

TRÁMITE: Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores.

SÍNTESIS RESOLUTIVA: Aprobar la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución y Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores.

VISTOS:

La necesidad de aprobar la Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores para Empresas con Contratos de Adecuación, Registros y otros Sistemas Aislados y Menores, los antecedentes normativos, el estudio de consultoría realizado y todo lo demás que ver convino, y:

CONSIDERANDO: (Antecedentes)

Que la regulación de precios máximos de distribución en los sistemas menores del SIN y de los precios de generación y distribución en los sistemas aislados, no cuenta con una metodología para su establecimiento.

Que las empresas y cooperativas con contrato de adecuación, registros y otros sistemas menores no cuentan con una metodología específica para el cálculo de precios y tarifas y por tanto la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, suscribió el contrato de consultoría N° C-025/09 de 30 de septiembre de 2009, para la elaboración de una metodología de cálculo de precios de generación y precios máximos de distribución en sistemas aislados y menores con contratos de adecuación, registros y otros sistemas aislados.

CONSIDERANDO: (Fundamentación legal)

Que el Artículo 1° de la Ley N° 1604 de 21 de diciembre de 1994, establece que están sometidas a la Ley todas las personas individuales y colectivas dedicadas a la industria eléctrica, cualesquiera sea su forma y lugar de constitución. Esta Ley norma las actividades de la industria eléctrica y establece los principios para la fijación de precios y tarifas de electricidad en todo el territorio nacional.

Que el Reglamento de Precios y Tarifas (RPT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 26094 de 2 de marzo de 2001 concordante con lo señalado en el Artículo 45 de la Ley de Electricidad, dispone que están sujetos a la regulación, entre otros, los precios máximos de los suministros a los Consumidores Regulados en el Sistema Interconectado Nacional y todos los precios de suministro de electricidad en los sistemas aislados.





**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
C O N T R O L A D O R E S G E N E R A L E S

RESOLUCIÓN AE N° 64/2010
La Paz, 3 de marzo de 2010

Que el Artículo 61 del RPT, establece que en sistemas aislados, los precios de la electricidad se establecerán siguiendo los lineamientos de ese reglamento, facultando a la ex - Superintendencia de Electricidad a emitir Resolución para establecer los procedimientos que considere necesarios para el mejor desarrollo de las actividades de la Industria Eléctrica en el Sistema Aislado.

Que en este mismo sentido los Artículos 62 y 63 del RPT disponen que los precios máximos de la electricidad para el suministro a los consumidores regulados en los sistemas no integrados e integrados verticalmente, se determinan al aplicar las estipulaciones del Capítulo IV del RPT, facultando a la ex - Superintendencia de Electricidad a emitir, mediante Resolución, las adecuaciones que correspondieran para extender la cobertura de los diferentes parámetros del cálculo tarifario de la actividad de distribución, a las actividades de generación y transmisión que correspondan.

CONSIDERANDO: (Análisis)

Que debido a que las empresas y cooperativas con contratos de adecuación, registro y otros sistemas menores y aislados no cuentan con una metodología específica para el cálculo de precios y tarifas, la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad - AE, ha visto por conveniente proceder a elaborar una metodología que establezca el procedimiento para el cálculo y la aprobación de precios y tarifas en esos sistemas.

Que como resultado de la contratación del servicio de Consultoría con contrato C_025/09 se ha obtenido la metodología de cálculo de precios de generación y precios máximos, cuyo contenido fue validado por la contraparte designada, mediante Informe AE DSA N° 003/2010 de 4 de enero de 2010, la cual debe ser aprobada mediante Resolución a fin de que sea aplicada a los procesos de cálculo y aprobación de precios y tarifas de las empresas y cooperativas con contratos de adecuación, registro y otros sistemas menores y aislados.

CONSIDERANDO: (Competencias y atribuciones de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad)

Que el Artículo 138 del Decreto Supremo N° 29894 dispuso, entre otros, la extinción de la Superintendencia de Electricidad, en el plazo de sesenta (60) días y estableció que las competencias y atribuciones de la misma serían asumidas por los Ministerios correspondientes o por una nueva entidad a crearse por norma expresa. En tal sentido, se aprobó el Decreto Supremo N° 0071 de 9 de abril de 2009, el cual, en el Artículo 3° determina la creación de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), estableciendo que las atribuciones, competencias, derechos y obligaciones de las ex Superintendencias Sectoriales serán asumidas por las Autoridades de Fiscalización y Control Social en lo que no contravenga a lo dispuesto por la Constitución Política del Estado;

Que en tal sentido, corresponde que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, asuma la competencia de la ex Superintendencia de Electricidad para la aprobación de la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores, siendo que las disposiciones aplicables no contravienen lo dispuesto por la Constitución Política del Estado.

Resolución AE N° 064/2010, 2/3



POR TANTO:

El Director Ejecutivo de la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, en atención a las consideraciones del Informe AE DSA N° 003/2010 de 4 de enero de 2010, en uso de sus facultades y atribuciones conferidas por la Ley de Electricidad, el RPT y demás disposiciones legales vigentes,

RESUELVE:

PRIMERO. Aprobar la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución, Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores, cuyo texto forma parte integrante, como anexo, de la presente Resolución.

SEGUNDO. Disponer la aplicación de la Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución, Tarifas en Sistemas Aislados y Menores con Contratos de Adecuación, Registro y Otros Sistemas Aislados y Menores a partir del 1 de abril de 2010.

TERCERO. Se dispone la publicación de la presente Resolución por una vez en un periódico de circulación nacional.

Regístrese, comuníquese y archívese.



Nelson Caballero Vargas
DIRECTOR EJECUTIVO

Es conforme:



María del Carmen Choque
**DIRECTORA DE PRECIOS,
TARIFAS E INVERSIONES a.i.**



Luis Adolfo Ormachea M.
DIRECTOR LEGAL a.i.





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
L I C E N C I A D O S P A R A T O D O S

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010
La Paz, 3 de marzo de 2010

Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores

1. ASPECTOS GENERALES

1.1 Objeto

La Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores, en adelante "La Metodología" tiene por objeto establecer el proceso para la realización de los estudios tarifarios y en la aprobación de los precios y tarifas de suministro de electricidad, correspondientes a dichos sistemas.

1.2 Alcance

La Metodología para el Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores comprende los procesos y procedimientos correspondientes a:

- a) Cálculo de Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores
- b) Cálculo de Precios de Generación en Sistemas Aislados no Integrados Verticalmente
- c) Cálculo de Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados Integrados Verticalmente
- d) Aprobación de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores

1.3 Ámbito de Aplicación

La Metodología aplica a empresas que operan en sistemas aislados y sistemas menores de distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con base en registros o contratos de adecuación emitidos por el Regulador y que no cuentan con concesión o licencia. Se circunscribe a la determinación y aprobación de:

- a) Precios máximos de distribución para sistemas menores del SIN y sistemas aislados con hasta 20.000 consumidores.
- b) Precios de generación en sistemas aislados no integrados verticalmente donde la actividad de generación es realizada por un solo operador con capacidad efectiva de generación de hasta 10.000 kW; y
- c) Precios máximos de distribución para sistemas aislados integrados verticalmente con hasta 20.000 consumidores.

1.4 Marco Legal

La Metodología se enmarca en las disposiciones relativas a la determinación y aprobación de precios de distribución y precios en sistemas aislados, contenidas en el Capítulo IV de la Ley de Electricidad N° 1604 de 21 de diciembre de 1994 y el Capítulo IV del Reglamento de Precios y Tarifas, aprobado con D.S. N° 26094 de 2 de marzo de 2001.



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 1 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

¡ UN PAGO PARA TODOS !

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

1.5 Modelo Tarifario

La Metodología se sustenta en el modelo tarifario de "costo medio optimizado", por el cual los precios deben ser determinados de manera tal que los ingresos que resulten de su aplicación a los consumos de electricidad, sean los requeridos para cubrir los costos de suministro optimizados, más una utilidad, resultante de la aplicación de la tasa de retorno regulada sobre el patrimonio del operador.

2. CÁLCULO DE PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS Y MENORES

La determinación de los Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores se realizará con base en los valores promedio, representativos de los valores proyectados para un periodo de cuatro años, de activos, pasivos, costos e ingresos, determinados con base en la información contable, técnica y operativa real del operador, aplicando los criterios y modelos de cálculo que se describen más adelante, para obtener como resultado las tarifas por categoría de consumidor y las fórmulas de indexación, para su aprobación por el Regulador y su aplicación por un periodo de cuatro años.

2.1 Información de Respaldo

La determinación de los Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores se sustentará con la información, que debe ser elaborada y mantenida por el operador en cumplimiento de las normas operativas, procedimientos e instructivos del Regulador y otras disposiciones legales aplicables, correspondiente a los tres últimos años anteriores al de realización del estudio tarifario, establecida en los documentos siguientes:

- Estados Financieros elaborados por la empresa y auditados.
- Bases de datos de registros contables correspondientes a las cuentas de estado de situación y estado de resultados según la clasificación del Sistema Uniforme de Cuentas (SUC) aprobado por el Regulador
- Formularios de información (ISE) con información operativa mensual
- Formulario de Registro ISER 001
- Bases de Datos de facturación mensual
- Estructura Tarifaria vigente
- Precios de compra de energía y potencia
- Tasas de depreciación establecidas por el Regulador
- Condiciones de préstamos contratados por el operador para la adquisición de bienes para la prestación del servicio
- Información estadística demográfica y económica de la zona de operación
- Estadística de diez años de número de consumidores, ventas de electricidad e ingresos por ventas de electricidad, balance de energía y demanda máxima
- Descripción del sistema de distribución, características de las instalaciones, instalaciones incorporadas por año, diagramas unifilares y de disposición general.
- Plan de expansión y programa de inversión programado y ejecutado en los últimos cuatro años.



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 2 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



2.2 Año Base del Estudio y Periodo de Proyección

El año base será el año anterior al de la realización del estudio, las proyecciones se realizarán por 5 años y los valores promedio de los parámetros para el cálculo de los precios, corresponderán a los cuatro últimos años de la proyección.

2.3 Proyección de la Demanda

La proyección de la demanda se realizará para el periodo de 5 años posteriores al año base, desagregada por tipo de consumidor y comprenderá el número de consumidores, el consumo de energía, el consumo promedio de energía y, si corresponde, la demanda de potencia. Incluirá un análisis de la demanda histórica y de los factores demográficos y económicos relevantes.

La determinación de los valores proyectados será realizada mediante modelos econométricos que relacionen la demanda de electricidad y/o el número de consumidores con indicadores económicos y demográficos relevantes, modelos de correlación con el tiempo u otros a ser definidos en función de la información disponible. Para la demanda de la categoría residencial se considerarán los objetivos de cobertura del servicio que serán definidos entre el operador y el Regulador.

Con base en las proyecciones de consumo se determinarán las proyecciones de balance de energía que incluirá las compras, el consumo propio, las pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas y el consumo de los consumidores. Se proyectará también la demanda máxima del sistema y la demanda de punta cuando corresponda.

2.4 Activo Fijo, Depreciación Acumulada y Cuota de Depreciación y Amortización

El activo fijo comprende las inversiones en operación realizadas por el operador, en activos tangibles e intangibles necesarios para la prestación del servicio.

Los valores de activo fijo y depreciación acumulada al inicio del periodo de proyección, se determinarán con los valores registrados en los estados financieros del operador, al cierre de la gestión correspondiente al año base, ajustados eliminando el efecto de revalorizaciones técnicas y retirando los montos de aportes de terceros correspondientes a activos no redituables y no reembolsables.

Los valores finales de activo fijo y depreciación acumulada de cada gestión, se calcularán sumando a los valores iniciales, los valores correspondientes a las nuevas inversiones que entran en operación en la gestión, determinados con los montos definidos en el programa de inversiones para el periodo de proyección y se restarán los montos correspondientes a los activos fijos retirados del servicio.

Para cada año del periodo de proyección, se determinará el valor del activo fijo neto, restando del valor promedio de los valores inicial y final del activo fijo, el valor final de la depreciación acumulada.

La cuota de depreciación y amortización de cada gestión, se calculará aplicando a los valores de activos fijos las tasas de depreciación y amortización anual determinadas por el

Anexo Resolución AE N° 064/2010, 3 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores





**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

U N I V E R S I D A D P A R A F O R M A R

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

Regulador. La cuota anual de depreciación y amortización será igual a la depreciación anual de los activos fijos existentes, excluyendo los correspondientes a aportes no reembolsables e incluyendo los correspondientes a aportes no redituables, más la mitad de la depreciación anual de las adiciones y retiros del año.

Los valores de activo fijo, depreciación acumulada, activo fijo neto y cuota de depreciación y amortización, serán expresados a precios de diciembre del año base.

2.5 Plan de Expansión y Programa de Inversiones

El Plan de Expansión de las instalaciones de distribución y propiedad general y el Programa de Inversiones correspondiente, serán determinados para el periodo de proyección de cinco años posteriores al año base.

las obras incluidas en el Plan de Expansión, correspondientes a las instalaciones de distribución, serán debidamente justificadas y clasificadas según el objeto, diferenciando las instalaciones para la ampliación del sistema, las requeridas para el mejoramiento de la calidad del servicio, las previstas para el reemplazo de instalaciones a ser retiradas y las destinadas a la reducción de pérdidas. Incluirá también las acometidas y medidores, nuevos y de reemplazo, de consumidores residenciales menores.

Para las obras e instalaciones del Plan de Expansión, se elaborarán presupuestos de inversión con base en costos unitarios; los montos de inversión resultantes se incluirán con montos anuales en el programa de Inversión del periodo de proyección, los montos de inversión anuales serán además presentados en formato desagregado según las cuentas de activos del SUC.

Los montos de las inversiones serán expresados a precios de diciembre del año base

2.6 Pasivos de Largo Plazo, Cuotas de Amortización y Costos Financieros

El valor de los pasivos de largo plazo se determinará con los valores de saldo de la deuda a largo plazo, contraída por el operador antes del inicio del periodo de proyección, para el financiamiento de bienes requeridos para la prestación del servicio. Para su utilización en la determinación del patrimonio, el valor del pasivo de largo plazo de cada gestión del periodo de proyección, será igual al promedio de los saldos de la deuda al inicio y al final de cada año.

Las cuotas de amortización para cada crédito serán las establecidas en el respectivo cuadro de amortización, elaborado con base en sus características y condiciones.

Los costos financieros serán los intereses y otros gastos financieros correspondientes a los créditos considerados en el pasivo de largo plazo, ajustados aplicando las limitaciones que disponga el Regulador.





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

EL SECTOR PARA TODOS

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010
La Paz, 3 de marzo de 2010

2.7 Patrimonio Base y Proyectado

El Patrimonio para el año base y para los años del periodo de proyección se calculará como el valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo.

El capital de trabajo neto corresponde a un doceavo del valor de los ingresos previstos y se calculará en forma conjunta con el Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido.

2.8 Costos de Suministro

Los costos de suministro comprenden: compras de electricidad, costos de consumidores, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación y amortización de activos, impuestos, tasas, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro

Los costos de suministro para los años del periodo de proyección, se calcularán con los criterios que se indican en los puntos siguientes, y serán expresados a precios de diciembre del año base.

2.9 Costos de Compra de Electricidad

Los costos proyectados de compra de electricidad, se determinarán aplicando a los valores proyectados de demanda de energía y potencia en los puntos de suministro, los precios de energía y potencia, vigentes al mes de diciembre del año base.

2.10 Costos de Consumidores

Los costos de consumidores comprenden, mano de obra, materiales, combustibles y otros costos de las actividades de: supervisión medición, facturación, cobranza, registro de clientes y otros relacionados con la comercialización de electricidad incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas

La proyección de los costos de consumidores se realizará considerando el valor del costo de consumidores base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado excluyendo los costos no reconocidos; y el valor del número de consumidores base, que será el valor promedio de los últimos tres años de las cantidades de consumidores atendidos por el operador.

Los valores proyectados de los costos de consumidores se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$CC_i = CC_b * (NC_i/NC_b)$$

Donde:

CC_i = Costo de Consumidores en el año i

CC_b = Costo de Consumidores base

NC_i = Número de consumidores en el año i

NC_b = Número de consumidores base



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 5 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
J U Z P A R A T O D O S

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010
La Paz, 3 de marzo de 2010

2.11 Costos de Operación y Mantenimiento

Los Costos de Operación, comprenden, mano de obra, materiales, combustibles y otros costos de las actividades de: supervisión, ingeniería de operación, despacho de carga, operación de instalaciones, alquiler de instalaciones y otros varios, relacionados con la operación de las instalaciones de distribución. Los costos de mantenimiento, comprenden, mano de obra, materiales, combustibles y otros costos de las actividades de: supervisión, ingeniería de mantenimiento, mantenimiento de equipos, instalaciones, estructuras, edificios y otros varios, relacionados con el mantenimiento de las instalaciones de distribución, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.

La proyección de los costos de operación y mantenimiento, se realizará considerando el valor del costo de operación y mantenimiento base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado excluyendo los costos no reconocidos; y el valor de la demanda máxima, que será el valor promedio de los últimos tres años de la demanda máxima de potencia del sistema.

Los valores proyectados de los costos de operación y mantenimiento se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$COM_i = COM_b * (L_i/L_b)$$

Donde:

COM_i = Costo de Operación y Mantenimiento en el año i

COM_b = Costo de Operación y Mantenimiento base

D_i = Demanda máxima el año i

D_b = Demanda máxima base

2.12 Costos Administrativos y Generales

Los costos administrativos y generales, comprenden sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios y cargas sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, impuestos a la propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración de la empresa, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.

La proyección de los costos administrativos y generales se realizará considerando el valor de los costos administrativos y generales base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado excluyendo los costos no reconocidos; y el valor de la demanda máxima, que será el valor promedio de los últimos tres años de la demanda máxima de potencia del sistema.



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 6 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

1 1 1 2 V A R A T I L L O S

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

Los valores proyectados de los costos administrativos y generales se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$CAG_i = CAG_b * (D_i/D_b)$$

Donde:

CAG_i = Costos Administrativos y Generales en el año i

CAG_b = Costo Administrativos y Generales base

D_i = Demanda máxima el año i

D_b = Demanda máxima base

2.13 Cuota Anual de Depreciación y Amortización

Se aplicará la Cuota Anual de Depreciación y Amortización determinada en el punto de activo y depreciación acumulada

2.14 Gastos Financieros

Se aplicarán los Gastos Financieros determinados en el punto de pasivo de largo plazo

2.15 Impuestos y Tasas

Los impuestos y tasas a considerar, serán aquellos que conforme a ley graven a la actividad del operador; comprenden el Impuesto a las Transacciones y la Tasa de Regulación, que se determinarán como porcentajes del ingreso Requerido.

2.16 Ingresos por Ventas de Electricidad

Los ingresos por ventas de electricidad para los años de proyección, se determinarán aplicando a las cantidades proyectadas de energía por bloques de consumo y a las cantidades de potencia facturada, las tarifas por categoría vigentes en el mes de diciembre del año base.

2.17 Otros Ingresos

Los otros ingresos comprenden servicios de conexión y reconexión, transporte de electricidad, alquileres de inmuebles, equipos, servicios a terceros, ganancias por ventas de activos y aquellos que por cualquier otro concepto obtenga el operador de los bienes y recursos asociados al servicio.

La proyección de los otros ingresos se realizará considerando el valor de los otros ingresos base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado excluyendo los otros ingresos que no corresponden; y el valor de la demanda máxima, que será el valor promedio de los últimos tres años de la demanda máxima de potencia del sistema.



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 7 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores

Los valores proyectados de los otros ingresos se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$OI_i = OI_b * (D_i/D_b)$$

Donde:

- OI_i = Otros Ingresos en el año i
- OI_b = Otros Ingresos base
- D_i = Demanda máxima el año i
- D_b = Demanda máxima base

2.18 Tasa de Retorno sobre el Patrimonio para el Cálculo de la Utilidad

La tasa de retorno sobre el patrimonio será como máximo, la tasa de retorno vigente, definida por el Regulador para las empresas Distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional; sin embargo el Regulador y el operador, podrán convenir la aplicación de una tasa de retorno inferior.

2.19 Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido

Se calculará el Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido como la suma de los costos de suministro más la utilidad sobre el patrimonio, determinada con la tasa de retorno definida por el Regulador, menos los Otros Ingresos

El Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido se calculará mediante la resolución del sistema de ecuaciones correspondientes a los conceptos siguientes:

- Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido igual a costos de suministro más utilidad sobre el patrimonio, menos Otros Ingresos.
- Capital de Trabajo neto igual a un doceavo de los ingresos anuales previstos.
- Patrimonio igual al activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el pasivo de largo plazo
- Utilidad igual a la tasa de retorno por el Patrimonio.
- Impuestos y tasas igual a un porcentaje del ingreso Requerido

2.20 Tarifa Media Requerida y Variación de Tarifas Requerida

La Tarifa Media Requerida se determinará como el valor promedio, de los últimos cuatro años del periodo de proyección, del Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido, dividido entre el valor promedio de las ventas de energía.

La Tarifa Media Actual se determinará como el valor promedio, de los últimos cuatro años del periodo de proyección, del Ingreso por Ventas de Electricidad con tarifas vigentes dividido entre el valor promedio de las ventas de energía.

La Variación de Tarifas Requerida se determinará calculando la Tarifa Media Requerida menos la Tarifa Media Actual, dividida entre la Tarifa Media Actual



2.21 Estructura Tarifaria

La Estructura tarifaria estará conformada por las tarifas correspondientes a las categorías de consumidores siguientes:

- a) Residencial:** Corresponde a los consumos domésticos de casas y departamentos destinados a viviendas, incluyendo consumos de pequeños negocios integrados con la vivienda.
- b) General:** Corresponde a los consumos de establecimientos comerciales, hoteles y restaurantes, establecimientos de intermediación financiera, organismos públicos y de defensa, organizaciones empresariales, organizaciones sociales, organizaciones sin fines de lucro, instituciones de salud, instituciones educativas, instituciones religiosas y otras similares, incluidas en las categorías E a Q de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme de las Naciones Unidas (CIIU – Revisión 3).
- c) Industrial:** Corresponde a los consumos de establecimientos industriales en general clasificados en la categoría D de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme de las Naciones Unidas (CIIU – Revisión 3).
- d) Alumbrado público:** Corresponde a los consumos de artefactos y equipos de iluminación y señalización pública, en calles, avenidas, plazas, parques, monumentos y otros similares dependientes de los municipios.
- e) Especiales:** Corresponde a los consumos de actividades que por sus características particulares no pueden ser clasificados en las categorías anteriores.

En caso necesario, las categorías indicadas podrán ser subdivididas considerando la magnitud de los consumos.

Las tarifas estarán compuestas por algunos de los cargos siguientes: a) Cargo mínimo con derecho al consumo de una cantidad de energía, b) cargo por energía, c) cargo por potencia.

Las tarifas medias de las categorías de consumidores no deben diferir en más del 10% de la tarifa media del sistema.

La Estructura Tarifaria considerará incentivos en las tarifas, aplicables a los pequeños consumos domiciliarios, que serán compensados en las tarifas aplicables a los otros consumidores





**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
LUZ PARA TODOS

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

2.22 Fórmula de Indexación

La Estructura Tarifaria será complementada con la Fórmula de Indexación, para la determinación de los cargos tarifarios aplicables a la facturación de los consumos mensuales, que se presenta a continuación:

$$Ct = Ct_0 \cdot [a \cdot TPC/TPC_0 + (1 - a) \cdot FIOC]$$

$$FIOC = (b \cdot IPC/IPC_0 + c \cdot PD/PD_0 - p_1 \cdot n \cdot X_{com} - p_2 \cdot n \cdot X_{cag} - p_3 \cdot n \cdot X_{cc} + p_4 \cdot ZI + p_5 \cdot ZT)$$

Donde:

- Ct = Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación.
- Ct₀ = Cargo tarifario en bolivianos aprobado.
- TPC = Tarifa promedio de compra de electricidad del mes de facturación, determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos indexados al mes de facturación.
- TPC₀ = Tarifa promedio de compra de electricidad base determinada con las cantidades promedio de compra de energía y potencia del estudio tarifario y los precios de compra en bolivianos correspondientes al mes base.
- FIOC = Factor de indexación de otros costos
- IPC = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
- IPC₀ = Índice de precios al consumidor base.
- PD = Precio del dólar
- PD₀ = Precio base del dólar
- X_{com} = Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento.
- X_{cag} = Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales.
- X_{cc} = Índice de disminución mensual de los costos de consumidores.
- ZI = Índice de variación de los impuestos directos
- ZT = Índice de variación de las tasas
- a = Proporción del costo de compra de electricidad respecto al ingreso requerido por ventas de electricidad, determinado con los valores promedio del estudio tarifario
- b = Proporción de los otros costos en Moneda Nacional.
- c = Proporción de los otros costos en Dólares Estadounidenses.
- p₁ = Participación de los costos de operación y mantenimiento en los otros costos.
- p₂ = Participación de los costos administrativos y generales en los otros costos.
- p₃ = Participación de los costos de consumidores en los otros costos.
- p₄ = Participación de los impuestos directos en los otros costos.
- p₅ = Participación de las tasas en los otros costos.
- n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

2.23 Ingresos por Ventas de Electricidad con Tarifas Propuestas

Se determinarán los ingresos por ventas de electricidad para los años de proyección, aplicando a las cantidades proyectadas de energía por bloques de consumo y a las cantidades de potencia facturada, las tarifas por categoría propuestas en la Estructura

Anexo Resolución AE N° 064/2010, 10 de 26

Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



Tarifaria, verificando que reproducen el valor del Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido para el periodo tarifario.

2.24 Cargos de Conexión y Reconexión

Los cargos por conexión y reconexión, para cada categoría de consumidor, se calcularán como el costo de materiales fungibles, mano de obra, uso de equipo y transporte y otros necesarios para conectar o reconectar a un consumidor típico a la red de Distribución

2.25 Depósitos de Garantía

El depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, se calculará como el monto equivalente a un tercio de la factura mensual promedio de un consumidor típico de su misma categoría.

3. CÁLCULO DE PRECIOS DE GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS

La determinación de los Precios de Generación en Sistemas Aislados, se realizará con base en los valores promedio, representativos de los valores proyectados para un periodo de cuatro años, de activos, pasivos, costos e ingresos, determinados con base en la información contable, técnica y operativa real del operador, aplicando los criterios y modelos de cálculo que se describen más adelante, para obtener como resultado los precios de energía y potencia y las fórmulas de indexación, para su aprobación por el Regulador y su aplicación por un periodo de cuatro años.

3.1 Información de Respaldo

La determinación de los Precios de Generación en Sistemas Aislados se sustentará con la información, que debe ser elaborada y mantenida por el operador en cumplimiento de las normas operativas, procedimientos e instructivos del Regulador y otras disposiciones legales aplicables, correspondiente a los tres últimos años anteriores al de realización del estudio tarifario, establecida en los documentos siguientes:

- Estados Financieros elaborados por la empresa y auditados
- Bases de datos de registros contables correspondientes a las cuentas de estado de situación y estado de resultados según la clasificación del SUC
- Formularios de información (ISE) con información operativa mensual
- Precios de energía y potencia vigentes
- Tasas de depreciación establecidas por el Regulador
- Condiciones de préstamos contratados por el operador para la adquisición de bienes para la prestación del servicio
- Proyecciones de demanda
- Estadística de diez años de ventas de electricidad e ingresos por ventas de electricidad, balance de energía y demanda máxima
- Descripción del sistema de generación, características de las instalaciones, Instalaciones incorporadas por año, diagramas unifilares y de disposición general



3.2 Año Base del Estudio y Periodo de Proyección

El año base será el año anterior al de la realización del estudio, las proyecciones se realizarán por 5 años y los valores promedio de los parámetros para el cálculo de los precios, corresponderán a los cuatro últimos años de la proyección.

3.3 Proyección de la Demanda

La proyección de la demanda se realizará para el periodo de 5 años posteriores al año base, comprenderá el balance de energía, incluyendo las ventas, las pérdidas, el consumo propio y la energía generada; y el balance de potencia incluyendo la demanda de los consumidores, las pérdidas, la demanda propia, la demanda en bornes del generador, la capacidad efectiva de las unidades generadoras y la potencia de reserva.

3.4 Activo Fijo, Depreciación Acumulada y Cuota de Depreciación y Amortización

El activo fijo comprende las inversiones en operación realizadas por el operador, en activos tangibles e intangibles necesarios para la prestación del servicio.

Los valores de activo fijo y depreciación acumulada al inicio del periodo de proyección, se determinarán con los valores registrados en los estados financieros del operador al cierre de la gestión correspondiente al año base, ajustados eliminando el efecto de revalorizaciones técnicas y retirando los montos de aportes de terceros correspondientes a activos no redituables y no reembolsables.

Los valores finales de activo fijo y depreciación acumulada de cada gestión, se calcularán sumando a los valores iniciales, los valores correspondientes a las nuevas inversiones que entran en operación en la gestión, determinados con los montos definidos en el programa de inversiones para el periodo de proyección y se restarán los montos correspondientes a los activos fijos retirados del servicio.

Para cada año del periodo de proyección, se determinará el valor del activo fijo neto, restando del valor del activo fijo, promedio de los valores inicial y final, el valor final de la depreciación acumulada.

La cuota de depreciación y amortización de cada gestión, se calculará aplicando a los valores de activos fijos, las tasas de depreciación y amortización anual determinadas por el Regulador. La cuota anual de depreciación y amortización será igual a la depreciación anual de los activos fijos existentes, más la mitad de la depreciación anual de las adiciones y retiros del año.

Los valores de activo fijo, depreciación acumulada, activo fijo neto y cuota de depreciación y amortización, serán expresados a precios de diciembre del año base.

3.5 Plan de Expansión y Programa de Inversiones

El Plan de Expansión de las instalaciones de generación y propiedad general y el correspondiente Programa de Inversiones serán determinados para el periodo de proyección

Anexo Resolución AE N° 064/2010, 12 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores





**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

de cinco años posteriores al año base. Las obras e instalaciones incluidas en el Plan de Expansión, serán las requeridas para cubrir la demanda y mantener la reserva necesaria para un suministro continuo y confiable, debidamente justificadas.

Para las obras e instalaciones del Plan de Expansión, se elaborarán presupuestos de inversión con base en costos unitarios; los montos de inversión resultantes se incluirán con montos anuales en el programa de Inversión del periodo de proyección, los montos de inversión anuales serán además presentados en formato desagregado según las cuentas de activos del SUC. Los montos de inversiones serán expresados a precios de diciembre del año base.

3.6 Pasivos de Largo Plazo, Cuotas de Amortización y Costos Financieros

El valor de los pasivos de largo plazo se determinará con los valores de saldo de la deuda a largo plazo contraída por el operador, antes del inicio del periodo de proyección, para el financiamiento de bienes requeridos para la prestación del servicio. Para su utilización en la determinación del patrimonio, el valor del pasivo de largo plazo de cada gestión del periodo de proyección, será igual al promedio de los saldos de la deuda al inicio y al final de cada año.

Las cuotas de amortización para cada crédito serán las establecidas en el respectivo cuadro de amortización elaborado con base en sus características y condiciones.

Los costos financieros serán los intereses y otros gastos financieros correspondientes a los créditos considerados en el pasivo de largo plazo, ajustados aplicando las limitaciones que disponga el Regulador.

3.7 Patrimonio Base y proyectado

El Patrimonio para el año base y para los años del periodo de proyección se calculará como el valor del activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el valor del pasivo de largo plazo.

El capital de trabajo neto corresponde a un doceavo del valor de los ingresos previstos y se calcula en forma conjunta con el ingreso requerido.

3.8 Costos de Suministro en Generación

Los costos de suministro comprenden: costos de combustibles, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación y amortización, gastos financieros impuestos, tasas y otros costos que tengan relación con el suministro.

Los costos de suministro para los años del periodo de proyección se calcularán con los criterios que se indican en los puntos siguientes, y serán expresados a precios de diciembre del año base.



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 13 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores

3.9 Costos de Combustibles

Los costos proyectados de combustibles, se determinarán aplicando a las cantidades proyectadas de consumo de combustible, los precios de los respectivos combustibles vigentes en el mes de diciembre del año base. Los costos de combustible incluirán los costos de su transporte cuando corresponda.

Las cantidades de combustible se establecerán con base en un análisis de despacho económico de carga que optimice el consumo de combustible. El regulador podrá disponer la aplicación de límites al consumo específico de combustible, cuando sea necesario para mejorar la eficiencia operativa de la generación.

3.10 Costos de Operación y Mantenimiento

Los Costos de Operación, comprenden los siguientes conceptos: supervisión e ingeniería de operación, operación de equipo eléctrico, despacho de carga, alquileres, lubricantes, costo de agua, gastos hidráulicos y otros varios relacionados con la operación de la generación. Los costos de mantenimiento, comprenden supervisión e ingeniería de mantenimiento, mantenimiento de equipos, edificios, estructuras, obras de infraestructura y otros relacionados con el mantenimiento de generación, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.

La proyección de los costos de operación y mantenimiento se realizará considerando el valor del costo de operación y mantenimiento base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado excluyendo los costos no reconocidos; y el valor de la capacidad de generación efectiva base, que será el promedio de los últimos tres años de la capacidad de generación efectiva de las unidades generadoras

Los valores proyectados de los costos de operación y mantenimiento se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$COMG_i = COMG_b * (CGE/CEG_b)$$

Donde:

$COMG_i$ = Costo de Operación y Mantenimiento en el año i
 $COMG_b$ = Costo de Operación y Mantenimiento base
 CGE_i = Capacidad de Generación Efectiva en el año i
 CEG_b = Capacidad de Generación Efectiva base

3.11 Costos Administrativos y Generales

Los costos administrativos y generales, comprenden sueldos administrativos y generales incluyendo beneficios y cargas sociales, materiales, gastos de oficina, servicios externos contratados, seguros de propiedad, impuestos a la propiedad, alquileres, gastos de regulación y fiscalización, mantenimiento de propiedad general y otros relacionados con la administración de la empresa, incluidos en el Sistema Uniforme de Cuentas.





Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
JUSTICIA PARA TODOS

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

La proyección de los costos administrativos y generales se realizará considerando el valor de los costos administrativos y generales base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre del año base, optimizado excluyendo los costos no reconocidos; y el valor de la capacidad de generación efectiva base.

Los valores proyectados de los costos administrativos y generales se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$CAG_i = CAG_b * (CGE_i/CGE_b)$$

Donde:

CAG_i = Costos Administrativos y Generales en el año i
 CAG_b = Costo Administrativos y Generales base
 CGE_i = Capacidad de Generación Efectiva en el año i
 CGE_b = Capacidad de Generación Efectiva base

3.12 Cuota Anual de Depreciación y Amortización

Se aplicará la Cuota Anual de Depreciación y Amortización determinada en el punto de activo y depreciación acumulada

3.13 Gastos Financieros

Se aplicarán los Gastos Financieros determinados en el punto de pasivo de largo plazo

3.14 Impuestos y Tasas

Los impuestos y tasas a considerar, serán aquellos que conforme a ley graven a la actividad del operador; comprenden el Impuesto a las Transacciones y la Tasa de Regulación, que se determinarán como porcentajes del ingreso Requerido.

3.15 Ingresos por Ventas de Electricidad

Los ingresos por ventas de electricidad para los años de proyección, se determinarán aplicando a las cantidades proyectadas de ventas de energía y potencia, las tarifas por categoría vigentes en el mes de diciembre del año base.

3.16 Otros Ingresos

Los otros ingresos comprenden alquileres de inmuebles, equipos, servicios a terceros, ganancias por ventas de activos y aquellos que por cualquier otro concepto obtenga el operador de los bienes y recursos asociados al servicio.

La proyección de los otros ingresos se realizará considerando el valor de los otros ingresos base, que será el valor promedio de los últimos tres años, expresado a precios de diciembre



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 15 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

del año base, optimizado excluyendo los otros ingresos que no corresponden; y el valor de la capacidad de generación efectiva base.

Los valores proyectados de los otros ingresos se calcularán, aplicando la fórmula siguiente:

$$OI_i = OI_b * (CGE_i / CGE_b)$$

Donde:

- OI_i = Otros Ingresos en el año i
- OI_b = Otros Ingresos base
- CGE_i = Capacidad de Generación Efectiva en el año i
- CGE_b = Capacidad de Generación Efectiva base

3.17 Tasa de Retorno sobre el Patrimonio para el Cálculo de la Utilidad

La tasa de retorno sobre el patrimonio será como máximo la tasa de retorno vigente, definida por el Regulador para las empresas Distribuidoras del Sistema Interconectado Nacional, sin embargo el Regulador y el operador, podrán convenir la aplicación de una tasa de retorno inferior.

3.18 Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido

Se calculará el Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido como la suma de los costos de suministro más la utilidad sobre el patrimonio, determinada con la tasa de retorno definida por el Regulador, menos los Otros Ingresos

El Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido se calculará mediante la resolución del sistema de ecuaciones correspondientes a los conceptos siguientes:

- Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido igual a costos de suministro más utilidad sobre el patrimonio, menos Otros Ingresos.
- Capital de Trabajo neto igual a un doceavo de los ingresos anuales previstos.
- Patrimonio igual al activo fijo neto más el capital de trabajo neto, menos el pasivo de largo plazo
- Utilidad igual a la tasa de retorno por el Patrimonio.
- Impuestos y tasas igual a un porcentaje del ingreso Requerido

3.19 Costos Variables y Costos Fijos

Los valores promedio promedio de los últimos cuatro años del periodo de proyección, de los costos cubiertos con el Ingreso Requerido, serán divididos en Costos Variables y Costos Fijos.

Los Costos Variables serán: el costo de combustible y el 50% de la suma de los costos de operación y mantenimiento, administrativos y generales, gastos financieros, impuestos, tasas y otros, menos otros ingresos



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 16 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores

Los Costos Fijos serán: la cuota anual de depreciación y amortización, la utilidad y el 50% de la suma de los costos de operación y mantenimiento, administrativos y generales, gastos financieros, impuestos, tasas y otros, menos otros ingresos

3.20 Precios de Energía y Potencia

Los precios de energía y potencia se calcularán considerando los valores promedio de los últimos cuatro años del periodo de proyección, aplicando las fórmulas siguientes:

$$PE = CV/E$$

$$PP = CF/PGE$$

Donde:

PE = Precio de Energía
CV = Costos variables
E = Energía promedio en el punto de entrega
PP = Precio de Potencia
CF = Costos Variables
PGE = Potencia de Generación Efectiva promedio en el punto de entrega

3.21 Fórmula de Indexación

Los precios de energía y potencia serán complementados con las Fórmulas de Indexación, para la determinación de los precios aplicables a la facturación de los consumos mensuales, que se presentan a continuación:

$$PE = PE_o * [a * PC/PC_o + (1 - a) * (b * IPC/IPC_o + c * PD/PD_o)]$$

$$PP = PP_o * [d * IPC/IPC_o + e * PD/PD_o]$$

Donde:

PE = Precio de Energía del mes de facturación
PE_o = Precio de Energía base
PP = Precio de Potencia del mes de facturación
PP_o = Precio de Potencia base
PC = Precio de Combustible del mes de facturación
PC_o = Precio de Combustible base
IPC = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al mes de indexación.
IPC_o = Índice de precios al consumidor base.
PD = Precio del dólar del día 25 del mes anterior al mes de indexación
PD_o = Precio base del dólar
A = Proporción del costo promedio de combustible respecto al ingreso promedio por ventas de electricidad requerido, determinado con los valores promedio del estudio tarifario





**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**

LUZ PARA TODOS

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

- b = Proporción de los otros costos variables en Moneda Nacional.
- c = Proporción de los otros costos variables en Dólares Estadounidenses
- d = Proporción de los costos fijos en Moneda Nacional.
- e = Proporción de los costos fijos en Dólares Estadounidenses



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 18 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010
La Paz, 3 de marzo de 2010

4. CÁLCULO DE PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS INTEGRADOS VERTICALMENTE

La determinación de los Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados Integrados Verticalmente se realizará combinando los procesos establecidos en los puntos 2 y 3 del presente informe para el Cálculo de los Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores y para el Cálculo De Precios de Generación en Sistemas Aislados, tomando en cuenta los criterios y complementaciones que se describen más adelante, para obtener como resultado las tarifas por categoría de consumidor y las fórmulas de indexación, para su aprobación por el Regulador y su aplicación por un periodo de cuatro años.

4.1 Información de Respaldo

La información de respaldo para la determinación de los Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados Integrados Verticalmente será la definida en los puntos 2.1 y 3.1 excluyendo la correspondiente a las cantidades y precio de compra y venta de electricidad en bloque.

4.2 Año Base del Estudio y Periodo de Proyección

El año base y el periodo de proyección serán los determinados en el punto 2.2.

4.3 Proyección de la Demanda

La proyección de la demanda se realizará según lo establecido en el punto 2.3.

Con base en las proyecciones de consumo se determinarán las proyecciones de balance de energía que incluirá el consumo de los consumidores, las pérdidas técnicas, las pérdidas no técnicas, el consumo propio y la energía generada. Se proyectará también el balance de potencia incluyendo la demanda máxima en bornes del generador, la capacidad efectiva de las unidades generadoras y la potencia de reserva.

4.4 Activo Fijo, Depreciación Acumulada y Cuota de Depreciación y Amortización

Los valores de activo fijo, depreciación acumulada, activo fijo neto y cuota de depreciación y amortización, serán determinados según lo establecido en el punto 2.4, incluyendo los correspondientes a generación, distribución y propiedad general.

4.5 Plan de Expansión y Programa de Inversiones

El Plan de Expansión comprenderá las instalaciones de generación, distribución y propiedad general, según lo determinado en los puntos 2.5 y 3.5.



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 19 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad
LUZ PARA TODOS

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010
La Paz, 3 de marzo de 2010

4.6 Pasivos de Largo Plazo, Cuotas de Amortización y Costos Financieros

El valor de los pasivos de largo plazo, las cuotas de amortización y los costos financieros se determinarán como se indica en el punto 2.6.

4.7 Patrimonio Base y Projectado

El Patrimonio para el año base y para los años del periodo de proyección se calculará según lo establecido en el punto 2.7

4.8 Costos de Suministro

Los costos de suministro comprenden: costos de combustibles, costos de consumidores, costos de operación, costos de mantenimiento, costos administrativos y generales, cuota anual de depreciación y amortización de activos, impuestos, tasas, gastos financieros y otros costos que tengan relación con el suministro, según lo indicado en los puntos 2.8 y 3.8.

4.9 Costos de Combustibles

Los costos proyectados de combustibles se determinarán aplicando lo indicado en el punto 3.9.

4.10 Costos de Consumidores

La composición de los Costos de Consumidores será la definida en el punto 2.10 y su proyección se realizará según lo indicado en el mismo punto.

4.11 Costos de Operación y Mantenimiento

La composición de los Costos de Operación y Mantenimiento, será la definida en los puntos 2.11 y 3.10, su proyección se realizará según lo indicado en el punto 2.11

4.12 Costos Administrativos y Generales

La composición de los Costos Administrativos y Generales será la definida en el punto 2.12 y su proyección se realizará según lo indicado en el mismo punto.

4.13 Cuota Anual de Depreciación y Amortización

Se aplicará la Cuota Anual de Depreciación y Amortización determinada en el punto de activo y depreciación acumulada

4.14 Gastos Financieros

Se aplicarán los Gastos Financieros determinados en el punto de pasivo de largo plazo

4.15 Impuestos y Tasas



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 20 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
LUZ PARA TODOS

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

Los impuestos y tasas a considerar, serán aquellos que conforme a ley graven a la actividad del operador; comprenden el Impuesto a las Transacciones y la Tasa de Regulación, que se determinarán como porcentajes del ingreso Requerido.

4.16 Ingresos por Ventas de Electricidad

Los ingresos por ventas de electricidad para los años de proyección, se determinarán según lo indicado en el punto 2.16.

4.17 Otros Ingresos

La composición de los Otros Ingresos será la definida en el punto 2.12 y su proyección se realizará según lo indicado en el mismo punto.

4.18 Tasa de Retorno sobre el Patrimonio para el Cálculo de la Utilidad

La tasa de retorno sobre el patrimonio será la definida en el punto 2.18.

4.19 Ingreso por Ventas de Electricidad Requerido

Se calculará el Ingreso por Ventas de Electricidad según lo establecido en el punto 2.19.

4.20 Tarifa Media Requerida y Variación de Tarifas Requerida

La Tarifa Media Requerida y la Variación de Tarifas Requerida se determinarán según lo indicado en el punto 2.20.

4.21 Estructura Tarifaria

La Estructura tarifaria estará conformada según lo definido en el punto 2.21.

4.22 Fórmula de Indexación

La Estructura Tarifaria será complementada con la Fórmula de Indexación, para la determinación de los cargos tarifarios aplicables a la facturación de los consumos mensuales, que se presenta a continuación:

$$Ct = Ct_o \cdot [a \cdot PC/PC_o + (1 - a) \cdot FIOC]$$

$$FIOC = (b \cdot IPC/IPC_o + c \cdot PD/PD_o - p_1 \cdot n \cdot X_{com} - p_2 \cdot n \cdot X_{cag} - p_3 \cdot n \cdot X_{cc} + p_4 \cdot ZI + p_5 \cdot ZT)$$

Donde:

Ct = Cargo tarifario en bolivianos aplicable en el mes de facturación.

Ct_o = Cargo tarifario en bolivianos aprobado.

PC = Precio de Combustible del mes de facturación

PC_o = Precio de Combustible base

FIOC = Factor de indexación de otros costos

IPC = Índice de precios al consumidor correspondiente al segundo mes anterior al

Anexo Resolución AE N° 064/2010, 21 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



- mes de indexación.
- IPC₀ = Índice de precios al consumidor base.
- PD = Precio del dólar
- PD₀ = Precio base del dólar
- X_{com} = Índice de disminución mensual de los costos de operación y mantenimiento.
- X_{cag} = Índice de disminución mensual de los costos administrativos y generales.
- X_{cc} = Índice de disminución mensual de los costos de consumidores.
- ZI = Índice de variación de los impuestos directos
- ZT = Índice de variación de las tasas
- a = Proporción del costo de combustibles respecto al ingreso requerido por ventas de electricidad, determinado con los valores promedio del estudio tarifario
- b = Proporción de los otros costos en Moneda Nacional.
- c = Proporción de los otros costos en Dólares Estadounidenses.
- P₁ = Participación de los costos de operación y mantenimiento en los otros costos.
- P₂ = Participación de los costos administrativos y generales en los otros costos.
- P₃ = Participación de los costos de consumidores en los otros costos.
- P₄ = Participación de los impuestos directos en los otros costos.
- P₅ = Participación de las tasas en los otros costos.
- n = Número del mes de la indexación respecto del mes base.

4.23 Ingresos por Ventas de Electricidad con Tarifas Propuestas

Se determinarán los ingresos por ventas de electricidad según lo establecido en el punto 2.23.

4.24 Cargos de Conexión y Reconexión

Los cargos por conexión y reconexión, para cada categoría de consumidor, se calcularán según lo indicado en el punto 2.24.

4.25 Depósitos de Garantía

El depósito de garantía, para cada categoría de consumidor, se calculará como se indica en el punto 2.25.

5. PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS Y MENORES

La aprobación de los precios de generación y precios máximos de distribución en sistemas aislados y menores, será realizado por el Regulador con base en un Estudio Tarifario que debe ser elaborado por un consultor (individual o empresa consultora) especializado, contratado por el operador. Para los sistemas pequeños que cuentan con registro, el estudio podrá ser realizado por el operador con el asesoramiento de un profesional del organismo regulador, sin embargo el Regulador no tendrá responsabilidad alguna sobre la realización y resultados del estudio.





**Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad**
L U Z P A R A T O D O S

ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010
La Paz, 3 de marzo de 2010

Para la realización del Estudio Tarifario y la aprobación de los precios de generación y precios máximos de distribución en sistemas aislados y menores, se aplicará el procedimiento siguiente:

- a) El Regulador instruirá al operador que realiza actividades de distribución en sistemas menores del SIN o de distribución y/o generación en sistemas aislados, que cuenta con un registro o contrato de adecuación, la elaboración del estudio tarifario y su presentación en un periodo no mayor a seis meses, al efecto le entregará la Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Precios Máximos de Distribución en Sistemas Aislados y Menores e información adicional que sea de utilidad para la realización del estudio.
- b) El operador en el plazo de un mes informará al Regulador su disposición para la realización del Estudio y el nombre del consultor contratado o por contratar, o en su caso solicitará la postergación por un periodo máximo de seis meses con la debida justificación.
- c) El operador de pequeños sistemas que cuenta con registro, a tiempo de manifestar su disposición para la realización del Estudio, podrá manifestar su decisión de elaborar el estudio por cuenta propia y podrá solicitar al regulador la asignación de un profesional que asesore su realización.
- d) El Regulador en el plazo de 10 días informará al operador su conformidad con el consultor y para los casos que corresponda informará el nombre del profesional asignado para asesorar la realización del estudio por cuenta propia del operador y enviará un convenio de asesoramiento que será suscrito por el operador y entregado al Regulador en el término máximo de 10 días.
- e) Dentro del plazo de seis meses, a partir de la instrucción del Regulador, el operador presentará el Estudio Tarifario elaborado de acuerdo con la Metodología, que incluirá la estructura Tarifaria resultante, las fórmulas de indexación y toda la información de respaldo en formato impreso o digital.
- f) El Regulador en el plazo de dos meses, aprobará o rechazará el Estudio Tarifario, formulando las observaciones, debidamente fundamentadas, que considere pertinentes.
- g) El operador, a través del consultor o con el apoyo del asesor, analizará las observaciones, elaborará un documento con las aclaraciones de todos los puntos observados, efectuará las correcciones que correspondan al estudio y enviará el documento de aclaraciones y el estudio corregido al Regulador, en el plazo de quince (15) días de recibidas las observaciones.
- h) El Regulador revisará el Estudio Tarifario corregido, introducirá las modificaciones que considere pertinentes con la debida justificación, elaborará un informe y en un plazo de treinta días procederá, mediante resolución administrativa, a la aprobación de los precios y tarifas y sus respectivas fórmulas de indexación con vigencia por un periodo de cuatro años.

Anexo Resolución AE N° 064/2010, 23 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores





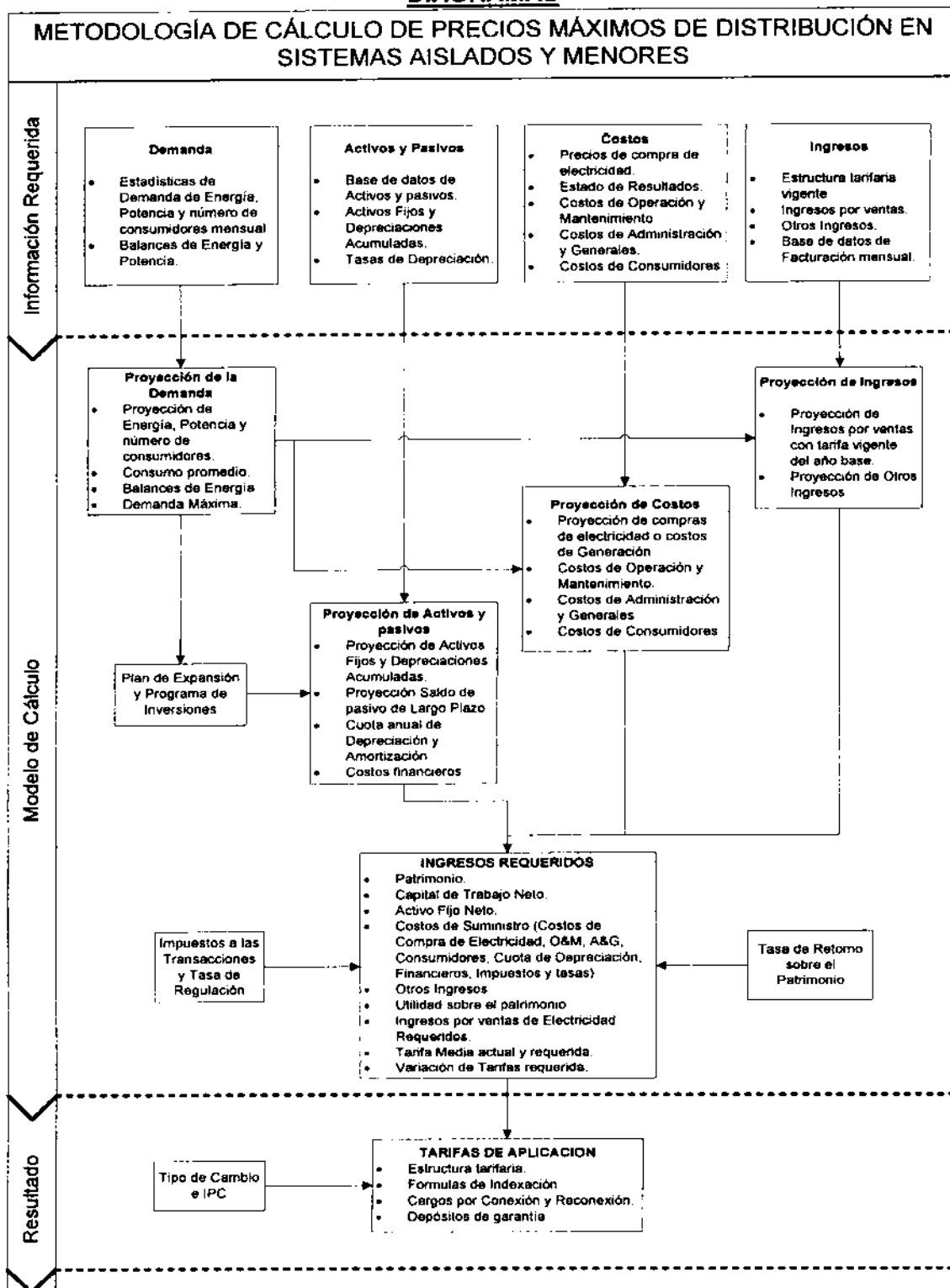
Autoridad de Fiscalización y
Control Social de Electricidad

JUSTICIA PARA TODOS

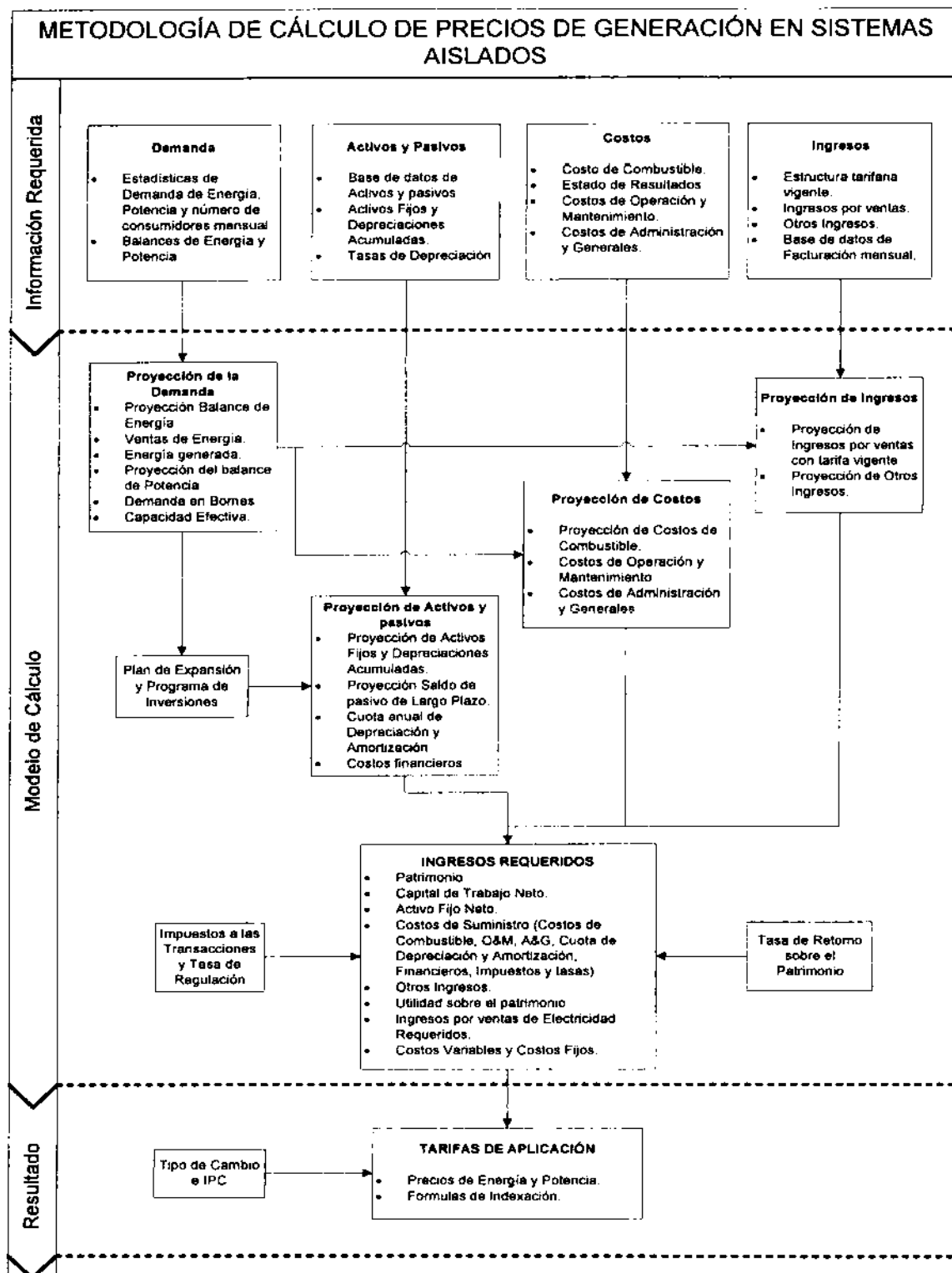
ANEXO RESOLUCIÓN AE N° 064/2010

La Paz, 3 de marzo de 2010

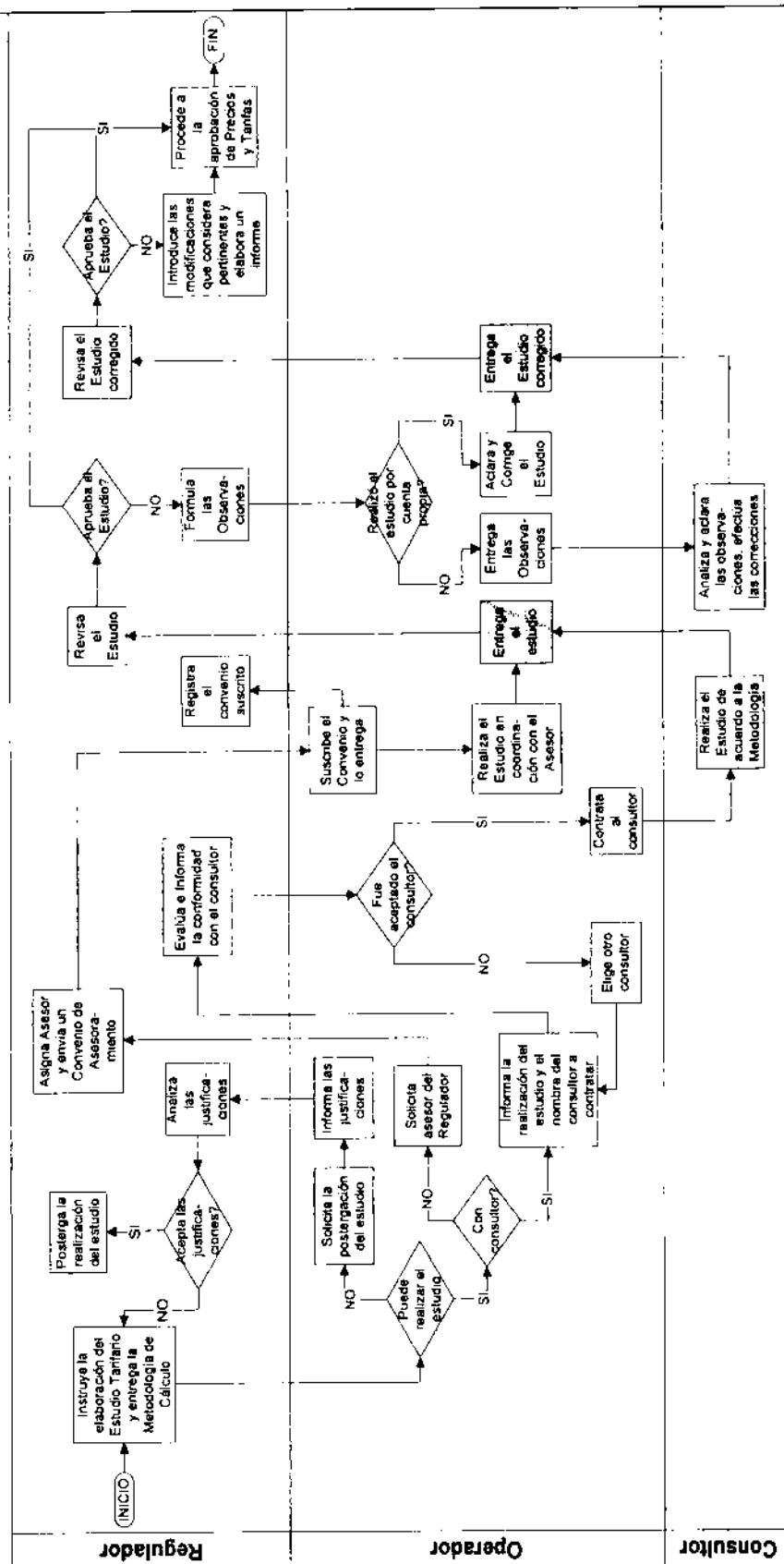
DIAGRAMAS



Anexo Resolución AE N° 064/2010, 24 de 26
Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores



PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN Y PRECIOS MÁXIMOS DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS AISLADOS Y MENORES



Metodología de Cálculo de Precios de Generación y Distribución en Sistemas Aislados y Menores
Anexo a la Resolución AE N° 064/2010, 26 de 26