán en los cargos fijos de facturación.

Cada concesionario determinará indicadores estándar para cada una de las actividades comerciales mediante los cuales verificará los costos asignables a la empresa modelo. Los indicadores deberán ser comparados con valores estándares de empresas similares que operen en condiciones de eficiencia y prudencia.

Los costos asociados al usuario, son aquellos independientes de su demanda de potencia y energía. Remuneran actividades eficientes de lectura, procesamiento y emisión de facturas, distribución de las mismas, comisión de cobranzas, seguimiento de saldos, morosidad e incobrables.

El desarrollo y valoración de servicios de redes de cobranza externa se efectuarán tomando como criterio la maximización de la comodidad del cliente (modalidad básica para su diseño y el mantenimiento de centros eficientes). En este sentido se deberán tener en cuenta centros de atención ubicados en lugares tales como supermercados, centros comerciales, oficinas comerciales u otras modalidades donde se asegure que el usuario pueda acceder sin dificultad y ser atendido dentro de tiempos de espera razonables.



Se deberá determinar la estructura de cobranza óptima del sistema eléctrico modelo, la cual se indicará en el cuadro siguiente; se agregará las modalidades de cobranza que se consideren necesarias.

		Costos anuales de Atención a Clientes
Lectura	(\$ / año)	
Facturación		
Distribución de Facturas		
Cobranza		
Gestión de Saldos		
Costos de Morosidad		
Costo de Incobrables		
CCCL (Costo Comercial de Atención al Cliente)		

Modalidad de Cobranza	Unidad	Costo	Número de Transacciones Anuales Promedio	Participación %
Oficinas Comerciales	\$/facturas			
Centro Autorizados de Recaudación				
Banco por Ventanilla				
Banco por Internet				
Débito automático				
TOTAL				100,00%

El concesionario deberá determinar las pérdidas estándar comerciales de distribución en potencia y energía, considerando los remanentes de pérdidas inevitables relacionadas con las actividades de facturación, morosidad, nuevos suministros, actualizaciones de las condiciones del contrato de suministro. Las pérdidas de potencia se calcularán en la hora de punta del sistema de distribución teórico, cuyas instalaciones estén económicamente adaptadas a la demanda.

4.12. OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS INDIRECTOS

Cada concesionario deberá analizar la estructura de la empresa óptima necesaria para el desarrollo de la actividad de distribución y otras anexas que desarrollare la empresa, cumpliendo los objetivos de costos eficientes y aprovechando los costos de economía de escala. Estructurará una empresa modelo de servicios que desarrollará los servicios de administración, contabilidad, dirección y otros los que deberán ser los necesarios para el funcionamiento eficiente de la empresa.



La asignación de los costos indirectos a las actividades directas del sistema eléctrico modelo se efectuará considerando los criterios señalados como el margen de contribución de cada actividad regulada distinta al costo de distribución y las no reguladas.

Cada concesionario deberá presentar un resumen que contenga los porcentajes de asignación de los costos indirectos dentro de cada actividad de acuerdo a la siguiente tabla:

Asignación de Costos Indirectos		
Descripción	Valor	%
Transmisión (Distribución AT)		
Subestaciones		
Redes		
Distribución MT		
Distribución BT		
Gestión Comercial		
Operación Comercial		
Costo asociado al Usuario		
Generación Propia		
Otras Zonales		
Conexiones y Medidores		
Corte y Reconexión		
Apoyo en Postes		
Terceros y Otros		
Inversiones		
Líneas y EETT AT		
Red de Distribución en MT		
Calidad de Redes MT		
Subestaciones de Distribución		
Red de Distribución en BT		
Alumbrado Público		
Calidad de Redes BT		

4.13. RESULTADOS DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO TOTALES

Cada concesionario presentará el resultado de sus estudios de costos de operación y mantenimiento directos y la asignación de los costos indirectos, así como los costos fijos asociados al usuario, de acuerdo a los siguientes cuadros:





TABLA DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

SISTEMA ELÉCTRICO MODELO

Concepto	TOTAL	Costo de OyM Técnicos				Comercialización				Otros					
		Distribución AT	Distribución MT	Distribución BT	Total	Gestión Comercial	Operación Comercial	Costo asociado al Usuario	Total	Generación Propia		Apoyo en Postes	Terceros y Otros	Inversiones	
Costos Directos															
1	Materiales														
2	Supervisión Directa														
3	Personal Propio														
4	Servicio de Terceros														
5	Cargas Diversas y Otros														
6	Total														
Costos Indirectos (Actividades de Apoyo)															
1	Personal														
2	Materiales														
3	Servicio de Terceros														
4	Aporte Organismo Regulador														
5	Costo Capital de Trabajo														
6	Total														
Asignación de Costo de Gestión Comercial															
1	Materiales														
2	Supervisión Directa														
3	Personal Propio														
4	Servicio de Terceros														
5	Cargas Diversas y Otros														
6	Total														
Asignación de Costo de Operación Comercial															
1	Materiales														
2	Supervisión Directa														
3	Personal Propio														
4	Servicio de Terceros														
5	Cargas Diversas y Otros														
6	Total														
Costos Totales de OyM															

Costos Asociados al Usuario

Tarifa	Cargo Anual	Número de Clientes	Costo Unitario \$/cliente-año	Costo Anual miles \$
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
		XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX
Total	XXX XXX	XXX XXX	XXX XXX,XX	XXX XXX

5. CÁLCULO DE LA TASA DE RETORNO

Las Distribuidoras propondrán una tasa para el cálculo del requerimiento de ingresos anual orientado al cubrimiento de los costos de capital de la concesión. La tasa se aplicará sobre la base de capital (VNR de la red optimizada) multiplicada por el Factor de Capital Propio determinado según el punto 4.5.

El cálculo de la tasa deberá basarse sólo en aquellos riesgos que el Marco Regulatorio establece para la administración del concesionario. Bajo ningún concepto remunerará los riesgos que explícita o implícitamente queden bajo la supervisión del Estado, o a cuyos costos concurren los usuarios del Servicio Público.

Las Distribuidoras fundamentarán la tasa propuesta en estricto cumplimiento del Marco Regulatorio vigente. A tal efecto elaborará una comparativa de la rentabilidad obtenida en otras empresas de actividades de riesgo similar, que actúen en una ambiente similar al de la provincia, que sean comparables a la concesionaria.

Asimismo complementará su presentación con una comparativa de tasas retributivas del costo de oportunidad al capital que pagan los usuarios por otros servicios y/o productos, incluyendo las tasas de interés que aplican los bancos por préstamos de dinero.

6. CATEGORÍAS TARIFARIAS Y ASIGNACIÓN DE COSTOS

6.1. LINEAMIENTOS BÁSICOS

Las Distribuidoras propondrán una asignación de costos a los parámetros del Cuadro Tarifario basada en la responsabilidad de cada conjunto de clientes en la formación de los costos.

Se considerarán como asignadores de los factores de costos aquellos ligados a las curvas de carga de cada grupo de clientes.

Los factores de responsabilidad deberán tener en cuenta la probabilidad de que los clientes individuales sean simultáneos con el conjunto, y del conjunto con las

instalaciones de cada etapa del proceso de distribución de electricidad (red de BT, transformadores MT/BT, red de MT, líneas y estaciones de AT, y abastecimiento de la distribuidora desde el MEM).

Se analizarán las categorías tarifarias actuales tomando en consideración la realidad del mercado, su evolución, los subsidios tarifarios vigentes y se propondrán modificaciones para las nuevas basadas y sustentadas en las experiencias adquiridas en la prestación del servicio. Se incluirán modificaciones fundadas en aquellos casos donde se hayan observado apartamientos importantes entre los costos del servicio asignables al grupo de clientes y las tarifas calculadas.

Se propondrán expresiones matemáticas que permitan el recálculo de cada parámetro del cuadro tarifario en función de variaciones de costos de distinto origen y magnitud (por ejemplo, costos de abastecimiento, costos de comercialización, costos de distribución y de pérdidas técnicas y no técnicas).

Se verificará, por medio de la simulación de la facturación a lo largo de los 5 años del período tarifario (2026-2031), que el producido por aplicación de los cuadros tarifarios que surjan a partir de los Costos de Distribución propuestos se ajustan a los montos globales que conforman el costo del servicio (requerimiento de ingresos). Se evitarán expresiones matemáticas que conduzcan a eventuales sobreventas de potencia mayorista, u otras distorsiones. El criterio para el diseño de los mecanismos de asignación de los costos del servicio a los parámetros del cuadro tarifario deberá ser tal que conduzca a un procedimiento que resulte neutro y pasivo en cuanto a la recuperación de los citados costos del servicio.

6.2. EFICIENCIA Y URE

Se propondrá una estructura de asignación de costos que incentive el consumo racional y responsable de la energía, tomando en consideración la realidad del mercado y los subsidios tarifarios vigentes, al tiempo que respete en forma absoluta los criterios dictados por el Marco Regulatorio. En tal sentido el esquema deberá informar adecuadamente a los usuarios sobre los costos de distribución y de adquisición de energía en cada franja de demanda de potencia y consumo de energía considerando los costos, eventualmente diferenciados, del activo existente y de la expansión.

7. ALCANCE DE LOS ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS OBLIGATORIOS

Las Distribuidoras podrán proponer alternativas de asignación de costos a la Presentación Base que reflejen eventuales disposiciones al pago de ciertos segmentos específicos del universo de usuarios atendidos.

Para ello se analizará con especial detalle y profundidad las restricciones que impone la ley de Marco Regulatorio. Se presentará un análisis de los espacios interpretativos que deja la restricción de que cada grupo de usuarios paguen los costos que ocasionan, y las diferencias con el esquema de subsidios cruzados.

Para la aplicación del concepto de "Stand Alone Cost" se fundamentará la relación entre el costo de una línea dedicada y el costo medio del servicio de distribución, siendo que el costo de la línea dedicada es dependiente de la ubicación física del cliente.

En la alternativa de proponer esquemas basados en la disposición al pago diferenciada de grupos de clientes, se analizarán procedimientos que permitan capturar los



excedentes teóricos del consumidor. Se incluirán y explicarán experiencias internacionales y se justificará su aplicación en el caso local.

8. ESTUDIO DE VIABILIDAD DE LA PROPUESTA

Una vez conformada la propuesta, las Distribuidoras demostrarán que su aplicación conduce a valores de costos razonables para los usuarios del servicio al tiempo que le brinda a la actividad prestada por las Distribuidoras una sustentabilidad en período en que se practique su aplicación.

Para ello se calculará y proyectará el resultado económico y financiero de cada uno de los concesionarios que resulte de la aplicación del cuadro tarifario que surja a partir de los Costos de Distribución propuestos en la gestión real proyectada.

Se simulará en los cinco años del período tarifario los ingresos proyectados, aplicando los pronósticos del mercado determinados en el estudio de la demanda y el cuadro tarifario que surja a partir de los Costos de Distribución propuestos. Se incluirán los costos operativos reales y su perspectiva de evolución, las inversiones, los servicios financieros, y los excedentes a constituirse en dividendos para los inversores. Deberá demostrarse que las utilidades obtenibles son razonables y comparables con actividades de riesgo similar, que la aplicación de un Cuadro Tarifario a partir de la propuesta de nuevos Costos de Distribución genera recursos suficientes para atender los gastos prudentes y eficientes y las inversiones que permitan asegurar el suministro del servicio eléctrico con la calidad adecuada.

9. PROCEDIMIENTOS DE AJUSTE DE LOS COSTOS DE DISTRIBUCIÓN

Las Distribuidoras propondrán una mecánica de recálculo de los costos de distribución a los efectos de darle previsibilidad al costo del servicio eléctrico, disminuyendo los riesgos a los que se expone la gestión.

Dicha mecánica se aplicará sólo si las condiciones de contexto se modifican de tal manera que hagan necesaria la revisión los mismos.

Los únicos causales de revisión serán las siguientes:

- Variaciones significativas de los precios internos, minoristas y mayoristas, que produzcan variaciones en los costos que excedan a la capacidad de gestión de la empresa.
- Ajustes de los costos por incrementos en la eficiencia en la gestión de las concesiones (eventuales), y por crecimiento y concentración del mercado. Las disminuciones en los costos por mejoras en la gestión serán valores predeterminados (por ejemplo, xx% de disminución por año), y las disminuciones por concentración de mercado podrán plantearse como resultado de la aplicación de un polinomio que incluyan las variaciones reales de las ventas de la empresa en el año y sus respectivas compras al MEM.