Informe OSINERG-GART-GDE-2001-045

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
Gerencia de Distribución Eléctrica

Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica

Lima, 19 de diciembre 2001

Contenido

1. Introducción ____ *3*

2. Antecedentes ____ *3*

3. Proceso de Regulación ____ *3*

3.1.1 Sectores de Distribución Típicos ____ 4
3.1.2 Términos de Referencia ____ 5
3.1.3 Selección de las Empresas Modelo ____ 5
3.1.4 Precalificación de las Empresas Consultoras ____ 6
3.1.5 Supervisión de los Estudios ____ 6
3.1.6 Elaboración de los Estudios ____ 6
3.1.7 Audiencia Pública ____ 7
3.1.8 Observaciones Finales ____ 7
3.1.9 Subsanación de las Observaciones al Informe Final y Propuesta Final ____ 7
3.1.10 Verificación de la Rentabilidad ____ 7
3.1.11 Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica ____ 7

4. Tarifas de Distribución Eléctrica ____ *7*

4.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos ____ 7

4.1.1 Sector Típico 1 ____ 8
4.1.2 Sector Típico 2 ____ 9
4.1.3 Sector Típico 3 ____ 10
4.1.4 Sector Típico 4 ____ 11

4.2 Parámetros de Cálculo Tarifario ____ 12

4.2.1 Factor de Balance de Potencia ____ 12
4.2.2 Factor de Ponderación del Precio de la Energía ____ 12
4.2.3 Factores de Expansión de Pérdidas ____ 12
4.2.4 Factores de Corrección del VAD ____ 13
4.2.5 Factores de Coincidencia y Contribución a la Punta ____ 13
4.2.6 Número de Horas de Uso de Baja Tensión ____ 14
4.2.7 Cargo por Energía Reactiva ____ 14

4.3 Verificación de la Rentabilidad ____ 14

4.3.1 Introducción ____ 14
4.3.2 Proceso de Verificación ____ 15

Proceso de Cálculo de las Tarifas de Distribución Eléctrica

1. Introducción

El presente informe se realiza en cumplimiento de lo establecido en el artículo 81° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y el artículo 162° del Reglamento de la LCE, relacionados con la obligación de OSINERG de preparar periódicamente información que permita conocer al sector, los procedimientos utilizados en la determinación de tarifas de electricidad.

El informe resume el proceso de cálculo y los resultados obtenidos en la determinación de las tarifas de distribución eléctrica establecidas mediante la Resolución OSINERG N° 2120-2001-OS/CD y sus modificatorias. La LCE establece que las tarifas de distribución eléctrica y sus fórmulas de actualización tendrán una vigencia de cuatro años.

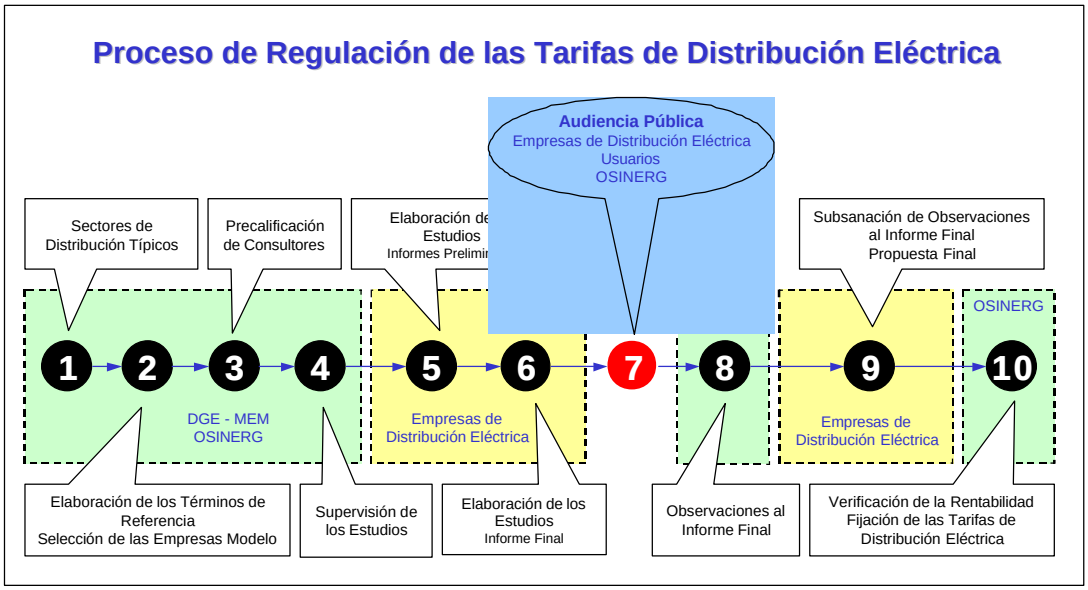
2. Antecedentes

- Decreto Ley N° 25844 Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Ley N° 27332 Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos.

3. Proceso de Regulación

De acuerdo a lo establecido en la LCE y su Reglamento, el VAD se determina en función a determinados sectores de distribución típicos, mediante estudios encargados por las empresas de distribución eléctrica a empresas consultoras, precalificadas por el OSINERG. El OSINERG selecciona las empresas modelo representativas de los sectores de distribución típicos, elabora los términos de referencia correspondientes y supervisa el desarrollo de los estudios.

En el siguiente gráfico se resume el proceso seguido en la de regulación de las tarifas de distribución eléctrica:



A continuación se realiza una breve descripción de cada una de las etapas del proceso de regulación de las tarifas de distribución eléctrica.

3.1.1 Sectores de Distribución Típicos

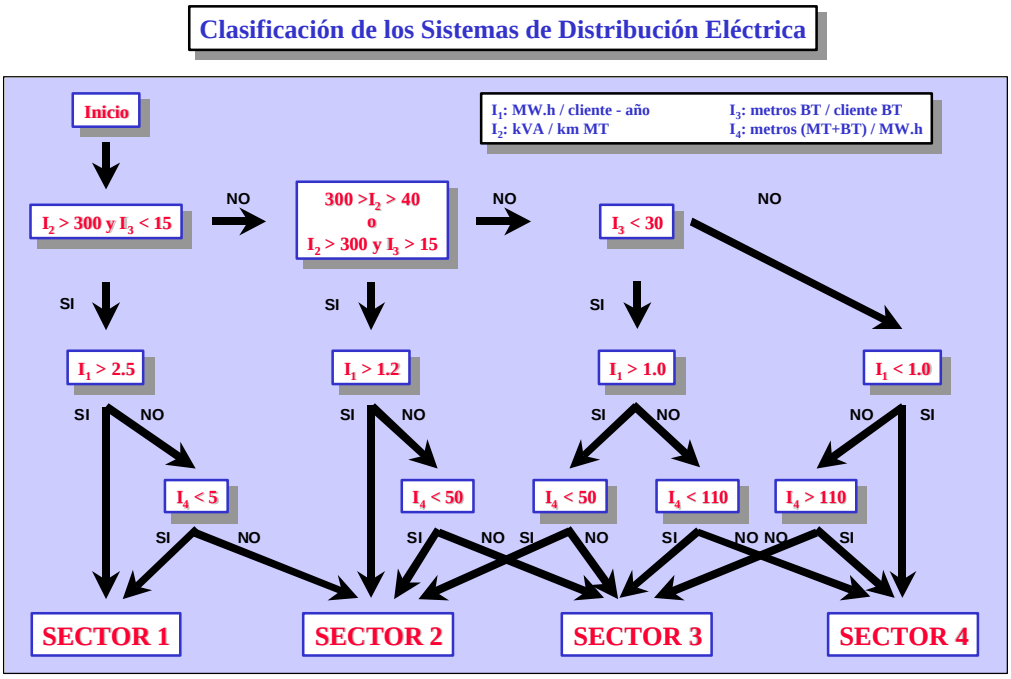
La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (DGE – MEM), mediante la Resolución Directoral N° 005-2001-EM/DGE, estableció los sectores de distribución típicos, los indicadores y procedimiento de clasificación de los sistemas de distribución eléctrica y el procedimiento de cálculo de los factores de ponderación del VAD vigentes para la Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo Noviembre 2001 – Octubre 2005.

Los sectores de distribución típicos establecidos son los siguientes:

Sector de Distribución Típico	Descripción
1	Urbano de alta densidad
2	Urbano de media y baja densidad
3	Urbano rural
4	Rural

Los indicadores y procedimiento de clasificación establecidos son los siguientes:

Indicador	Descripción
I_1	Consumo promedio anual por cliente (MW.h/cliente-año)
I_2	Potencia instalada en subestaciones de distribución por km de red de media tensión (kVA/km MT)
I_3	Longitud de redes de baja tensión promedio por cliente de baja tensión (metros BT/cliente BT)
I_4	Longitud de redes de media y baja tensión por consumo anual (metros (MT + BT))/(MW.h)



Para el cálculo de los factores de ponderación del VAD, se establece que para cada concesión serán las ventas de energía de cada sistema de distribución eléctrica en media y baja tensión.

OSINERG mediante la Resolución OSINERG N° 1794-2001-OS/CD fijó la clasificación de los sistemas de distribución eléctrica y los factores de ponderación del VAD. En el anexo N° 1 se presenta la clasificación y los factores de ponderación del VAD fijados.

3.1.2 Términos de Referencia

En cumplimiento de lo establecido en la LCE, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERG elaboró los Términos de Referencia del estudio de las tarifas de distribución eléctrica.

Los Términos de Referencia establecieron los objetivos, alcances y requerimientos técnicos del estudio, así como, las etapas que siguieron los consultores precalificados para el desarrollo del estudio.

3.1.3 Selección de las Empresas Modelo

Las empresas modelo representativas de cada sector típico seleccionados por la GART para el desarrollo de los estudios correspondientes a la Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo Noviembre 2001 – Octubre 2005 fueron:

Sector de Distribución Típico	Empresa Modelo Representativa	Empresa de Distribución Eléctrica Responsable
1	Lima Norte	Edelnor S.A.A.
2	Tacna	Electrosur S.A.
3	Chupaca	Electrocentro S.A.
4	Huayucachi	Electrocentro S.A.

3.1.4 Precalificación de las Empresas Consultoras

En cumplimiento de lo establecido en la LCE, la GART mediante Concurso para la Precalificación de Empresas Consultoras N° 01-2001-CTE, precalificó a los consultores aptos para el desarrollo de los estudios de los cuatro sectores de distribución típicos. Los consultores precalificados fueron los siguientes:

Consultor	Procedencia
PA Consulting Group Sucursal Perú	Argentina Perú
Consorcio Synex-Mercados Energéticos-Sidec	Chile Argentina Perú
Consorcio FUUNSAJ-Cesel	Argentina Perú
Consorcio Protecna Consultores-Inecon-GTD Ingenieros Consultores	Perú Chile
Cenergía	Perú
Consorcio Navigant Consulting-Energía y Desarrollo SAC-Panapex S.A.	USA Argentina Perú
Consorcio Sigla-Walsh	Argentina Perú
Electrowatt Engineering	Perú
Lahmeyer International	Alemania Perú

3.1.5 Supervisión de los Estudios

La GART fue la encargada de la supervisión de los estudios de acuerdo con lo previsto en la LCE, para lo cual contó con el apoyo de consultores especializados.

Sector de Distribución Típico	Consultor	Procedencia
1	Consorcio FUUNSAJ-Cesel	Argentina Perú
2	Consorcio Synex-Mercados Energéticos-Sidec	Chile Argentina Perú
3 y 4	Lahmeyer International	Alemania Perú

3.1.6 Elaboración de los Estudios

Las empresas de distribución eléctrica Edelnor S.A.A., Electrosur S.A. y Electrocentro S.A. fueron seleccionadas por la GART como las empresas responsables de encargar el desarrollo de los estudios de los cuatro sectores de distribución típicos a consultores precalificados por la GART. Luego del proceso de adjudicación realizado por las empresas de distribución eléctrica encargaron el desarrollo de los estudios a los siguientes consultores:

Sector de Distribución Típico	Consultor	Procedencia
1	PA Consulting Group Sucursal Perú	Argentina Perú
2	Consorcio Sigla-Walsh	Argentina Perú
3	Consorcio Protecna Consultores-Inecon-GTD Ingenieros Consultores	Perú Chile
4	Cenergía	Perú

3.1.7 Audiencia Pública

Mediante la Resolución OSINERG N° 1612-2001-OS/CD, OSINERG convocó la realización de una Audiencia Pública para que las empresas de distribución eléctrica responsables y consultores encargados de elaborar los estudios de las tarifas de distribución eléctrica realicen una exposición del contenido del estudio y sustenten los resultados obtenidos, así como, para recibir opiniones de las empresas de distribución eléctrica, usuarios e interesados.

La Audiencia Pública se realizó el 25 de setiembre de 2001 y contó con la participación de las empresas de distribución eléctrica, consultores, usuarios e interesados. La GART organizó la Audiencia Pública y estableció las pautas del desarrollo de la misma.

3.1.8 Observaciones Finales

De acuerdo a lo previsto en el artículo 68° de la LCE, la GART formuló las observaciones al informe final de los estudios, las mismas que se enmarcaron a los Términos de Referencia. En dichas observaciones se incluyeron las consultas formuladas en la Audiencia Pública.

3.1.9 Subsanación de las Observaciones al Informe Final y Propuesta Final

De acuerdo a lo previsto en el artículo 68° de la LCE, las empresas de distribución eléctrica responsables de los estudios tienen un plazo de 10 días para la absolución de las observaciones al informe final formuladas por la GART. Asimismo, establece que absueltas las observaciones o vencido el plazo de la absolución, OSINERG establecerá las tarifas de distribución eléctrica.

3.1.10 Verificación de la Rentabilidad

El artículo 69° de la LCE establece que con las tarifas de distribución eléctricas y las tarifas en barra que correspondan, el OSINERG estructurará un conjunto de precios básicos para efectos de la verificación de la rentabilidad a que se refiere el artículo 70° de la LCE.

El OSINERG calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR) para conjuntos de concesionarios considerando los ingresos obtenidos con los precios básicos, los costos de explotación y el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución eléctrica.

3.1.11 Fijación de las Tarifas de Distribución Eléctrica

La fijación de las tarifas de distribución eléctrica se realiza mediante Resolución de Consejo Directivo del OSINERG de acuerdo a los resultados de los estudios y/o supervisión y la correspondiente verificación de la rentabilidad.

4. Tarifas de Distribución Eléctrica

4.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Las tarifas de distribución eléctrica están representadas por el Valor Agregado de Distribución (VAD) y los Cargos Fijos. El VAD es el costo por unidad de potencia necesario para prestar el servicio de distribución eléctrica con la finalidad de poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde la barra media tensión hasta el punto de empalme de la acometida respectiva. Los Cargos Fijos son independientes del consumo de energía eléctrica del usuario y están asociados al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza de la factura.

En el anexo N° 2 se presenta una descripción de la determinación del VAD y Cargos Fijos de cada sector típico.

4.1.1 Sector Típico 1

Los resultados aprobados por la GART para la Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo Noviembre 2001 – Octubre 2005 son los obtenidos por el Consultor VAD.

4.1.1.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles US$	110 691	243 316				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles US$	13 742	30 206				
Costo Anual de Explotación	miles US$	6 324	15 555				
Total Costo Anual	miles US$	20 066	45 761	5 351.76	5 302.29	40.05	9.42
Demanda	kW	560 459	362 730				
Número de Clientes	Unidad			777 404	774 021	2 943	440
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US$/kW-mes	1.939	6.585				
Explotación	US$/kW-mes	0.892	3.391				
Total	US$/kW-mes	**2.831**	**9.976**				
Cargos Fijos	US$/mes			0.544	**0.542**	**1.076**	**1.693**
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S/./kW-mes	6.755	22.941				
Explotación	S/./kW-mes	3.109	11.814				
Total	S/./kW-mes	**9.863**	**34.755**				
Cargos Fijos	S/./cliente-mes			1.897	**1.887**	**3.749**	**5.900**
(*) Tipo de cambio (S/./US$): 3.484							

4.1.1.2 Factores de Economía de Escala

Los factores de económia de escala consideran la reducción del VAD y Cargos Fijos por la disminución de la incidencia de las inversiones y costos fijos a medida que aumentan las ventas de energía y potencia por el incremento del número, consumo y demanda de los usuarios.

A partir de las fechas que se indican, el VAD en Media Tensión (VADMT), el VAD en Baja Tensión (VADBT) y los Cargos Fijos deben ser multiplicados por los factores de economía de escala que se indican a continuación:

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9970	0.9860	0.9950
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9940	0.9710	0.9910
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9910	0.9570	0.9870

4.1.1.3 Fórmulas de Actualización

En el anexo N° 3 se presentan las fórmulas de actualización del VAD y Cargos Fijos correspondientes al sector típico 1.

4.1.2 Sector Típico 2

Los resultados aprobados por la GART para la Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo Noviembre 2001 – Octubre 2005 son los obtenidos por el Consultor VAD.

4.1.2.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles US$	2 468	8 983				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles US$	306	1 115				
Costo Anual de Explotación	miles US$	216	540				
Total Costo Anual	miles US$	523	1 655	311.36	308.38	2.04	0.94
Demanda	KW	18 353	14 845				
Número de Clientes	Unidad			47 392	47 198	150	44
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US$/kW-mes	1.320	5.940				
Explotación	US$/kW-mes	0.932	2.878				
Total	US$/kW-mes	**2.252**	**8.818**				
Cargos Fijos	US$/mes			0.520	**0.517**	**1.076**	**1.693**
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S/./kW-mes	4.599	20.696				
Explotación	S/./kW-mes	3.247	10.026				
Total	S/./kW-mes	**7.847**	**30.722**				
Cargos Fijos	S/./cliente-mes			1.810	**1.800**	**3.749**	**5.900**
(*) Tipo de cambio (S/./US$): 3.484							

4.1.2.2 Factores de Economía de Escala

Los factores de económia de escala consideran la reducción del VAD y Cargos Fijos por la disminución de la incidencia de las inversiones y costos fijos a medida que aumentan las ventas de energía y potencia por el incremento del número, consumo y demanda de los usuarios.

A partir de las fechas que se indican, el VAD en Media Tensión (VADMT), el VAD en Baja Tensión (VADBT) y los Cargos Fijos deben ser multiplicados por los factores de economía de escala que se indican a continuación:

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9835	0.9894	0.9900
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9673	0.9789	0.9800
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9515	0.9686	0.9700

4.1.2.3 Fórmulas de Actualización

En el anexo N° 3 se presentan las fórmulas de actualización del VAD y Cargos Fijos correspondientes al sector típico 2.

4.1.3 Sector Típico 3

Los resultados aprobados por la GART para la Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo Noviembre 2001 – Octubre 2005 son los obtenidos por el Supervisor VAD.

4.1.3.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles US$	405	1 182				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles US$	50	147				
Costo Anual de Explotación	miles US$	36	85				
Total Costo Anual	miles US$	86	232	62.72	62.43	0.18	0.11
Demanda	kW	1 912	1 533				
Número de Clientes	Unidad			9 250	9 226	16	8
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US$/kW-mes	2.078	7.566				
Explotación	US$/kW-mes	1.490	4.404				
Total	US$/kW-mes	**3.568**	**11.970**				
Cargos Fijos	US$/mes			0.536	**0.535**	**0.891**	**1.117**
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S/./kW-mes	7.241	26.360				
Explotación	S/./kW-mes	5.191	15.345				
Total	S/./kW-mes	**12.432**	**41.705**				
Cargos Fijos	S/./cliente-mes			1.868	**1.864**	**3.104**	**3.891**
(*) Tipo de cambio (S/./US$): 3.484							

4.1.3.2 Factores de Economía de Escala

Los factores de económia de escala consideran la reducción del VAD y Cargos Fijos por la disminución de la incidencia de las inversiones y costos fijos a medida que aumentan las ventas de energía y potencia por el incremento del número, consumo y demanda de los usuarios.

A partir de las fechas que se indican, el VAD en Media Tensión (VADMT), el VAD en Baja Tensión (VADBT) y los Cargos Fijos deben ser multiplicados por los factores de economía de escala que se indican a continuación:

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9901	0.9905	0.9988
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9803	0.9811	0.9975
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9706	0.9719	0.9963

4.1.3.3 Fórmulas de Actualización

En el anexo N° 3 se presentan las fórmulas de actualización del VAD y Cargos Fijos correspondientes al sector típico 3.

4.1.4 Sector Típico 4

Los resultados aprobados por la GART para la Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica del periodo Noviembre 2001 – Octubre 2005 son los obtenidos por el Supervisor VAD.

4.1.4.1 Valor Agregado de Distribución y Cargos Fijos

Descripción	Unidad	Media Tensión	Baja Tensión	Cargos Fijos			
				Total	CFE	CFS	CFH
Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	miles US$	1 137	1 574				
Costo Anual de Inversión (Anualidad del VNR)	miles US$	141	195				
Costo Anual de Explotación	miles US$	73	129				
Total Costo Anual	miles US$	214	324	105.28	105.03	0.18	0.07
Demanda	kW	2 443	2 062				
Número de Clientes	Unidad			15 317	15 295	17	5
Valor Agregado de Distribución							
Inversión	US$/kW-mes	4.568	7.494				
Explotación	US$/kW-mes	2.365	4.941				
Total	US$/kW-mes	**6.933**	**12.435**				
Cargos Fijos	US$/mes			0.543	**0.543**	**0.815**	**1.173**
Valor Agregado de Distribución (*)							
Inversión	S/./kW-mes	15.915	26.110				
Explotación	S/./kW-mes	8.238	17.215				
Total	S/./kW-mes	**24.153**	**43.325**				
Cargos Fijos	S/./cliente-mes			1.894	**1.892**	**2.841**	**4.088**
(*) Tipo de cambio (S/./US$): 3.484							

4.1.4.2 Factores de Economía de Escala

Los factores de económia de escala consideran la reducción del VAD y Cargos Fijos por la disminución de la incidencia de las inversiones y costos fijos a medida que aumentan las ventas de energía y potencia por el incremento del número, consumo y demanda de los usuarios.

A partir de las fechas que se indican, el VAD en Media Tensión (VADMT), el VAD en Baja Tensión (VADBT) y los Cargos Fijos deben ser multiplicados por los factores de economía de escala que se indican a continuación:

Periodo	VADMT	VADBT	Cargos Fijos
Noviembre 2001 – Octubre 2002	1.0000	1.0000	1.0000
Noviembre 2002 – Octubre 2003	0.9855	0.9852	0.9952
Noviembre 2003 – Octubre 2004	0.9712	0.9707	0.9905
Noviembre 2004 – Octubre 2005	0.9571	0.9564	0.9858

4.1.4.3 Fórmulas de Actualización

En el anexo N° 3 se presentan las fórmulas de actualización del VAD y Cargos Fijos correspondientes al sector típico 4.

4.2 Parámetros de Cálculo Tarifario

4.2.1 Factor de Balance de Potencia

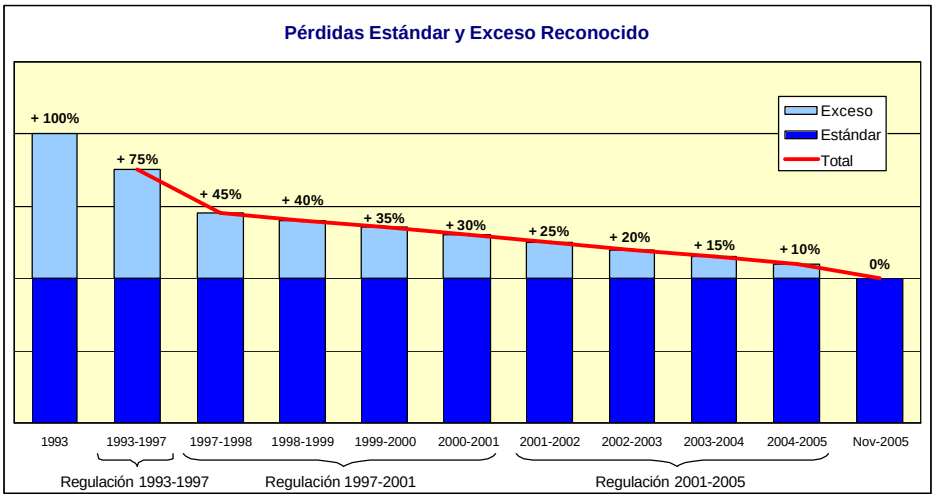
Para el período Noviembre 2001 - Abril 2002 se aprobó continuar aplicando el valor del FBP fijado mediante la Resolución N° 007-2001 P/CTE.

4.2.2 Factor de Ponderación del Precio de la Energía

Para el período Noviembre 2001 - Abril 2002 se aprobó continuar aplicando el valor Ep fijado mediante la Resolución N° 008-2001 P/CTE.

4.2.3 Factores de Expansión de Pérdidas

Para la presente regulación de las tarifas de distribución eléctrica se aprobó continuar con la reducción gradual del exceso de pérdidas en cuatro etapas de un año cada una. En cada etapa se reconoce el 25%, 20%, 15% y 10% del exceso de pérdidas de las empresas de distribución eléctrica.



Las pérdidas estándar son las establecidas en la regulación de las tarifas de distribución eléctrica de 1993 y que fueron aplicadas nuevamente en la regulación de 1997. Dichas pérdidas sirvieron de base para la determinación del exceso de perdidas por sector típico y empresa.

Los factores de expansión de pérdidas por sector típico y empresa se calculan a partir de las pérdidas reconocidas (pérdidas estándar más el exceso de pérdidas)

En el anexo N° 4 se adjunta los factores de expansión de pérdidas de cada etapa por sector típico y empresa.

4.2.4 Factores de Corrección del VAD

El factor de corrección del VAD ajusta el VAD por ventas de potencia en horas fuera de punta de las empresas de distribución eléctrica. Los factores de corrección del VAD que se aprobaron son los siguientes:

Empresa	PTPMT	PTPBT
Coelvisa	0.9600	0.9900
Edecañete	0.8416	0.9840
Edelnor	0.8628	0.9083
Electro Oriente	0.8909	0.9835
Electro Puno	0.9040	0.9765
Electro Sur Este	0.9411	0.9637
Electro Sur Medio	0.6632	0.9737
Electro Ucayali	0.7839	0.9859
Electrocentro	0.9539	0.9807
Electronoroeste	0.8081	0.9850
Electronorte	0.8688	0.9720
Electrosur	0.8341	0.9832
Hidrandina	0.8568	0.9723
Luz del Sur	0.9072	0.9035
Seal	0.8984	0.9490

Para los sistemas de distribución eléctrica administrados por empresas municipales y otros, y sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima menor a 12 MW se propone los valores del PTPMT y PTPBT iguales a 0.9900 y 0.9900 respectivamente.

En el anexo N° 5 se adjunta el resumen de la metodología empleada en la determinación de los factores de corrección del VAD.

4.2.5 Factores de Coincidencia y Contribución a la Punta

Mediante un estudio de caracterización se determinaron los diagramas de carga típicos por opción tarifaria y por sector típico a través de una campaña de medición de suministros (muestra) en las empresas modelo seleccionadas. A partir de dichos diagramas se determinaron los factores de coincidencia y contribución a la punta aplicables en el cálculo de las tarifas.

Los factores aprobados son los siguientes:

Factores de Coincidencia

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
FCPPMT	0.878	0.920	0.750	0.750
FCFPMT	0.871	0.799	0.713	0.713
FCPPBT	0.890	0.926	0.752	0.752
FCFPBT	0.770	0.778	0.576	0.576

Factores de Contribución a la Punta

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
CMTPP	0.739	0.679	0.770	0.770
CMTFP	0.443	0.530	0.380	0.380
CBTPP	0.650	0.666	0.660	0.660
CBTFP	0.409	0.559	0.280	0.280
CBTPPAP	1.000	1.000	1.000	1.000

4.2.6 Número de Horas de Uso de Baja Tensión

Se aprobaron los valores NHUBT resultantes de las propuestas de las tarifas de distribución eléctrica de cada sector típico ya que se utilizaron en la elaboración del balance de energía y potencia de la empresa modelo base para la determinación del VAD.

Los valores NHUBT aplicable a las opciones tarifarias BT5B y BT6 son los siguientes:

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
NHUBT	405	330	300	262

Por otro lado, se aprobó los valores NHUBT para la determinación de los cargos por potencia de la opción tarifaria BT5A.

	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
NHUBTPP	120	120	120	120
NHUBTFP	570	570	570	570

Los valores NHUBTPP y NHUBTFP son provisionales. OSINERG efectuará los estudios de caracterización de la carga de los usuarios que opten por la nueva opción tarifaria BT5A en un plazo no mayor de 18 meses para la fijación definitiva los mencionados valores.

4.2.7 Cargo por Energía Reactiva

Para el cargo por energía reactiva se aprobó aplicar el cargo vigente a Octubre 2001 igual a 0.0428 S/./kVAR.h.

4.3 Verificación de la Rentabilidad

4.3.1 Introducción

Para la determinación final de las tarifas de distribución eléctrica el artículo 69° de la LCE establece que con las tarifas obtenidas y las tarifas en barra que correspondan, OSINERG estructurará un conjunto de precios básicos para efectos de la verificación de la rentabilidad a que se refiere el artículo 70° de la LCE.

El artículo 70° señala que OSINERG calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR) para conjuntos de concesionarios considerando un período de análisis de 25 años y evaluando:

- Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los precios básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato anterior.
- Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente del sistema de distribución, para el ejercicio inmediato anterior, incluyendo las pérdidas.

– El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de cada empresa, con un valor residual igual a cero.

El articulo 71° señala que si la tasas calculadas no difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la LCE (12%), esto es que se encuentre entre 8% y 16%, los Valores Agregados de Distribución, que les dan origen, serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar el límite más próximo superior o inferior.

El Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución para efectos de la verificación de la rentabilidad se aprobó mediante la Resolución OSINERG N° 1909-2001-OS/CD. En el anexo N° 6 se presenta el VNR fijado y los metrados que sirvieron como base para la fijación.

4.3.2 Proceso de Verificación

El procedimiento de verificación se ha realizado en conformidad a lo señalado en el artículo 149° del Reglamento de la LCE que establece proceder de la siguiente manera:

– Se deben conformar conjunto de concesiones en los que los Valores Agregados de Distribución no difieran en más de 10%.
– Obtener, para cada conjunto, valores totales de ingresos, de costos y valores nuevos de reemplazo de las concesiones conformantes.

Asimismo, señala para efectos del cálculo de la TIR, los ingresos y costos de compra de electricidad no sujetos a regulación de precios, se determinarán con las tarifas aplicables a los usuarios regulados.

De acuerdo a los establecido en el artículo 147° del Reglamento de la LCE, la GART calculó el VAD para cada concesión mediante la suma de los productos del VAD de cada sector típico por su correspondiente factor de ponderación aprobado mediante la OSINERG N° 1794-2001-OS/CD.

Finalmente, a partir de los VAD calculados se conformaron tres conjuntos de concesiones con sus respectivos ingresos, VNR y costos de explotación. Los resultados obtenidos son los siguientes:

Conjunto	TIR (%)
1	10,2
2	12,3
3	8,5

Anexos

Anexo N° 1

- Clasificación de los Sistemas de Distribución Eléctrica y Factores de Ponderación del VAD.

Anexo N° 2

- Determinación del VAD y Cargos Fijos.

Anexo N° 3

- Fórmulas de Actualización del VAD y Cargos Fijos.

Anexo N° 4

- Factores de Expansión de Pérdidas

Anexo N° 5

- Factores de Corrección del VAD

Anexo N° 6

- Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica

ANEXO N° 1

Clasificación de los Sistemas de Distribución Eléctrica y Factores de Ponderación del VAD

Clasificación de los Sistemas de Distribución Eléctrica

Empresa	Sector	Tipo de Sistema	Sistema	Descripción	I1 MW.h/usuario-año	I2 kVA/km MT	I3 m BT-SP/usuario SP	I4 m (MT+BT)/MW.h
Coelvisa	3	Interconectado	Andahuasi	Andahuasi	0.48	33.10	7.39	79.43
Coelvisa	3	Interconectado	Villacuri	Villacuri	129.00	2.41	49.05	9.65
Edecañete	2	Interconectado	Cañete	Cañete	2.65	155.37	9.33	9.69
Edecañete	3	Interconectado	Lunahuana	Lunahuana	0.80	84.94	30.25	92.93
Edelnor	1	Interconectado	Lima Norte	Lima Norte	4.04	394.76	9.66	5.11
Edelnor	2	Interconectado	Huacho-Supe-Barranca	Huacho, Supe, Barranca	2.51	189.90	11.42	10.79
Edelnor	2	Interconectado	Huaral-Chancay	Huaral, Chancay	2.70	120.56	13.74	12.66
Edelnor	2	Interconectado	Pativilca	Pativilca	1.02	126.14	12.48	30.51
Edelnor	2	Interconectado	Sayan	Sayan	0.72	153.08	9.67	32.74
Edelnor	2	Aislado Térmico	Humaya	Humaya	0.42	300.77	7.71	21.02
Edelnor	3	Aislado Hidráulico	Canta	Canta	0.86	21.43	12.11	60.64
Edelnor	3	Aislado Hidráulico	Churin	Churin	0.70	25.52	14.28	88.21
Edelnor	3	Aislado Hidráulico	Ravira Pacaraos	Ravira Pacaraos	0.25	53.14	14.31	219.05
Edelnor	4	Aislado Hidráulico	Hoyos Acos	Hoyos Acos	0.30	12.90	17.91	266.18
Edelnor	4	Aislado Hidráulico	Huaros	Huaros	0.34	16.51	12.86	188.73
Edelnor	4	Aislado Hidráulico	Yaso	Yaso	0.66	26.26	14.58	115.42
Electro Oriente	2	Aislado Térmico	Caballococha	Caballococha	1.11	188.16	15.94	31.14
Electro Oriente	2	Aislado Térmico	Contamana	Contamana	0.84	133.60	18.81	43.34
Electro Oriente	2	Aislado Térmico	Iquitos	Iquitos	2.35	280.29	10.67	9.64
Electro Oriente	2	Aislado Térmico	Nauta	Nauta	1.09	137.51	14.66	28.53
Electro Oriente	2	Aislado Térmico	Requena	Requena	1.08	117.90	18.35	38.31
Electro Oriente	2	Aislado Térmico	Tarapoto	Tarapoto, Bellavista, Moyobamba	1.20	90.11	17.50	37.83
Electro Oriente	2	Aislado Térmico	Yurimaguas	Yurimaguas	1.17	185.14	10.82	24.28
Electro Oriente	3	Aislado Térmico	Tabalosos	Tabalosos	0.45	23.31	17.62	103.96
Electro Puno	2	Interconectado	Juliaca	Juliaca	1.28	72.43	6.50	24.06
Electro Puno	2	Interconectado	Puno	Puno	1.20	118.97	52.66	73.42

Empresa	Sector	Tipo de Sistema	Sistema	Descripción	I1 MW.h/usuario-año	I2 kVA/km MT	I3 m BT-SP/usuario SP	I4 m (MT+BT)/MW.h
Electro Puno	3	Interconectado	Azangaro	Azangaro	0.49	49.67	36.63	178.84
Electro Puno	4	Interconectado	Antauta	Antauta	0.46	27.89	14.48	130.48
Electro Puno	4	Interconectado	Ayaviri	Ayaviri	0.44	18.41	16.58	187.79
Electro Puno	4	Interconectado	Ilave-Pomata	Ilave, Pomata	0.72	32.34	205.41	424.62
Electro Puno	4	Aislado Térmico	Anapia	Anapia	0.13	6.98	31.98	636.55
Electro Sur Este	2	Interconectado	Cusco	Cusco	2.08	282.90	10.54	10.99
Electro Sur Este	2	Aislado Térmico	Iberia	Iberia	4.18	163.20	86.68	53.90
Electro Sur Este	2	Aislado Térmico	Puerto Maldonado	Puerto Maldonado	1.64	68.31	20.28	35.08
Electro Sur Este	3	Interconectado	Abancay	Abancay	0.73	46.66	17.33	78.32
Electro Sur Este	3	Interconectado	La Convencion	La Convencion	0.91	33.59	24.37	69.36
Electro Sur Este	3	Interconectado	Vilcanota-Sicuani	Vilcanota, Sicuani	0.40	45.26	26.92	130.43
Electro Sur Este	3	Interconectado	Yauri	Yauri	0.45	64.41	14.42	88.03
Electro Sur Este	3	Aislado Térmico	Iñapari	Iñapari	0.18	91.07	4.55	56.19
Electro Sur Este	4	Interconectado	Andahuaylas	Andahuaylas, Chincheros, Chuquibambilla, Chalhuanca	0.38	17.80	25.91	233.65
Electro Sur Este	4	Interconectado	Valle Sagrado 1	Cachimayo, Urubamba, Calca, Pisac	0.46	32.58	33.50	161.05
Electro Sur Este	4	Interconectado	Valle Sagrado 2	Oropeza, Quencoro, Huaro	0.39	31.64	19.04	126.75
Electro Sur Medio	2	Interconectado	Chincha	Chincha	4.21	146.88	12.55	6.72
Electro Sur Medio	2	Interconectado	Ica	Ica	2.87	108.10	11.54	9.56
Electro Sur Medio	2	Interconectado	Nazca-Palpa-Puquio	Nazca, Palpa, Puquio	1.05	116.32	9.30	22.12
Electro Sur Medio	2	Interconectado	Pisco	Pisco	3.96	60.39	7.66	5.29
Electro Sur Medio	2	Aislado Térmico	Coracora	Coracora	0.55	163.08	5.81	23.66
Electro Sur Medio	3	Interconectado	Cordova-Querco	Cordova, Querco, Chipao	1.04	5.56	15.03	302.40
Electro Sur Medio	3	Aislado Hidráulico	Pausa	Pausa	0.51	81.56	10.94	57.72
Electro Sur Medio	3	Aislado Térmico	Lucanas	Lucanas	0.18	91.03	21.16	280.10

Empresa	Sector	Tipo de Sistema	Sistema	Descripción	I1 MW.h/usuario-año	I2 kVA/km MT	I3 m BT-SP/usuario SP	I4 m (MT+BT)/MW.h
Electro Sur Medio	4	Interconectado	Huaytara-Chocorvos	Huaytara, Chocorvos, Castrovirreyna, Tantara, Huachos, Ticrapo	0.39	9.29	15.30	336.78
Electro Sur Medio	4	Interconectado	Ingenio-Changuillo	Ingenio, Changuillo, Andamarca	0.41	26.03	15.26	176.06
Electro Sur Medio	4	Aislado Hidráulico	Chaviña	Chaviña	0.29	11.00	6.34	127.22
Electro Sur Medio	4	Aislado Hidráulico	Incuyo	Incuyo	0.51	23.72	26.17	193.85
Electro Sur Medio	4	Aislado Hidráulico	Laramate	Laramate	0.59	38.27	22.32	143.10
Electro Sur Medio	4	Aislado Térmico	Tambo Quemado	Tambo Quemado	0.20	28.06	10.55	197.04
Electro Ucayali	2	Aislado Térmico	Pucallpa	Pucallpa	2.95	185.67	13.38	10.46
Electro Ucayali	3	Aislado Hidráulico	Atalaya	Atalaya	0.87	26.47	12.61	45.17
Electro Ucayali	3	Aislado Térmico	Campo Verde	Campo Verde	0.87	197.26	40.85	102.28
Electrocentro	2	Interconectado	Ayacucho	Ayacucho Ciudad	1.09	293.34	7.76	15.32
Electrocentro	2	Interconectado	Huancavelica Ciudad	Huancavelica Ciudad	1.10	213.16	11.88	23.98
Electrocentro	2	Interconectado	Huancayo	Huancayo	1.56	326.01	10.81	14.57
Electrocentro	2	Interconectado	Huanuco	Huanuco Ciudad	1.48	187.91	12.07	19.19
Electrocentro	2	Interconectado	Pasco	Pasco (Alambron, Andaychagua, Casa de Piedra, Curipata, Paccha-Oroya, Pachacayo, Pachachaca, Paragsha, Primero de Mayo, Pucayacu, San Jose, Shelby-Vicco, Smelter, Yurajhuanca)	1.76	97.43	12.45	17.40
Electrocentro	2	Interconectado	Tarma-Chanchamayo	Tarma Ciudad, Chanchamayo	1.26	151.18	13.24	24.98
Electrocentro	2	Interconectado	Tingo Maria	Tingo Maria	1.30	280.76	13.75	23.55
Electrocentro	2	Aislado Hidráulico	Pichanaki	Pichanaki	0.94	195.37	11.54	27.78
Electrocentro	3	Interconectado	Cangallo-Llusita	Cangallo, Llusita	1.14	26.45	25.82	82.11
Electrocentro	3	Interconectado	Huanta-Machahuay	Huanta, Machahuay	0.57	34.24	19.16	98.56
Electrocentro	3	Interconectado	Pampas	Pampas	0.34	48.27	31.55	192.86
Electrocentro	3	Interconectado	Pasco Rural 1	Junin, Carhuamayo, Oxapampa, Villarica, Carlos Francisco, Casapalca Norte, Chicla, Yuncan	0.82	43.53	39.41	121.92
Electrocentro	3	Interconectado	Valle del Mantaro 1	Concepción, Ingenio, Jauja	0.62	44.87	24.44	88.00
Electrocentro	3	Interconectado	Valle del Mantaro 2	Chupaca	0.63	41.52	20.70	55.66
Electrocentro	3	Aislado Hidráulico	Chalhuamayo-Satipo	Chalhuamayo, Satipo	1.37	39.77	18.67	51.73
Electrocentro	3	Aislado Hidráulico	San Francisco	San Francisco	0.57	35.37	11.97	71.81

Empresa	Sector	Tipo de Sistema	Sistema	Descripción	I1 MW.h/usuario-año	I2 kVA/km MT	I3 m BT-SP/usuario SP	I4 m (MT+BT)/MW.h
Electrocentro	4	Interconectado	Ayacucho Rural	Quinua, Tambo, San Miguel, Socos, Vinchos, Julcamarca, Chincho, Tambillo, Acocro, Ocros	0.51	12.57	40.56	379.93
Electrocentro	4	Interconectado	Huancavelica Rural	Huancavelica Norte, Cascabamba, Rumichaca	0.46	18.79	51.90	285.80
Electrocentro	4	Interconectado	Huanuco Rural	Chavinillo, La Union, Panao, Chaglla, Acomayo, Pillao	0.46	16.09	20.26	188.14
Electrocentro	4	Interconectado	Pasco Rural 2	Goyllarisquizga, Chaprin	0.68	29.35	36.53	164.05
Electrocentro	4	Interconectado	Tablachaca	Tablachaca, Colcabamba, Restitución	0.25	17.08	30.36	311.20
Electrocentro	4	Interconectado	Tarma Rural	Acobamba, Palca, Palcamayo, San Pedro de Cajas	0.31	31.56	28.55	217.11
Electrocentro	4	Interconectado	Valle del Mantaro 3	Huayucachi	0.42	28.92	25.70	117.58
Electrocentro	4	Interconectado	Valle del Mantaro 4	Chala Nueva, Chumpe, Comas, Huarisca, Machu, Matapa	0.39	16.86	57.66	404.00
Electrocentro	4	Aislado Hidráulico	Acobambilla	Acobambilla	0.05	12.14	12.94	660.03
Electrocentro	4	Aislado Hidráulico	Pozuzo	Pozuzo	0.95	17.97	13.99	111.09
Electronoroeste	2	Interconectado	Piura	Piura	1.88	417.31	12.32	14.46
Electronoroeste	2	Interconectado	Sullana-El Arenal-Paita	Sullana, El Arenal, Paita	3.01	292.82	10.45	8.98
Electronoroeste	2	Interconectado	Talara	Talara	1.31	221.50	9.66	19.90
Electronoroeste	2	Interconectado	Tumbes	Tumbes (Cabeza de Vaca, La Cruz, Mancora, Nautilius, Puerto Pizarro, Tumbes, Zarumilla)	1.37	113.19	12.41	25.93
Electronoroeste	3	Interconectado	Bajo Piura	Bajo Piura	0.63	94.68	10.86	70.08
Electronoroeste	3	Interconectado	Chulucanas	Chulucanas	0.73	46.62	10.03	61.83
Electronoroeste	3	Interconectado	Tumbes Rural	Zorritos	0.71	29.57	20.76	101.77
Electronoroeste	3	Aislado Térmico	Cancas	Cancas	0.36	58.20	10.36	121.71
Electronoroeste	3	Aislado Térmico	Canchaque	Canchaque	0.35	90.00	23.02	152.45
Electronoroeste	3	Aislado Térmico	Chalaco	Chalaco	0.37	47.85	14.75	115.83
Electronoroeste	3	Aislado Térmico	Huancabamba	Huancabamba	0.56	126.65	13.51	57.39
Electronoroeste	3	Aislado Térmico	Malacasi	Malacasi	0.21	87.71	16.99	226.44
Electronoroeste	3	Aislado Térmico	Morropon	Morropon	0.33	113.41	15.76	127.44
Electronoroeste	3	Aislado Térmico	Santo Domingo	Santo Domingo	0.34	180.72	13.60	90.85

Empresa	Sector	Tipo de Sistema	Sistema	Descripción	I1 MW.h/usuario-año	I2 kVA/km MT	I3 m BT-SP/usuario SP	I4 m (MT+BT)/MW.h
Electronorte	2	Interconectado	Chiclayo	Chiclayo	1.92	289.09	9.21	10.76
Electronorte	2	Aislado Hidráulico	Bagua-Jaen	Bagua, Jaen, Muyo	1.22	128.47	12.70	27.25
Electronorte	2	Aislado Hidráulico	Chachapoyas	Chachapoyas, Caclic	1.08	88.91	16.86	41.13
Electronorte	2	Aislado Térmico	San Ignacio	San Ignacio	0.74	269.39	14.97	46.95
Electronorte	3	Interconectado	Chongoyape	Chongoyape	0.55	46.43	14.53	83.38
Electronorte	3	Aislado Hidráulico	Chota	Chota, Bambamarca, Chiriconga, Santa Cruz	0.70	77.66	15.41	67.97
Electronorte	3	Aislado Hidráulico	Cutervo	Cutervo, Tacabamba	0.58	35.36	15.17	86.80
Electronorte	3	Aislado Hidráulico	Jumbilla	Jumbilla	0.42	51.57	25.34	156.05
Electronorte	3	Aislado Hidráulico	Leymebamba	Leymebamba	0.35	104.42	12.78	76.85
Electronorte	3	Aislado Hidráulico	Pomahuaca	Pomahuaca	0.60	224.72	16.98	61.34
Electronorte	3	Aislado Hidráulico	Pucara	Pucara	0.64	106.77	15.20	57.82
Electronorte	3	Aislado Hidráulico	R. De Mendoza	R. De Mendoza	0.49	51.66	25.56	123.20
Electronorte	3	Aislado Térmico	Mocupe	Mocupe	0.39	136.01	18.61	104.22
Electronorte	3	Aislado Térmico	Morrope	Morrope	0.46	452.48	24.46	120.01
Electronorte	3	Aislado Térmico	Pomacochas	Pomacochas	0.32	240.22	20.14	75.70
Electronorte	3	Aislado Térmico	Querocoto	Querocoto	0.75	13.25	14.31	98.05
Electronorte	3	Aislado Térmico	Salas	Salas	0.33	831.44	25.50	167.83
Electronorte	4	Aislado Hidráulico	Niepos	Niepos, Oyotun	0.50	28.58	22.66	144.70
Electrosur	2	Interconectado	Ilo	Ilo	1.68	324.85	8.60	14.56
Electrosur	2	Interconectado	Moquegua	Moquegua	1.24	91.56	8.90	23.44
Electrosur	2	Interconectado	Tacna	Tacna	1.80	347.43	10.96	14.69
Electrosur	2	Interconectado	Yarada	Yarada	11.34	39.74	1.75	12.00
Electrosur	3	Interconectado	Puquina-Omate-Ubinas	Puquina, Omate, Ubinas	0.52	138.28	27.16	114.92
Electrosur	4	Interconectado	Tarata	Tarata	0.78	13.96	21.18	122.45
Electrosur	4	Interconectado	Tomasiri	Tomasiri	2.21	13.55	71.12	125.01
Electrosur	4	Aislado Térmico	Ichuña	Ichuña	0.24	0.00	30.91	248.04

Empresa	Sector	Tipo de Sistema	Sistema	Descripción	I1 MW.h/usuario-año	I2 kVA/km MT	I3 m BT-SP/usuario SP	I4 m (MT+BT)/MW.h
Hidrandina	2	Interconectado	Cajamarca	Cajamarca, Cajabamba, Chilete, San Marcos, Tembladera, Huamachuco	1.52	92.58	12.78	21.65
Hidrandina	2	Interconectado	Caraz-Carhuaz-Huaraz	Caraz, Carhuaz, Huaraz	1.24	72.31	23.26	38.71
Hidrandina	2	Interconectado	Chimbote	Chimbote, Casma Cuidad	2.08	162.54	11.65	13.00
Hidrandina	2	Interconectado	Guadalupe	Guadalupe	1.32	134.96	10.57	22.08
Hidrandina	2	Interconectado	Huarmey	Huarmey	1.55	57.04	11.12	19.93
Hidrandina	2	Interconectado	Trujillo	Trujillo (Casagrande-1, Casagrande-2, El Porvenir, Malabrigo, Moche, Paijan, Salaverry-2, Santiago de Cao, Trujillo Norte, Trujillo Sur, Viru)	1.96	254.18	11.14	12.85
Hidrandina	3	Interconectado	Huallanca	Huallanca, La Pampa, Pallasca, Sihuas, Santiago de Chuco	1.33	25.32	30.41	79.24
Hidrandina	3	Interconectado	Ticapampa	Ticapampa	1.95	36.51	43.62	52.43
Hidrandina	3	Interconectado	Trujillo Rural	Otuzco, Charat, La Florida	0.62	29.40	16.04	96.82
Hidrandina	3	Aislado Hidráulico	Celendin	Celendin	0.64	82.54	16.94	67.14
Hidrandina	3	Aislado Hidráulico	Chiquian	Chiquian	0.46	59.40	17.36	100.34
Hidrandina	3	Aislado Hidráulico	Huari	Huari	0.74	30.57	23.17	99.01
Hidrandina	3	Aislado Hidráulico	Pomabamba	Pomabamba	0.63	45.84	24.03	83.43
Hidrandina	3	Aislado Térmico	Tortugas	Tortugas	0.46	71.88	18.83	86.00
Hidrandina	4	Interconectado	Casma Rural	Buena Vista Alta, Quillo, Yautan, Cochabamba, Pariacoto, Colcabamba	0.07	14.63	7.03	5 900.63
Hidrandina	4	Aislado Hidráulico	Namora	Namora	0.63	24.38	38.53	161.80
Hidrandina	4	Aislado Hidráulico	Tayabamba	Tayabamba	0.75	19.63	58.80	268.34
Luz del Sur	1	Interconectado	Lima Sur	Lima Sur	5.09	366.08	11.37	4.71
Seal	2	Interconectado	Arequipa	Arequipa	2.00	223.65	12.07	8.93
Seal	2	Interconectado	Mollendo-Matarani	Mollendo, Matarani	1.49	69.01	13.44	17.32
Seal	2	Aislado Térmico	Atico	Atico	0.59	152.73	15.54	37.67
Seal	2	Aislado Térmico	Camana	Camana	0.88	53.32	15.68	33.06
Seal	2	Aislado Térmico	Chala	Chala	0.69	147.60	15.87	30.04
Seal	3	Interconectado	Majes	Majes	1.64	22.15	61.44	75.43
Seal	3	Interconectado	Reparticion	La Joya, San Camilo	1.14	26.63	32.06	55.22
Seal	3	Aislado Hidráulico	Chuquibamba	Chuquibamba	0.54	41.19	28.53	86.25
Seal	3	Aislado Hidráulico	Huanca	Huanca	0.47	28.88	29.75	106.58
Seal	3	Aislado Térmico	Caraveli	Caraveli	0.83	30.97	18.08	44.51
Seal	3	Aislado Térmico	Corire	Corire	0.69	36.95	27.04	89.45
Seal	3	Aislado Térmico	Ocoña	Ocoña	0.58	19.54	15.09	67.12
Seal	4	Interconectado	Colca	Colca	0.28	24.01	14.19	119.41
Seal	4	Aislado Hidráulico	Cotahuasi	Cotahuasi	0.36	29.75	19.60	117.54
Seal	4	Aislado Térmico	Bella Union	Bella Union	0.38	14.89	19.19	170.61
Seal	4	Aislado Térmico	Pampacolca	Pampacolca	0.61	18.14	82.74	267.44

Factores de Ponderación del VAD

Factores de Ponderación del VADMT

Empresa	Factores de Ponderación por Sector Típico				Total
	1	2	3	4	
Coelvisa	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%
Edecañete	0.00%	94.57%	5.43%	0.00%	100.00%
Edelnor	94.65%	5.26%	0.07%	0.02%	100.00%
Electro Oriente	0.00%	99.86%	0.14%	0.00%	100.00%
Electro Puno	0.00%	85.12%	3.89%	10.99%	100.00%
Electro Sur Este	0.00%	68.70%	18.31%	12.99%	100.00%
Electro Sur Medio	0.00%	99.24%	0.28%	0.48%	100.00%
Electro Ucayali	0.00%	98.84%	1.16%	0.00%	100.00%
Electrocentro	0.00%	74.77%	17.73%	7.50%	100.00%
Electronoroeste	0.00%	94.21%	5.79%	0.00%	100.00%
Electronorte	0.00%	95.50%	4.06%	0.44%	100.00%
Electrosur	0.00%	96.46%	0.24%	3.30%	100.00%
Hidrandina	0.00%	95.75%	4.05%	0.20%	100.00%
Luz del Sur	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
Seal	0.00%	95.66%	3.62%	0.72%	100.00%

Factores de Ponderación del VADBT

Empresa	Factores de Ponderación por Sector Típico				Total
	1	2	3	4	
Coelvisa	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%	100.00%
Edecañete	0.00%	89.57%	10.43%	0.00%	100.00%
Edelnor	95.25%	4.63%	0.08%	0.04%	100.00%
Electro Oriente	0.00%	99.80%	0.20%	0.00%	100.00%
Electro Puno	0.00%	78.56%	5.91%	15.53%	100.00%
Electro Sur Este	0.00%	65.62%	20.10%	14.28%	100.00%
Electro Sur Medio	0.00%	98.61%	0.28%	1.11%	100.00%
Electro Ucayali	0.00%	97.68%	2.32%	0.00%	100.00%
Electrocentro	0.00%	73.40%	18.02%	8.58%	100.00%
Electronoroeste	0.00%	90.45%	9.55%	0.00%	100.00%
Electronorte	0.00%	93.89%	5.53%	0.58%	100.00%
Electrosur	0.00%	97.20%	0.35%	2.45%	100.00%
Hidrandina	0.00%	95.92%	3.79%	0.29%	100.00%
Luz del Sur	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
Seal	0.00%	95.39%	3.58%	1.03%	100.00%

ANEXO N° 2

Determinación del VAD y Cargos Fijos

Determinación del VAD y Cargos Fijos

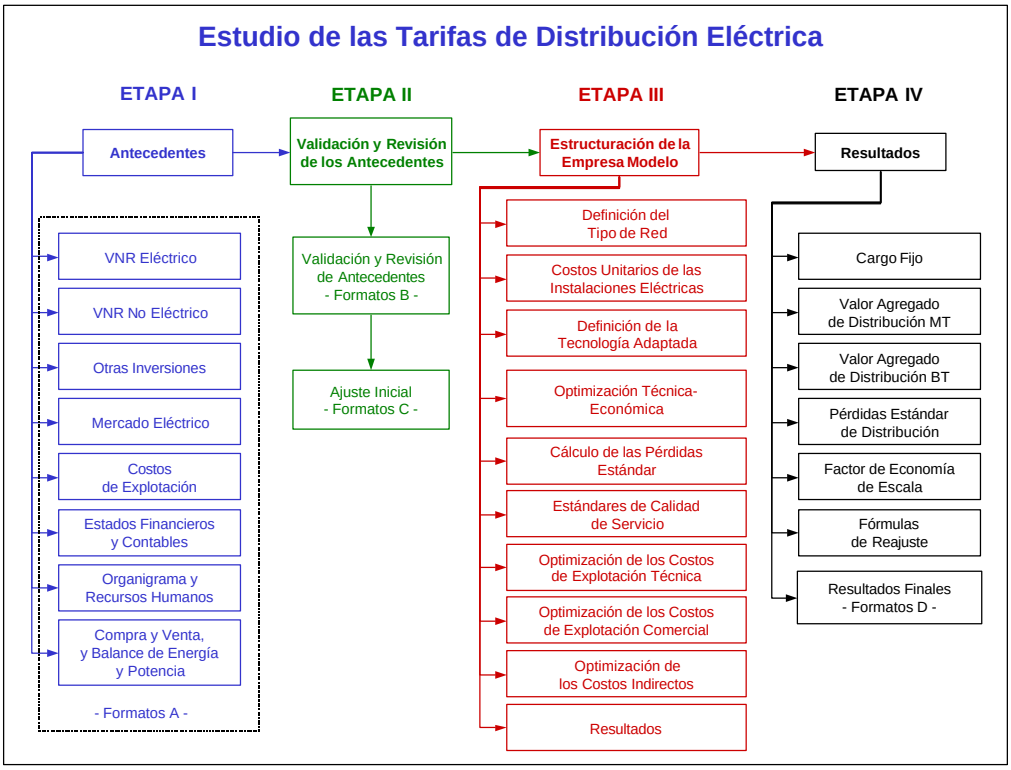
Metodología

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 67° de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERG elaboró los Términos de Referencia del estudio de las tarifas de distribución eléctrica.

Los Términos de Referencia establecieron los objetivos, alcances y requerimientos técnicos del estudio, así como, las etapas que siguieron los consultores precalificados para el desarrollo del estudio, las mismas que fueron las siguientes:

- Recopilación de los antecedentes (información técnica, comercial y económica del sistema de distribución eléctrica seleccionado como empresa modelo para el sector típico).
- Validación y revisión de los antecedentes.
- Estructuración de la empresa modelo.
- Resultados (VAD, cargos fijos, pérdidas estándar técnicas y comerciales, factores de economía de escala y fórmulas de actualización).

En el siguiente diagrama se muestra las etapas del estudio y las actividades relevantes de cada una de ellas.



Recopilación de los Antecedentes

Comprendió la recopilación en los Formatos A de la siguiente información:

- Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución en media y baja tensión.
- Inversiones no eléctricas para la prestación del servicio de distribución eléctrica.
- Consumo de energía y demanda máxima registrada a nivel de media y baja tensión.
- Pérdidas técnicas y comerciales de potencia y energía en media y baja tensión.
- Número de usuarios, ventas de energía y potencia a nivel de opciones tarifarias y tipo de usuarios (regulados y no regulados).
- Estructura, recursos y costos de explotación técnica en media y baja tensión.
- Estructura, recursos y costos de explotación comercial.
- Ingresos por ventas de energía y potencia a usuarios regulados y no regulados.
- Ingresos y costos por otros servicios.
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios y su asignación a cada una de las actividades de inversión, explotación y otros servicios.
- Costos indirectos de gestión y su asignación.
- Organigrama, manual de organización y funciones, cuadro de asignación y estructura salarial del personal.

Validación y Revisión de los Antecedentes

Comprendió:

- Validación y revisión de los antecedentes recopilados mediante otras fuentes de información y documentación de sustento solicitada a la empresa (Formatos B).
- Ajuste inicial con base en un benchmarking y mejora de la empresa real (Formatos C).

Estructuración de la Empresa Modelo

Estructuración de la empresa modelo de acuerdo a los criterios del sistema económicamente adaptado.

Comprendió las siguientes actividades:

- Caracterización del mercado eléctrico y diseño preliminar de la red.
- Definición de los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica.
- Determinación de las tecnologías.
- Proceso de optimización técnica económica de las instalaciones de distribución eléctrica.
- Inversiones del sistema de distribución en media y baja tensión.
- Estándar de calidad de servicio.
- Pérdidas estándar de energía y potencia.
- Balance de energía y potencia.
- Determinación de los costos de explotación técnica en media y baja tensión.
- Determinación de los costos de explotación comercial.
- Costos indirectos de administración, contabilidad y otros servicios.
- Asignación de costos indirectos de gestión.

Resultados

Comprendió la determinación de lo siguiente:

- Valor Agregado de Distribución en Media Tensión (VADMT).
- Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión (VADBT).
- Cargos Fijos (CFE, CFS y CFH).
- Pérdidas estándar de potencia en media tensión.
- Pérdidas estándar de potencia en baja tensión.
- Pérdidas estándar de energía en media tensión.
- Pérdidas estándar de energía en baja tensión.
- Factores de economía de escala.
- Fórmulas de actualización del VAD y Cargos Fijos.
- Resultados finales (Formatos D).

Sector Típico 1

Valor Nuevo de Reemplazo

A partir de la densidad de carga se elaboró una zonificación del mercado eléctrico del sector típico 1, estableciéndose las siguientes zonas y sus respectivos límites de densidad:

Zona	Rango de Densidad de Carga MW/km2
Urbano – Muy Alta Densidad	$\delta > 4.00$
Urbano – Alta Densidad 1	$4.00 \geq \delta > 2.50$
Urbano – Alta Densidad 2	$2.50 \geq \delta \geq 1.50$
Urbano – Media Densidad	$1.50 > \delta \geq 0.25$
Urbano Rural – Baja Densidad	$\delta < 0.25$

Asimismo, en consideración de restricciones en la utilización de ciertos tipos de tecnología por contaminación salina se estableció en la zona costera una zonificación particular.

De acuerdo a la zonificación del mercado se estableció el tipo de instalaciones adaptadas para cada zona mencionada.

- Urbano – Muy Alta Densidad
  - Red de media y baja tensión subterránea.
  - Subestaciones de distribución MT/BT (SE MT/BT) tipo convencional a nivel y subterránea, y compacta en pedestal y bóveda.

- Urbano – Alta Densidad 1
  - Red de media tensión subterránea.
  - Red de baja tensión aérea.
  - SE MT/BT tipo convencional a nivel y subterránea, y compacta en pedestal y bóveda.

- Urbano – Alta Densidad 2
  - Red de media y baja tensión aérea.
  - SE MT/BT tipo monoposte y biposte.

- Urbano – Media y Baja Densidad
  - Red de media y baja tensión aérea.

  - SE MT/BT tipo monoposte y biposte.

La tecnología adoptada para cada zona se basa en la disponibilidad tecnológica del mercado y el dimensionamiento óptimo de las instalaciones de distribución.

- Red de media tensión subterránea.
  - Cables unipolares de aislación seca de cobre.
  - Empalmes y terminaciones para cable seco.
- Red de media tensión aérea.
  - Conductores de aluminio desnudo y cables de aluminio autoportante sobre postes de concreto en zonas sin contaminación salina.
  - Conductores de cobre desnudo y cables de aluminio autoportante sobre postes de concreto en zonas con contaminación salina.
- Equipos de maniobra y protección de la red de media tensión.
  - Subestaciones de seccionamiento o maniobra equipadas con interruptores, seccionadores bajo carga y seccionadores según requerimientos de la topología de la red considerada.
  - Seccionadores fusible (cut-out) y seccionadores baja carga aéreos.
  - Otros como recloser, seccionalizadores y banco de condensadores.
- Subestaciones de distribución MT/BT.
  - Tipo convencional a nivel y subterránea, compacta en pedestal y bóveda, biposte y monoposte de acuerdo a la zonificación.
- Red de baja tensión subterránea.
  - Cables unipolares de aislación seca de cobre.
  - Empalmes, derivaciones y terminaciones para cable seco.
- Red de baja tensión aérea.
  - Conductores de aluminio autoportante sobre postes de concreto.
- Alumbrado Público.
  - Conductores de aluminio autoportante sobre postes de concreto (exclusivos y compartidos).
  - Equipos de control y medición del alumbrado público equipados con fotocélula, contactor, protección térmica y medidor.
  - Pastorales metálicos.
  - Lámparas de vapor de sodio de 70 W, 150 W y 250 W.

Para la red de media tensión se adoptó redes trifásicas en 10 kV con neutro aislado en redes subterráneas y con neutro rígido en redes aéreas. Para la red de baja tensión se adoptó redes trifásicas en 220 V.

Los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica comprenden los costos directos (materiales, stock, mano de obra y transporte y equipos) y los costos indirectos (ingeniería, gastos generales e interés intercalario). Los costos de los materiales y recursos (mano de obra y transporte y equipos) corresponden a valores de mercado.

Las inversiones no eléctricas corresponden al equipamiento (terrenos, edificios, vehículos, equipos de medición y control, equipos de oficina, equipos de cómputo, etc.) requerido para la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Costos de Explotación

Los costos de explotación se determinaron para la empresa modelo y comprende los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del sistema económicamente

adaptado y los costos indirectos correspondientes a la organización “ad hoc” de la empresa modelo.

Para la determinación de los costos de explotación técnica directos se identificaron las actividades correspondientes a la operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica de la empresa modelo. Se consideraron los costos de materiales, mano de obra y transporte y equipos de cada actividad, así como, los rendimientos y frecuencias.

Los costos de explotación comercial corresponden a los costos de las actividades de atención al usuario, lectura de medidores y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Finalmente, se incorporó los costos indirectos resultantes de la asignación de los costos de gestión, administración, contabilidad y otros de la empresa modelo. Adicionalmente, se dedujo los costos correspondientes a otras actividades no reguladas tales como conexiones, cortes y reconexiones, arrendamiento de postes, mantenimiento de instalaciones de terceros, etc.

Sector Típico 2

Valor Nuevo de Reemplazo

Se realizó una zonificación del mercado de acuerdo a la densidad de carga, tipo de usuario y homogeneidad de la zona para la definición de la topología y tecnología del sistema.

La red de media tensión comprende redes aéreas trifásicas en 10 kV con neutro rígido y conductores desnudos de aleación de aluminio sobre postes de concreto, y redes subterráneas con cables unipolares de aislación seca de cobre para las salidas de los alimentadores de los centros de transformación AT/MT. Los equipos de protección y seccionamiento de la red de media tensión están constituidos por recloser, seccionalizadores, seccionadores bajo carga y seccionadores fusible (cut-out).

Para las subestaciones de distribución MT/BT se consideró transformadores trifásicos en estructuras tipo monoposte y biposte con postes de concreto y tablero de control.

La red de baja tensión es aérea trifásica en 380/220 V con neutro corrido y cables autoportantes de aluminio sobre postes de concreto. Para el alumbrado público se consideró lámparas de vapor de sodio de 70 W, 150 W y 250 W, y equipos de control y medición del alumbrado público equipados con fotocélula, contactor, protección térmica y medidor.

Los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica comprenden los costos directos (materiales, stock, mano de obra y transporte y equipos) y los costos indirectos (ingeniería, gastos generales e interés intercalario). Los costos de los materiales y recursos (mano de obra y transporte y equipos) corresponden a valores de mercado.

Las inversiones no eléctricas corresponden al equipamiento (terrenos, edificios, vehículos, equipos de medición y control, equipos de oficina, equipos de cómputo, etc.) requerido para la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Costos de Explotación

Los costos de explotación se determinaron para la empresa modelo y comprende los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del sistema económicamente adaptado y los costos indirectos correspondientes a la organización "ad hoc" de la empresa modelo.

Para la determinación de los costos de explotación técnica directos se identificaron las actividades correspondientes a la operación y mantenimiento de las instalaciones de distribución eléctrica de la empresa modelo. Se consideraron los costos de materiales, mano de obra y transporte y equipos de cada actividad, así como, los rendimientos y frecuencias.

Los costos de explotación comercial corresponden a los costos de las actividades de atención al usuario, lectura de medidores y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Finalmente, se incorporó los costos indirectos resultantes de la asignación de los costos de gestión, administración, contabilidad y otros de la empresa modelo. Adicionalmente, se dedujo los costos correspondientes a otras actividades no reguladas tales como conexiones, cortes y reconexiones, arrendamiento de postes, mantenimiento de instalaciones de terceros, etc.

Sector Típico 3

Valor Nuevo de Reemplazo

La red de media tensión es aérea y comprende redes trifásicas con neutro sólidamente aterrado en 13.2 kV, redes monofásicas en 13.2 kV y redes monofásicas con retorno por tierra en 7.6 kV, conductores desnudos de aleación de aluminio sobre postes de madera. Los equipos de protección y seccionamiento de la red de media tensión están constituidos por seccionadores fusible (cut-out), seccionalizadores, recloser en los alimentadores largos y para la protección contra sobretensiones se utilizaron pararrayos tipo distribución de óxido de zinc.

Para las subestaciones de distribución MT/BT se consideró transformadores monofásicos y trifásicos en estructuras tipo monoposte y biposte con postes de madera, tableros de protección de la red de baja tensión, control y medición del alumbrado público para transformadores mayores a 15 kVA y tableros de control y medición del alumbrado público para transformadores menores a 15 kVA.

La red de baja tensión es aérea y comprende redes trifásicas en 220 V, redes monofásicas en 440/220 V con neutro corrido, cables autoportantes de aluminio sobre postes de madera. Para el alumbrado público se consideró lámparas de vapor de sodio de 50 W y 70 W, y equipo de control compuesto por célula fotoeléctrica.

Los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica comprenden los costos directos (materiales, stock, mano de obra y transporte y equipos) y los costos indirectos (ingeniería, gastos generales e interés intercalario). Los costos de los materiales y recursos (mano de obra y transporte y equipos) corresponden a valores de mercado.

Las inversiones no eléctricas corresponden a la asignación del equipamiento (terrenos, edificios, vehículos, equipos de medición y control, equipos de oficina, equipos de cómputo, etc.) requerido para la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Costos de Explotación

Los costos de explotación se determinaron para la empresa modelo y comprende los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del sistema económicamente adaptado y los costos indirectos correspondientes a la organización “ad hoc” de la empresa modelo.

Los costos de explotación técnica directos se determinaron en función de las actividades de operación y mantenimiento estándar, periocidad de las mismas, rendimientos y costos de mano de obra y transporte y equipos de las instalaciones de la empresa modelo.

Los costos de explotación comercial corresponden a los costos de las actividades de atención al usuario, lectura de medidores y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Finalmente, se incorporó los costos indirectos resultantes de la asignación de los costos de gestión, administración, contabilidad y otros de la empresa modelo.

Sector Típico 4

Valor Nuevo de Reemplazo

El proceso de optimización se realizó considerando tres zonas: semi-urbana, semi-rural y rural. Para la zona semi-urbana la red de media tensión se determina según la mejor ubicación de las subestaciones de distribución MT/BT y la red de baja según módulos óptimos construidos según la demanda, longitud de red y caída de tensión admisible. Para la zona semi-rural se considera las subestaciones de distribución MT/BT cerca de los centros de carga que determina la red de media tensión. La red de baja tensión se determina a partir de la adaptación de la red existente. Para la zona rural se considera las subestaciones de distribución MT/BT cerca de los centros de carga que determina la red de media tensión y la alimentación directa de los usuarios desde la subestación.

La red de media tensión es aérea y comprende redes trifásicas con neutro sólidamente aterrado en 13.2 kV, redes monofásicas en 13.2 kV y redes monofásicas con retorno por tierra en 7.6 kV, conductores desnudos de aleación de aluminio sobre postes de madera. Los equipos de protección y seccionamiento de la red de media tensión están constituidos por seccionadores fusible (cut-out), seccionalizadores, recloser en los alimentadores largos y para la protección contra sobretensiones se utilizaron pararrayos tipo distribución de óxido de zinc.

Para las subestaciones de distribución MT/BT se consideró transformadores monofásicos y trifásicos en estructuras tipo monoposte y biposte con postes de madera, tableros de protección de la red de baja tensión, control y medición del alumbrado público para transformadores mayores a 15 kVA y tableros de control y medición del alumbrado público para transformadores menores a 15 kVA.

La red de baja tensión es aérea y comprende redes trifásicas en 220 V, redes monofásicas en 440/220 V con neutro corrido, cables autoportantes de aluminio sobre postes de madera. Para el alumbrado público se consideró lámparas de vapor de sodio de 70 W, y equipo de control compuesto por célula fotoeléctrica.

Los costos estándar de inversión de las instalaciones de distribución eléctrica comprenden los costos directos (materiales, stock, mano de obra y transporte y equipos) y los costos

indirectos (ingeniería, gastos generales e interés intercalario). Los costos de los materiales y recursos (mano de obra y transporte y equipos) corresponden a valores de mercado.

Las inversiones no eléctricas corresponden a la asignación del equipamiento (terrenos, edificios, vehículos, equipos de medición y control, equipos de oficina, equipos de cómputo, etc.) requerido para la prestación del servicio de distribución eléctrica.

Costos de Explotación

Los costos de explotación se determinaron para la empresa modelo y comprende los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas del sistema económicamente adaptado y los costos indirectos correspondientes a la organización “ad hoc” de la empresa modelo.

Los costos de explotación técnica directos se determinaron en función de las actividades de operación y mantenimiento estándar, periocidad de las mismas, rendimientos y costos de mano de obra y transporte y equipos de las instalaciones de la empresa modelo.

Los costos de explotación comercial corresponden a los costos de las actividades de atención al usuario, lectura de medidores y procesamiento, emisión, reparto y cobranza del recibo o factura.

Finalmente, se incorporó los costos indirectos resultantes de la asignación de los costos de gestión, administración, contabilidad y otros de la empresa modelo.

ANEXO N° 3

Fórmulas de Actualización del VAD y Cargos Fijos

Fórmulas de Actualización del VAD y Cargos Fijos

A) Factor de actualizacion (FAVADMT) del VADMT

$$FAVDMT = AMT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BMT \times \frac{D}{D_0} + CMT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DMT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{D}{D_0}$$

El valor de AMT, BMT, CMT y DMT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
AMT	0.8400	0.7680	0.7353	0.6600
BMT	0.1100	0.1740	0.1766	0.2056
CMT	0.0300	0.0000	0.0000	0.0000
DMT	0.0200	0.0580	0.0881	0.1344

Siendo:

AMT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADMT

BMT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADMT

CMT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADMT

DMT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADMT

B) Factor de actualizacion (FAVADBT) del VADBT

$$FAVDBT = ABT \times \frac{IPM}{IPM_0} + BBT \times \frac{D}{D_0} + CBT \times \frac{IPCu}{IPCu_0} \times \frac{D}{D_0} + DBT \times \frac{IPAl}{IPAl_0} \times \frac{D}{D_0}$$

El valor de ABT, BBT, CBT y DBT por cada uno de los sectores típicos se muestra a continuación:

Parámetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
ABT	0.8800	0.8450	0.7631	0.7402
BBT	0.0300	0.0460	0.1245	0.1580
CBT	0.0300	0.0000	0.0000	0.0000
DBT	0.0600	0.1090	0.1124	0.1018

Siendo:

ABT : Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales en el VADBT

BBT : Coeficiente de participación de los productos importados en el VADBT

CBT : Coeficiente de participación del conductor de cobre en el VADBT

DBT : Coeficiente de participación del conductor de aluminio en el VADBT

C) Factores de actualizacion (FACFE, FACFS y FACFH) de los Cargos Fijos (CFE, CFS y CFH)

$$FACFE = FACFS = FACFH = \frac{IPM}{IPM_0}$$

D) Factor de actualizacion (FACER) del Cargo por Energía Reactiva (CER)

$$FACER = \frac{D}{D_0}$$

E) Definición de los parámetros utilizados en las fórmulas de actualización

$$D = TC \times (1 + TA)$$

Siendo:

D : Índice de productos importados.

TC : Valor referencial para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica: Dólar promedio para cobertura de importaciones (valor venta) determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado o el que lo reemplace.
Se utilizará el último valor venta publicado en el Diario Oficial "El Peruano" al día 28 del mes anterior.

TA : Tasa Arancelaria vigente para la importación de equipo electromecánico.
Se utilizarán los valores de TC y TA vigentes al día 28 del mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.

IPM : Índice de precios al por mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática.
Se tomará el valor del mes de la última publicación oficial disponible al día 28 del mes anterior.

IPCu : Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres.
Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
Para la obtención de este indicador se tomarán en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. US$/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".

IPAl : Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres.
Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del tercer mes anterior a aquel en que las tarifas resultantes serán aplicadas.
Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

Los valores base que se utilizarán en las fórmulas de actualización son:

TC_0 (S/./US$)	:	3.484
TA_0 (%)	:	12%
D_0 (S/./US$)	:	3.902
IPM_0	:	154.390705
$IPCu_0$ (ctv. US$/lb)	:	80.90
$IPAl_0$ (US$/tn)	:	1540.36

- El valor base del tipo de cambio del Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica (TC_0) corresponde al 30/09/2001.
- El valor base de la tasa arancelaria (TA_0) es la vigente al 30/09/2001.
- El valor base del índice de precios al por mayor (IPM_0) corresponde al mes de setiembre de 2001.
- El valor base del precio del cobre corresponde al promedio de los precios promedios mensuales de los 12 últimos meses que terminan en junio de 2001.
- El valor base del precio del aluminio corresponde al promedio de los precios promedios semanales (week avg.) de las 52 últimas semanas referidas a la cuarta semana del mes de junio (22/06/2001).

ANEXO N° 4

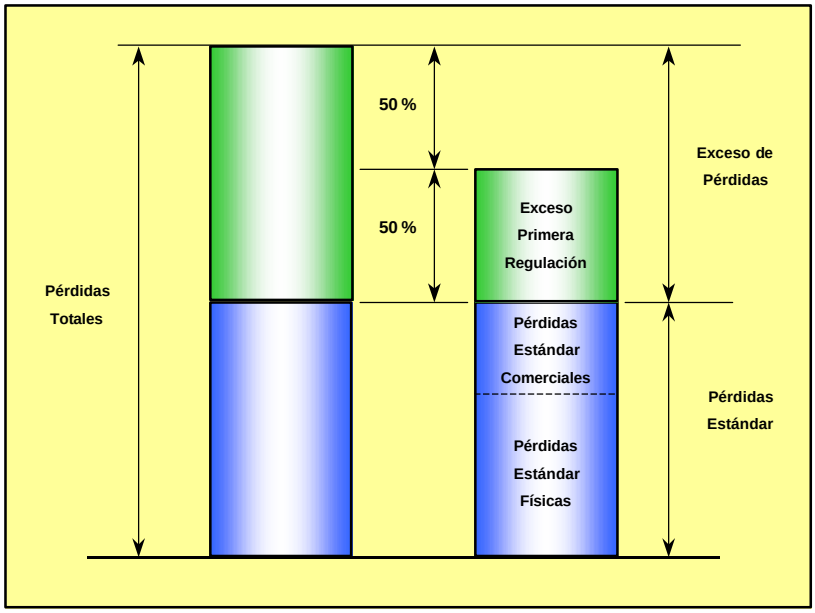
Factores de Expansión de Pérdidas

Factores de Expansión de Pérdidas

Antecedentes

El artículo 143° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que las pérdidas estándar a considerarse para el cálculo del Valor Agregado de Distribución comprende las pérdidas estándar físicas y comerciales.

La segunda disposición transitoria del Título XI del Reglamento de la LCE establece que las pérdidas estándar fijadas, conforme a lo establecido en el artículo 143° del Reglamento de la LCE, deberán ser alcanzadas progresivamente en tres períodos de regulación de las tarifas de distribución eléctrica y en la primera regulación se deberá reducir por lo menos el 50% de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas estándar.



Pérdidas Estándar

Las pérdidas estándar comprenden las pérdidas estándar físicas y las pérdidas estándar comerciales. El porcentaje de pérdidas estándar referido al ingreso en cada nivel de tensión es el siguiente:

Pérdidas Estándar Físicas

Sector	Media Tensión		Baja Tensión	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia
1	1.42%	1.99%	6.71%	8.00%
2	1.67%	3.00%	6.71%	10.31%
3	1.99%	3.95%	8.07%	13.16%
4	1.99%	3.95%	8.07%	13.16%

Pérdidas Estándar Comerciales

Sector	Media Tensión		Baja Tensión	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia
1	0.00%	0.00%	2.00%	2.00%
2	0.00%	0.00%	2.00%	2.00%
3	0.00%	0.00%	2.00%	2.00%
4	0.00%	0.00%	2.00%	2.00%

Pérdidas Estándar (Físicas + Comerciales)

Sector	Media Tensión		Baja Tensión	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia
1	1.42%	1.99%	8.71%	10.00%
2	1.67%	3.00%	8.71%	12.31%
3	1.99%	3.95%	10.07%	15.16%
4	1.99%	3.95%	10.07%	15.16%

Pérdidas Totales

Las pérdidas totales resultan de la diferencia entre la energía entregada al sistema de distribución eléctrica y la energía vendida a los usuarios de media y baja tensión.

Pérdidas Reconocidas

Las pérdidas reconocidas son las calculadas conforme lo establece la segunda disposición transitoria del Título XI del Reglamento de la LCE.

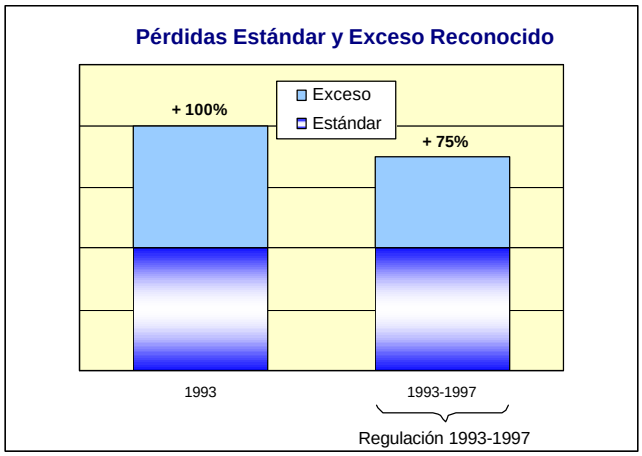
Exceso de Pérdidas

El exceso de pérdidas resulta de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas estándar. El exceso de pérdidas como porcentaje referido al ingreso en cada nivel de tensión por empresa es el siguiente:

Empresa	Media Tensión		Baja Tensión	
	Energía	Potencia	Energía	Potencia
Coelvisa	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Edecañete	1.99%	2.47%	10.61%	12.47%
Edelnor	1.99%	2.47%	10.61%	12.47%
Electro Oriente	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Electro Puno	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Electro Sur Este	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Electro Sur Medio	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Electro Ucayali	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Electrocentro	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Electronoroeste	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Electronorte	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Electrosur	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%
Hidrandina	1.66%	2.35%	29.13%	27.43%
Luz del Sur	1.99%	2.47%	10.61%	12.47%
Seal	4.12%	4.72%	16.73%	16.67%
Empresas municipales y otros	1.66%	2.35%	15.05%	15.14%

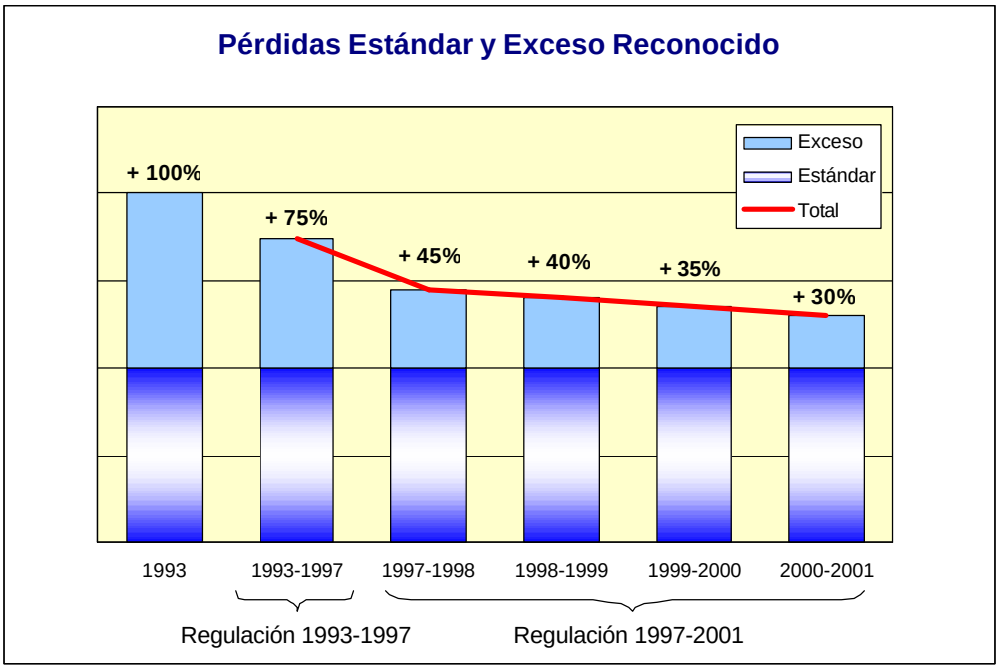
Regulación Noviembre 1993 - Octubre 1997

Tal como lo estableció la segunda disposición transitoria del Título XI del Reglamento de la LCE en la primera regulación se deberá reducir por lo menos el 50% de la diferencia entre las pérdidas totales y las pérdidas estándar. Con tal finalidad, en la Regulación Noviembre 1993 – Octubre 1997, se reconoció el 75% del exceso de pérdidas para que las empresas de distribución eléctrica al término del período de regulación alcanzarán una reducción del 50% del exceso.



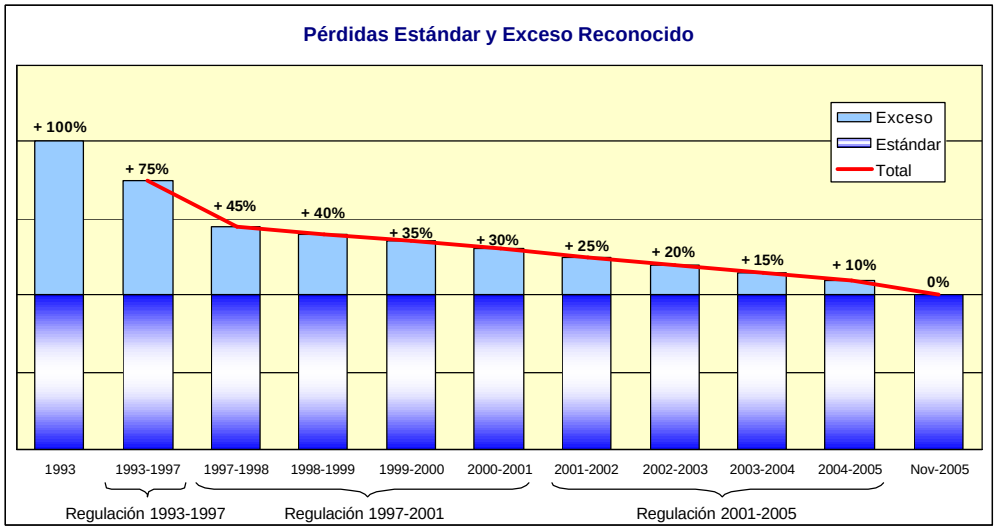
Regulación Noviembre 1997 - Octubre 2001

Para la Regulación Noviembre 1997 – Octubre 2001 se previó una reducción gradual del exceso de pérdidas en cuatro etapas de un año cada una. Se reconoció el 45%, 40%, 35% y 30% del exceso de pérdidas en cada etapa.



Regulación Noviembre 2001 - Octubre 2005

Para la Regulación Noviembre 2001 – Octubre 2005 se prevee continuar con la reducción gradual del exceso de pérdidas en cuatro etapas de un año cada una. Se reconoce el 25%, 20%, 15% y 10% del exceso de pérdidas en cada etapa.



A partir de Noviembre de 2005 el exceso de pérdidas a reconocer será igual a cero.

Factores de Expansión de Pérdidas

De acuerdo al porcentaje de pérdidas estándar y el exceso de pérdidas reconocidas se determina los factores de expansión de pérdidas a través de la siguiente expresión:

$$\text{Factor de Expansión de Pérdidas} = \frac{1}{1 - \frac{\%\ \text{Pérdidas}}{100}}$$

Los factores de expansión de pérdidas son:

PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión
PPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión

Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2001 hasta el 31 de octubre de 2002

Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0196	1.0268	1.1282	1.1510
Luz del Sur	1.0196	1.0268	1.1282	1.1510

Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0222	1.0375	1.1282	1.1824
Edelnor	1.0222	1.0375	1.1282	1.1824
Electro Oriente	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Puno	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Sur Este	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Sur Medio	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electro Ucayali	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electrocentro	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electronoroeste	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electronorte	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Electrosur	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Empresas municipales y otros	1.0213	1.0372	1.1425	1.1918
Hidrandina	1.0213	1.0372	1.1904	1.2371
Seal	1.0278	1.0436	1.1480	1.1973

Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Edecañete	1.0255	1.0479	1.1458	1.2237
Edelnor	1.0255	1.0479	1.1458	1.2237
Electro Oriente	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Puno	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Este	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Medio	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Ucayali	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrocentro	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronoroeste	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronorte	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrosur	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Hidrandina	1.0246	1.0475	1.2099	1.2824
Seal	1.0311	1.0541	1.1662	1.2396

Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0255	1.0479	1.1458	1.2237
Electro Puno	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Este	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electro Sur Medio	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrocentro	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electronorte	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Electrosur	1.0246	1.0475	1.1605	1.2337
Hidrandina	1.0246	1.0475	1.2099	1.2824
Seal	1.0311	1.0541	1.1662	1.2396

Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2002 hasta el 31 de octubre de 2003

Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0185	1.0255	1.1215	1.1428
Luz del Sur	1.0185	1.0255	1.1215	1.1428

Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0211	1.0362	1.1215	1.1738
Edelnor	1.0211	1.0362	1.1215	1.1738
Electro Oriente	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Puno	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Sur Este	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Sur Medio	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electro Ucayali	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electrocentro	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electronoroeste	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electronorte	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Electrosur	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Empresas municipales y otros	1.0204	1.0359	1.1328	1.1812
Hidrandina	1.0204	1.0359	1.1701	1.2165
Seal	1.0256	1.0411	1.1371	1.1855

Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Edecañete	1.0245	1.0465	1.1388	1.2144
Edelnor	1.0245	1.0465	1.1388	1.2144
Electro Oriente	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Puno	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Este	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Medio	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Ucayali	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrocentro	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronoroeste	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronorte	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrosur	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Hidrandina	1.0238	1.0462	1.1890	1.2602
Seal	1.0290	1.0515	1.1550	1.2269

Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0245	1.0465	1.1388	1.2144
Electro Puno	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Este	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electro Sur Medio	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrocentro	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electronorte	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Electrosur	1.0238	1.0462	1.1505	1.2223
Hidrandina	1.0238	1.0462	1.1890	1.2602
Seal	1.0290	1.0515	1.1550	1.2269

Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2003 hasta el 31 de octubre de 2004

Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0175	1.0242	1.1148	1.1347
Luz del Sur	1.0175	1.0242	1.1148	1.1347

Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0201	1.0349	1.1148	1.1652
Edelnor	1.0201	1.0349	1.1148	1.1652
Electro Oriente	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Puno	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Sur Este	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Sur Medio	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electro Ucayali	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electrocentro	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electronoroeste	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electronorte	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Electrosur	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Empresas municipales y otros	1.0196	1.0347	1.1232	1.1707
Hidrandina	1.0196	1.0347	1.1505	1.1965
Seal	1.0234	1.0385	1.1264	1.1739

Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Edecañete	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Edelnor	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Electro Oriente	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Puno	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Este	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Medio	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Ucayali	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrocentro	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electronoroeste	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electronorte	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrosur	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Hidrandina	1.0229	1.0450	1.1688	1.2388
Seal	1.0268	1.0489	1.1439	1.2145

Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0234	1.0452	1.1320	1.2053
Electro Puno	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Este	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electro Sur Medio	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrocentro	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electronorte	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Electrosur	1.0229	1.0450	1.1406	1.2111
Hidrandina	1.0229	1.0450	1.1688	1.2388
Seal	1.0268	1.0489	1.1439	1.2145

Aplicables a partir del 1 de noviembre de 2004 hasta el 31 de octubre de 2005

Sector Típico 1

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0165	1.0229	1.1083	1.1267
Luz del Sur	1.0165	1.0229	1.1083	1.1267

Sector Típico 2

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edecañete	1.0190	1.0336	1.1083	1.1568
Edelnor	1.0190	1.0336	1.1083	1.1568
Electro Oriente	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Puno	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Sur Este	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Sur Medio	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electro Ucayali	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electrocentro	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electronoroeste	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electronorte	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Electrosur	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Empresas municipales y otros	1.0187	1.0334	1.1138	1.1604
Hidrandina	1.0187	1.0334	1.1315	1.1772
Seal	1.0213	1.0360	1.1159	1.1625

Sector Típico 3

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Coelvisa	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Edecañete	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Edelnor	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Electro Oriente	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Puno	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Este	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Medio	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Ucayali	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrocentro	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronoroeste	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronorte	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrosur	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Hidrandina	1.0220	1.0437	1.1492	1.2181
Seal	1.0246	1.0463	1.1331	1.2023

Sector Típico 4

Empresa	PEMT	PPMT	PEBT	PPBT
Edelnor	1.0224	1.0438	1.1253	1.1963
Electro Puno	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Este	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electro Sur Medio	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrocentro	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electronorte	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Electrosur	1.0220	1.0437	1.1309	1.2001
Hidrandina	1.0220	1.0437	1.1492	1.2181
Seal	1.0246	1.0463	1.1331	1.2023

ANEXO N° 5

Factores de Corrección del VAD

Factor de Corrección del VAD

Metodología

El factor de corrección del VAD ajusta el VAD por ventas de potencia en horas fuera de punta de las empresas de distribución eléctrica.

Para la determinación del factor de corrección del VAD se establece la igualdad entre la facturación obtenida si las ventas de potencia se efectuaran totalmente en horas punta y la facturación por las ventas de potencia en horas punta y fuera de punta de la empresa de distribución eléctrica.

Los factores se calculan para cada nivel de tensión (MT y BT) a través de las siguientes expresiones:

$$\mathrm{PTPMT} = 1 - \frac{\mathrm{PCMT_{HFP}}}{\mathrm{PCMT_{HP}} + \mathrm{PPBT} \times \mathrm{PCBT_{HP}}}$$

$$\mathrm{PTPBT} = 1 - \frac{\mathrm{PCBT_{HFP}}}{\mathrm{PCBT_{HP}}}$$

Donde:

PTPMT	:	Factor de corrección del VADMT
PTPBT	:	Factor de corrección del VADBT
$PCMT_{HP}$	:	Demanda coincidente en media tensión en horas punta
$PCMT_{HFP}$	:	Exceso de demanda coincidente en media tensión en horas fuera de punta
$PCBT_{HP}$	:	Demanda coincidente en baja tensión en horas punta
$PCBT_{HFP}$	:	Exceso de demanda coincidente en baja tensión en horas fuera de punta
PPBT	:	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión

Para la determinación de la demanda coincidente y exceso de demanda coincidente se utilizaron los factores de expansión de pérdidas de potencia en cada nivel de tensión, los factores de coincidencia y contribución a la punta, y número de horas de utilización en baja tensión que se proponen para la regulación de las tarifas de distribución eléctrica 2001-2005.

Resultados

Los factores de corrección del VAD resultantes son los siguientes:

Empresa	PTPMT	PTPBT
Coelvisa	0.9600	0.9900
Edecañete	0.8416	0.9840
Edelnor	0.8628	0.9083
Electro Oriente	0.8909	0.9835
Electro Puno	0.9040	0.9765
Electro Sur Este	0.9411	0.9637
Electro Sur Medio	0.6632	0.9737
Electro Ucayali	0.7839	0.9859
Electrocentro	0.9539	0.9807
Electronoroeste	0.8081	0.9850
Electronorte	0.8688	0.9720
Electrosur	0.8341	0.9832
Hidrandina	0.8568	0.9723
Luz del Sur	0.9072	0.9035
Seal	0.8984	0.9490

Para los sistemas de distribución eléctrica administrados por empresas municipales y otros, y sistemas de distribución eléctrica aislados con demanda máxima menor a 12 MW se propone los valores del PTPMT y PTPBT iguales a 0.9900 y 0.9900 respectivamente.

ANEXO N° 6

Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica

Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica

Resolución OSINERG N° 1909-2001-OS/CD

El Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica expresado en miles de Nuevos Soles (miles S/.) al 30 de setiembre de 2001 es el siguiente:

Empresa	VNR miles S/.
Coelvisa	4 571
Edecañete	21 407
Edelnor	1 464 015
Electro Oriente	89 279
Electro Puno	152 215
Electro Sur Este	197 872
Electro Sur Medio	111 611
Electro Tocache	1 528
Electro Ucayali	25 674
Electrocentro	314 499
Electronoroeste	179 240
Electronorte	134 166
Electrosur	95 132
Emsemsa	4 874
Emseusa	9 505
Hidrandina	356 666
Luz del Sur	1 479 379
Seal	228 821
Sersa	2 594

El factor de ajuste del VNR, los metrados de las incorporaciones y/o deducciones del periodo 01/07/1996 al 30/06/2000 y los metrados al 30/06/2000 que sirvieron como base para la fijación del VNR se muestran a continuación:

Factor de Ajuste del VNR

Empresa	Factor de Ajuste
Coelvisa	0.85
Edecañete	0.86
Edelnor	1.00
Electro Oriente	0.98
Electro Puno	0.88
Electro Sur Este	0.96
Electro Sur Medio	0.97
Electro Tocache	1.00
Electro Ucayali	0.99
Electrocentro	1.00
Electronoroeste	1.00
Electronorte	1.00
Electrosur	1.00
Emsemsa	0.83
Emseusa	1.00
Hidrandina	1.00
Luz del Sur	1.00
Seal	0.93
Sersa	0.95

Metrados de las Instalaciones de Distribución Eléctrica

Empresa: Coelvisa

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	136.2	47.4	183.6
Red subterránea	km	0.0	0.0	0.0
Equipos de P&S	unidad	20	-5	15
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	0	13	13
Biposte	unidad	0	2	2
Convencional	unidad	0	0	0
Compacta pedestal	unidad	0	0	0
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	0	15	15
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	0.0	0.4	0.4
Alumbrado público	km	0.0	0.0	0.0
Total red aérea	km	0.0	0.4	0.4
Red subterránea				
Servicio particular	km	0.0	0.0	0.0
Alumbrado público	km	0.0	0.0	0.0
Total red subterránea	km	0.0	0.0	0.0
Luminarias	unidad	0	0	0
Equipos de control AP	unidad	0	0	0
Poste AP	unidad	0	0	0

Empresa: Edecañete

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	267.4	19.9	287.2
Red subterránea	km	0.9	0.5	1.4
Equipos de P&S	unidad	61	87	148
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	190	38	228
Biposte	unidad	49	3	52
Convencional	unidad	0	2	2
Compacta pedestal	unidad	0	0	0
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	239	43	282
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	248.9	-18.3	230.6
Alumbrado público	km	134.2	70.4	204.6
Total red aérea	km	383.1	52.1	435.2
Red subterránea				
Servicio particular	km	3.2	7.8	11.0
Alumbrado público	km	2.7	7.9	10.6
Total red subterránea	km	6.0	15.7	21.6
Luminarias	unidad	4 594	2 066	6 660
Equipos de control AP	unidad	137	77	214
Poste AP	unidad	77	241	318

Empresa: Edelnor

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	1 434.4	380.7	1 815.1
Red subterránea	km	847.2	191.8	1 039.0
Equipos de P&S	unidad	1 131	1 400	2 531
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	872	1 890	2 762
Biposte	unidad	2 259	653	2 912
Convencional	unidad	116	47	163
Compacta pedestal	unidad	748	505	1 253
Compacta bóveda	unidad	129	-64	65
Total SE MT/BT	unidad	4 124	3 031	7 155
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	4 516.9	927.5	5 444.4
Alumbrado público	km	3 997.6	899.9	4 897.5
Total red aérea	km	8 514.5	1 827.4	10 341.9
Red subterránea				
Servicio particular	km	2 286.3	618.4	2 904.7
Alumbrado público	km	1 486.2	767.3	2 253.5
Total red subterránea	km	3 772.5	1 385.7	5 158.2
Luminarias	unidad	185 870	60 364	246 234
Equipos de control AP	unidad	3 355	2 656	6 011
Poste AP	unidad	41 648	25 949	67 597

Empresa: Electro Oriente

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	311.4	19.0	330.3
Red subterránea	km	9.3	-1.0	8.3
Equipos de P&S	unidad	160	16	176
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	236	91	327
Biposte	unidad	311	43	354
Convencional	unidad	0	0	0
Compacta pedestal	unidad	15	3	18
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	562	137	699
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	1 106.5	319.3	1 425.8
Alumbrado público	km	928.7	351.7	1 280.4
Total red aérea	km	2 035.2	671.0	2 706.2
Red subterránea				
Servicio particular	km	21.1	-0.4	20.8
Alumbrado público	km	14.5	9.1	23.6
Total red subterránea	km	35.6	8.7	44.3
Luminarias	unidad	34 638	5 467	40 105
Equipos de control AP	unidad	366	334	700
Poste AP	unidad	410	303	713

Empresa: Electro Puno

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	1 223.7	1 628.5	2 852.3
Red subterránea	km	6.0	-1.5	4.6
Equipos de P&S	unidad	470	344	814
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	503	620	1 123
Biposte	unidad	370	-189	181
Convencional	unidad	0	0	0
Compacta pedestal	unidad	19	-13	6
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	892	418	1 310
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	1 376.1	1 789.9	3 166.0
Alumbrado público	km	1 253.4	-232.3	1 021.1
Total red aérea	km	2 629.5	1 557.6	4 187.1
Red subterránea				
Servicio particular	km	8.3	-4.8	3.4
Alumbrado público	km	8.2	-5.0	3.2
Total red subterránea	km	16.5	-9.9	6.6
Luminarias	unidad	21 098	6 817	27 915
Equipos de control AP	unidad	681	-23	658
Poste AP	unidad	231	-133	98

Empresa: Electro Sur Este

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	1 871.5	1 774.8	3 646.3
Red subterránea	km	28.1	0.7	28.9
Equipos de P&S	unidad	432	463	895
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	1 039	951	1 990
Biposte	unidad	319	49	368
Convencional	unidad	0	1	1
Compacta pedestal	unidad	22	1	23
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	1 380	1 002	2 382
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	2 339.7	627.2	2 966.8
Alumbrado público	km	1 012.0	550.5	1 562.5
Total red aérea	km	3 351.6	1 177.6	4 529.3
Red subterránea				
Servicio particular	km	10.9	3.7	14.5
Alumbrado público	km	10.6	-10.0	0.6
Total red subterránea	km	21.5	-6.3	15.2
Luminarias	unidad	26 329	10 390	36 719
Equipos de control AP	unidad	637	788	1 425
Poste AP	unidad	0	2 662	2 662

Empresa: Electro Sur Medio

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	658.8	469.4	1 128.2
Red subterránea	km	20.0	-1.5	18.5
Equipos de P&S	unidad	234	803	1 037
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	432	347	779
Biposte	unidad	366	-36	330
Convencional	unidad	2	-2	0
Compacta pedestal	unidad	9	-2	7
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	809	307	1 116
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	1 007.3	113.1	1 120.4
Alumbrado público	km	872.6	-110.1	762.5
Total red aérea	km	1 880.0	2.9	1 882.9
Red subterránea				
Servicio particular	km	21.4	-1.6	19.9
Alumbrado público	km	17.3	-15.4	1.9
Total red subterránea	km	38.7	-16.9	21.8
Luminarias	unidad	29 670	3 733	33 403
Equipos de control AP	unidad	574	351	925
Poste AP	unidad	468	3 988	4 456

Empresa: Electro Tocache

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	0.0	7.2	7.2
Red subterránea	km	0.0	0.0	0.0
Equipos de P&S	unidad	0	24	24
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	0	7	7
Biposte	unidad	0	10	10
Convencional	unidad	0	0	0
Compacta pedestal	unidad	0	0	0
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	0	17	17
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	0.0	39.3	39.3
Alumbrado público	km	0.0	38.4	38.4
Total red aérea	km	0.0	77.7	77.7
Red subterránea				
Servicio particular	km	0.0	0.0	0.0
Alumbrado público	km	0.0	0.0	0.0
Total red subterránea	km	0.0	0.0	0.0
Luminarias	unidad	0	609	609
Equipos de control AP	unidad	0	17	17
Poste AP	unidad	0	0	0

Empresa: Electro Ucayali

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	112.0	9.4	121.4
Red subterránea	km	0.4	0.6	1.0
Equipos de P&S	unidad	222	26	248
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	61	18	79
Biposte	unidad	76	37	113
Convencional	unidad	0	0	0
Compacta pedestal	unidad	9	-6	3
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	146	49	195
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	368.2	12.3	380.5
Alumbrado público	km	330.5	33.9	364.4
Total red aérea	km	698.8	46.2	745.0
Red subterránea				
Servicio particular	km	0.0	0.0	0.0
Alumbrado público	km	0.0	0.0	0.0
Total red subterránea	km	0.0	0.0	0.0
Luminarias	unidad	8 725	1 293	10 018
Equipos de control AP	unidad	140	42	182
Poste AP	unidad	0	0	0

Empresa: Electrocentro

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	2 500.2	1 894.6	4 394.8
Red subterránea	km	14.3	0.8	15.1
Equipos de P&S	unidad	698	883	1 581
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	2 486	944	3 430
Biposte	unidad	637	355	992
Convencional	unidad	0	2	2
Compacta pedestal	unidad	9	12	21
Compacta bóveda	unidad	2	-2	0
Total SE MT/BT	unidad	3 134	1 311	4 445
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	3 588.9	1 066.2	4 655.1
Alumbrado público	km	2 114.9	681.5	2 796.4
Total red aérea	km	5 703.9	1 747.6	7 451.5
Red subterránea				
Servicio particular	km	27.4	24.1	51.6
Alumbrado público	km	16.5	8.2	24.7
Total red subterránea	km	43.9	32.4	76.3
Luminarias	unidad	56 006	13 099	69 105
Equipos de control AP	unidad	2 865	643	3 508
Poste AP	unidad	475	268	743

Empresa: Electronoroeste

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	764.2	673.6	1 437.8
Red subterránea	km	15.8	-1.4	14.4
Equipos de P&S	unidad	178	412	590
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	947	-362	585
Biposte	unidad	472	541	1 013
Convencional	unidad	0	4	4
Compacta pedestal	unidad	5	17	22
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	1 424	200	1 624
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	1 686.4	473.7	2 160.0
Alumbrado público	km	1 720.9	343.5	2 064.4
Total red aérea	km	3 407.3	817.1	4 224.4
Red subterránea				
Servicio particular	km	33.9	3.2	37.2
Alumbrado público	km	29.0	-1.6	27.5
Total red subterránea	km	63.0	1.6	64.6
Luminarias	unidad	53 363	6 682	60 045
Equipos de control AP	unidad	1 191	270	1 461
Poste AP	unidad	622	3 011	3 633

Empresa: Electronorte

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	387.4	516.1	903.4
Red subterránea	km	36.7	-5.7	31.0
Equipos de P&S	unidad	117	207	324
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	223	229	452
Biposte	unidad	501	152	653
Convencional	unidad	1	6	7
Compacta pedestal	unidad	20	26	46
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	745	413	1 158
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	1 097.7	659.6	1 757.4
Alumbrado público	km	686.6	679.3	1 365.9
Total red aérea	km	1 784.3	1 338.9	3 123.3
Red subterránea				
Servicio particular	km	24.5	0.7	25.2
Alumbrado público	km	12.4	-8.3	4.1
Total red subterránea	km	36.9	-7.6	29.3
Luminarias	unidad	24 932	17 669	42 601
Equipos de control AP	unidad	0	878	878
Poste AP	unidad	348	4 556	4 904

Empresa: Electrosur

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	843.5	157.8	1 001.2
Red subterránea	km	5.6	0.4	6.1
Equipos de P&S	unidad	159	144	303
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	431	78	509
Biposte	unidad	401	102	503
Convencional	unidad	2	0	2
Compacta pedestal	unidad	0	9	9
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	834	189	1 023
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	662.5	224.9	887.4
Alumbrado público	km	570.8	198.8	769.7
Total red aérea	km	1 233.3	423.8	1 657.1
Red subterránea				
Servicio particular	km	11.9	25.0	36.9
Alumbrado público	km	13.0	28.1	41.1
Total red subterránea	km	24.8	53.2	78.0
Luminarias	unidad	21 604	8 296	29 900
Equipos de control AP	unidad	446	222	668
Poste AP	unidad	366	870	1 236

Empresa: Emsemsa

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	29.8	0.0	29.8
Red subterránea	km	4.0	-1.3	2.7
Equipos de P&S	unidad	5	-5	0
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	40	-7	33
Biposte	unidad	27	4	31
Convencional	unidad	0	0	0
Compacta pedestal	unidad	1	0	1
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	68	-3	65
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	112.0	-2.3	109.7
Alumbrado público	km	31.4	-0.3	31.1
Total red aérea	km	143.3	-2.6	140.8
Red subterránea				
Servicio particular	km	2.4	-0.1	2.3
Alumbrado público	km	1.1	-1.1	0.0
Total red subterránea	km	3.5	-1.2	2.3
Luminarias	unidad	848	-85	763
Equipos de control AP	unidad	0	0	0
Poste AP	unidad	33	475	508

Empresa: Emseusa

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	0.0	58.8	58.8
Red subterránea	km	0.0	0.1	0.1
Equipos de P&S	unidad	0	24	24
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	0	18	18
Biposte	unidad	0	19	19
Convencional	unidad	0	0	0
Compacta pedestal	unidad	0	0	0
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	0	37	37
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	0.0	186.5	186.5
Alumbrado público	km	0.0	63.3	63.3
Total red aérea	km	0.0	249.8	249.8
Red subterránea				
Servicio particular	km	0.0	1.3	1.3
Alumbrado público	km	0.0	6.9	6.9
Total red subterránea	km	0.0	8.2	8.2
Luminarias	unidad	0	2 373	2 373
Equipos de control AP	unidad	0	31	31
Poste AP	unidad	0	209	209

Empresa: Hidrandina

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	1 731.7	941.4	2 673.0
Red subterránea	km	53.1	58.1	111.2
Equipos de P&S	unidad	519	1 018	1 537
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	817	830	1 647
Biposte	unidad	919	108	1 027
Convencional	unidad	1	0	1
Compacta pedestal	unidad	92	-10	82
Compacta bóveda	unidad	3	-3	0
Total SE MT/BT	unidad	1 832	925	2 757
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	3 027.2	1 114.0	4 141.2
Alumbrado público	km	2 831.7	433.1	3 264.8
Total red aérea	km	5 858.9	1 547.0	7 405.9
Red subterránea				
Servicio particular	km	49.4	64.1	113.6
Alumbrado público	km	38.5	81.0	119.5
Total red subterránea	km	88.0	145.1	233.1
Luminarias	unidad	81 838	21 716	103 554
Equipos de control AP	unidad	1 625	859	2 484
Poste AP	unidad	1 041	15 199	16 240

Empresa: Luz del Sur

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	1 521.0	160.4	1 681.4
Red subterránea	km	818.9	199.3	1 018.2
Equipos de P&S	unidad	1 375	1 810	3 185
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	1 696	150	1 846
Biposte	unidad	1 789	522	2 311
Convencional	unidad	178	45	223
Compacta pedestal	unidad	860	214	1 074
Compacta bóveda	unidad	139	-32	107
Total SE MT/BT	unidad	4 662	899	5 561
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	4 145.1	445.4	4 590.6
Alumbrado público	km	3 334.7	43.2	3 377.9
Total red aérea	km	7 479.9	488.6	7 968.5
Red subterránea				
Servicio particular	km	2 278.5	604.4	2 882.9
Alumbrado público	km	1 469.4	565.1	2 034.5
Total red subterránea	km	3 747.9	1 169.5	4 917.4
Luminarias	unidad	179 991	27 054	207 045
Equipos de control AP	unidad	7 741	1 165	8 906
Poste AP	unidad	41 146	19 893	61 039

Empresa: Seal

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	909.4	631.4	1 540.8
Red subterránea	km	2.1	2.2	4.3
Equipos de P&S	unidad	249	317	566
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	337	1 636	1 973
Biposte	unidad	615	7	622
Convencional	unidad	5	-4	1
Compacta pedestal	unidad	74	-22	52
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	1 031	1 617	2 648
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	2 099.8	489.9	2 589.8
Alumbrado público	km	2 551.1	-566.6	1 984.6
Total red aérea	km	4 651.0	-76.7	4 574.3
Red subterránea				
Servicio particular	km	50.2	204.2	254.4
Alumbrado público	km	41.5	184.2	225.7
Total red subterránea	km	91.6	388.5	480.1
Luminarias	unidad	52 215	29 679	81 894
Equipos de control AP	unidad	549	10 747	11 296
Poste AP	unidad	1 163	5 609	6 772

Empresa: Sersa

	Unidad	Metrado al 30/06/1996	Incorporaciones y/o deducciones 01/07/1996 - 30/06/2000	Metrado al 30/06/2000
Media Tensión				
Red aérea	km	9.9	0.0	9.9
Red subterránea	km	0.0	0.0	0.0
Equipos de P&S	unidad	4	0	4
Subestaciones de Distribución MT/BT				
Monoposte	unidad	12	0	12
Biposte	unidad	10	0	10
Convencional	unidad	0	0	0
Compacta pedestal	unidad	0	0	0
Compacta bóveda	unidad	0	0	0
Total SE MT/BT	unidad	22	0	22
Baja Tensión				
Red aérea				
Servicio particular	km	48.6	0.0	48.6
Alumbrado público	km	49.9	0.0	49.9
Total red aérea	km	98.4	0.0	98.4
Red subterránea				
Servicio particular	km	0.0	0.0	0.0
Alumbrado público	km	0.1	0.0	0.1
Total red subterránea	km	0.1	0.0	0.1
Luminarias	unidad	1 733	0	1 733
Equipos de control AP	unidad	21	0	21
Poste AP	unidad	5	-1	4