

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ECONÓMICA Y CIENCIAS SOCIALES



**“PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD DE LAS
EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ PERÍODO
2000 AL 2007”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ECONOMISTA**

**POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACIÓN DE
CONOCIMIENTOS**

ELABORADO POR

SERGIO ERNESTO HUAMAN AMAYA

LIMA-PERU

2011

Dedicatoria

Me gustaría dedicar esta Tesina a toda mi familia, en especial para mis padres Gavi Amaya y Aristides Huamán por su comprensión y ayuda en momentos malos y menos malos de mi formación universitaria y aun hoy con sus sabios consejos. Me han dado todo lo que soy como persona, mis valores, mis principios, mi perseverancia y mi empeño, y todo ello con una gran dosis de amor.

A todos ellos,

Muchas gracias de todo corazón.

ÍNDICE GENERAL

INDICE DE CUADROS	2
INTRODUCCION	3
CAPÍTULO I. MARCO GENERAL DEL SECTOR ELÉCTRICO	6
1.1 Situación Actual	6
1.2 Marco Normativo.....	6
A. <i>Normatividad General</i>	6
B. <i>Estándares Técnicos</i>	7
1.3 Organización.....	8
1.4 Empresas Eléctricas Representativas	8
1.5 Características Tecnológicas y Económicas de la Industria Eléctrica	9
CAPÍTULO II. MARCO TEORICO PARA EL CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA	12
CAPÍTULO III. PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	14
3.2 Marco Teórico de la Propuesta.....	15
3.3 El Mercado Regulado y la Eficiencia	16
A. <i>La Remuneración Eficiente del Capital: VNR e Ingreso Tarifario</i>	16
B. <i>La Remuneración a la Operación Eficiente</i>	18
C. <i>La TIR Tarifaria</i>	19
3.4 La Propuesta	19
A. <i>El VNR aproximado</i>	20
B. <i>Calculo de la GIR</i>	21
C. <i>La Rentabilidad Propuesta</i>	22
CAPÍTULO IV. EL CASO EDELNOR	24
4.1 El VNR Ajustado	24
4.2 La GIR.....	25
4.3 La Tasa de Retorno	26
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	28
BIBLIOGRAFIA	29

INDICE DE CUADROS

1. Cuadro 1. Organización del sector Eléctrico Peruano.....	8
2. Cuadro 2. Empresas Eléctricas en el Perú.....	9
3. Cuadro 3. El Balance General.....	20
4. Cuadro 4. El Estado de Resultados.....	21
5. Cuadro 5. Balance General de Edelnor (Miles US\$).....	24
6. Cuadro 6. Calculo del VNR Ajustado (Miles US\$).....	25
7. Cuadro 7. Estado de Resultados de Edelnor (Miles US\$).....	26
8. Cuadro 8. Calculo de la GIR de Edelnor (Miles US\$).....	26
9. Cuadro 9. Calculo de la TIR de Edelnor (Miles US\$).....	27

INDICE DE GRAFICOS

1. Grafico 1. VNR e Ingresos Reconocidos.....	18
2. Grafico 2. GIR.....	22
3. Grafico 3. Calculo del Retorno Esperado.....	22

INTRODUCCIÓN

Actualmente, existe un consenso mundial entre las diferentes naciones para configurar un Estado responsable en su manejo económico y financiero, enfocando su participación en garantizar el acceso a los bienes y servicios para los usuarios, y atraer la inversión privada a las mejores condiciones para la sociedad. Aunque dicho consenso no establece al mismo tiempo, ni con la misma fuerza la necesidad de vigilar que dichas empresas produzcan sus productos en condiciones de calidad y eficiencia para proteger a la sociedad, en particular a aquella que utiliza servicios públicos, con pérdidas sociales inherentes a la explotación monopólica de dichos servicios.

El Perú, y en general los países en desarrollo, no ha sido ajeno al viraje mundial. De esta manera, la provisión de servicios públicos, entre ellos la distribución eléctrica, viene siendo realizada principalmente por capitales privados.

Para que ello ocurra, el Estado Peruano ha establecido un marco legal donde se garantiza la recuperación de las inversiones con una rentabilidad razonable para el inversionista. En ese sentido surge el marco regulatorio específicamente desarrollado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) para el sector eléctrico.

La recuperación de las inversiones y ese retorno razonable constituyen la base de motivación para la elaboración de la siguiente propuesta de cálculo, toda vez que si bien existe una tasa de descuento que garantiza el regulador al inversionista, es importante deducir si a la luz de los resultados disponibles de las empresas del sector, éstas recuperan o no sus inversiones a las condiciones garantizadas.

Desde el punto de vista de la teoría económica, la provisión de bienes públicos, como negocio privado, no es atractiva por si sola para el inversionista privado, constituyéndose en una falla de mercado. Dadas las importantes necesidades de financiamiento para la realización de inversiones, el Estado incentivará la participación privada otorgando determinadas garantías que mejoren las condiciones del proyecto.

Como se desarrollará a lo largo del presente trabajo, las inversiones en general, siempre estarán expuestas a eventos exógenos a su gestión, los cuales representan puntos críticos en la toma de decisiones de inversión.

En el caso específico de las empresas del sector de distribución eléctrica, el marco regulatorio actual incentiva el desarrollo de la actividad garantizando a los inversionistas una determinada tasa de descuento que garantice la recuperación de las inversión. De esta manera, el Estado se convierte en un mejorador de la actividad distribuidora de energía eléctrica.

De esta manera, la finalidad de la propuesta es presentar una alternativa que permita evaluar y aproximar el cálculo de la rentabilidad de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. La aplicación práctica de la propuesta se puede desarrollar tanto para empresas públicas como privadas de acuerdo a las características y el tamaño de la empresa. La idea es proponer un esquema replicable, promovido y difundido para empresas del sector en general.

La principal limitación del trabajo radica en la disponibilidad de información de las empresas del sector. En ese sentido se tomará una muestra de las principales empresas en función de su tamaño (activos) entre el periodo 2000 al 2007. A pesar de ello, el presente trabajo constituye una propuesta que contribuye al cálculo de los rendimientos para una mejor toma de decisiones del regulador así como de las empresas reguladas.

ESQUEMA DEL TRABAJO

El objetivo del presente trabajo es presentar una alternativa que permita evaluar y aproximar el cálculo de la rentabilidad de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. La propuesta se dirige a empresas reguladas del sector. La idea es proponer un esquema replicable, promovido y difundido para empresas del sector en general. Para ello, el contenido queda estructurado en 5 capítulos claramente diferenciados.

En el Capítulo I, se presenta el marco general del sector eléctrico en el Perú. Se considerará la situación actual, el marco normativo y la organización del sector en general poniendo énfasis en el sector de distribución eléctrica.

En el Capítulo II se presenta el Marco teórico para la determinación de la rentabilidad de las empresas reguladas de distribución eléctrica por parte de OSINERMING.

En el Capítulo III se presenta la propuesta metodológica de la alternativa que permita evaluar y aproximar el cálculo de la rentabilidad de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

En el Capítulo IV se aplica la propuesta en la casuística para la muestra considerada a partir del análisis de los resultados de la empresa Edelnor.

Finalmente en el Capítulo V se presentan las conclusiones y recomendaciones del trabajo. Adjunto al mismo, también se incluyen los anexos correspondientes que sustentan su desarrollo.

CAPÍTULO I. MARCO GENERAL DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1 Situación Actual

En los últimos cinco años la demanda de electricidad ha tenido un crecimiento promedio anual de 8% debido entre otros aspectos al intenso desarrollo de la actividad minera y manufacturera. Aun cuando las condiciones macroeconómicas del país mantienen un nivel importante de crecimiento, en los últimos cinco años las inversiones en electricidad han crecido a una tasa promedio anual de 27%, por lo que existe la necesidad de acelerar la ejecución de nuevos proyectos para asegurar el abastecimiento de electricidad¹.

En ese sentido, se presentan oportunidades y necesidades para mejorar los aspectos normativos que permitan ampliar o reforzar la cobertura eléctrica e impulsar el aprovechamiento sostenible de los recursos energéticos. Algunas acciones tienen objetivos específicos como:

- a. Mecanismos de incentivo para la inversión eléctrica
- b. Promoción de las energías renovables para la generación eléctrica
- c. Promoción del desarrollo eléctrico preservando el medio ambiente;
- d. Entre otros

1.2 Marco Normativo

A. Normatividad General

Las actividades del subsector electricidad están normadas por la Ley de Concesiones Eléctricas - LCE (Ley N°25844) y su Reglamento, vigentes desde el año 1992. Dichas normas se complementan con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N°28832) vigente desde el año 2006 con fines de perfección y adecuación a un evolucionado mercado eléctrico.

¹ Perú. Sector Eléctrico 2009. Documento Promotor. Ministerio de Energía y Minas.

Posteriormente, se perfeccionan los mecanismos de inversión con las siguientes normas:

- a. Ley N°1041 (junio de 2008), que también perfecciona la normatividad eléctrica y promueve el uso eficiente del gas natural
- b. Ley N°1002 (mayo de 2008), que concede ventajas competitivas a los proyectos de generación con energías renovables

Finalmente, existen normas que otorgan beneficios tributarios adicionales a los proyectos de generación eléctrica:

- a. Ley N°1058 (junio de 2008), que establece el beneficio de la depreciación acelerada, hasta el 20% anual, para la inversión en proyectos hidroeléctricos y otros recursos renovables
- b. Ley N°28876 (junio de 2006), que establece la recuperación anticipada del impuesto general a las ventas (IGV) de electricidad en empresas que utilizan recursos hidráulicos y energías renovables.

B. Estándares Técnicos

Es importante indicar que las empresas que desarrollan actividades eléctricas deben cumplir los estándares técnicos nacionales como:

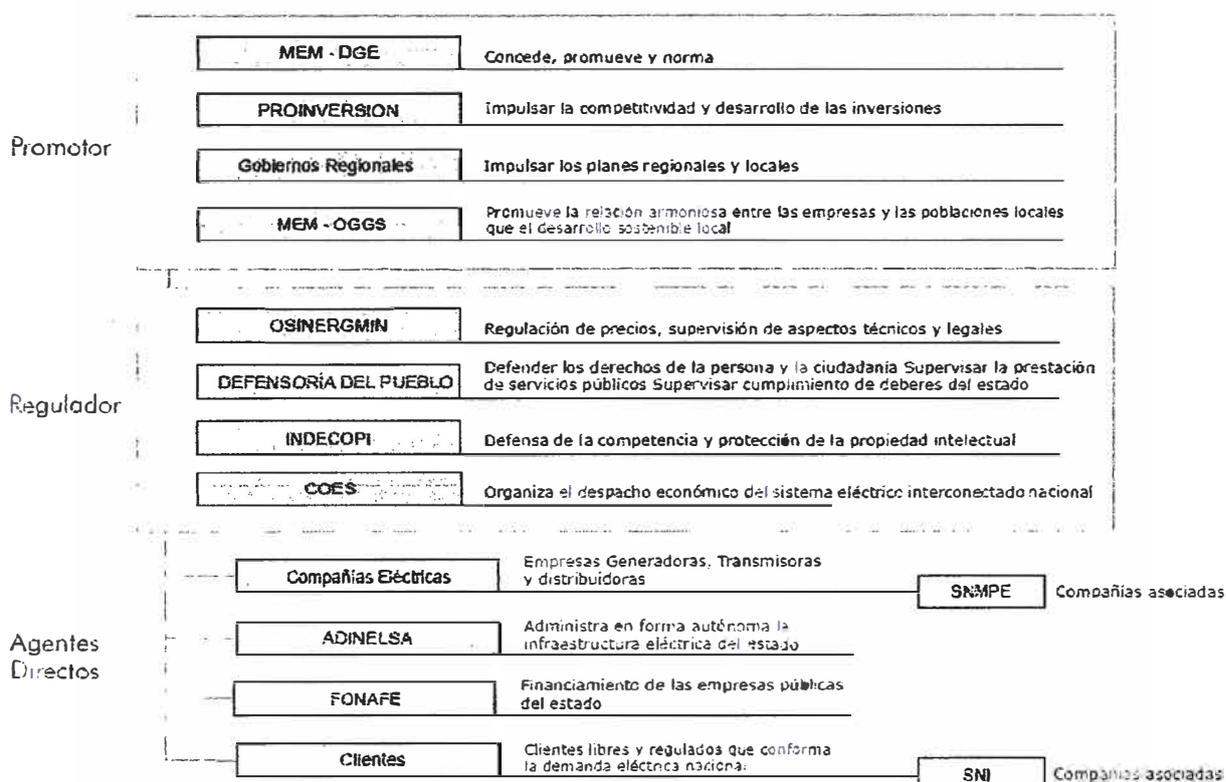
- El Código Nacional de Electricidad Suministro y Utilización, los que establecen los criterios técnicos de seguridad para los operadores de instalaciones eléctricas y usuarios finales
- Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico, que establece los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos
- Reglamento de Seguridad e Higiene Ocupacional del Subsector Electricidad, que establece las condiciones de seguridad e higiene ocupacional para toda actividad eléctrica

Cabe señalar que el desarrollo de la Electrificación Rural es una actividad que tiene sus normas y estándares específicos los cuales no se van a desarrollar en el presente trabajo.

1.3 Organización

A nivel nacional, los agentes que participan en el subsector electricidad interactúan según la normatividad vigente, en el siguiente cuadro se presentan a los agentes promotores, reguladores y los agentes directos (empresas y clientes):

Cuadro 1 Organización del Sector Eléctrico Peruano



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

1.4 Empresas Eléctricas Representativas

La infraestructura del sector eléctrico peruano está cubierta principalmente por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sin embargo existen pequeños sistemas aislados (SSAA) en las zonas rurales del país. Las empresas eléctricas más representativas privadas y estatales del mercado eléctrico, se presentan en el siguiente cuadro:

Cuadro 1 Empresas Eléctricas en el Perú

Tipo	Generación	MW	Transmisión	Km	Distribución	Clientes
Privado	EDEGEL	1 574	REPSA	4 342	EDELNOR	1 027 741
	ENERSUR	907	TRANSMANTARO	603	LUZ DEL SUR	804 014
	DUKE-EGENOR	531	REDESUR	428	ELECTROSURMEDIO	153 536
	TERMOSELVA	203	ISA PERU	392	EDECAÑETE	29 093
	KALLPA	190	ETESSELVA	392	ELECTROCACHE	10 838
	ELECTROANDES	184	ETENORTE	342	EMSEMSA	7 061
	EEPSA	159	CONENHUA	371	EMSEU	6 517
	CAHUA	92			SERSA	4 812
	SHUGESA	57				
	Estatal	ELECTROPERU	1 032			HIDRANDINA
EGASA		340			ELECTROCENTRO	485 285
SAN GABÁN		129			ENOSA	298 899
EGEMSA		108			ELECTROSURESTE	228 872
EGESUR		83			SEAL	278 081
					ELECTRONORTE	259 729
					ELECTRO ORIENTE	161 236
					ELECTROPUNO	145 455
					ELECTROSUR	113 951
				ELECTRO UCAYALI	50 299	

Fuente: Ministerio de Energía y Minas – Estadística Eléctrica 2008

1.5 Características Tecnológicas y Económicas de la Industria Eléctrica

Entre los distintos sectores que proveen servicios públicos, es el sector eléctrico el que presenta características económicas más distintivas, lo que determina una mayor necesidad de tenerlos en cuenta para una adecuada comprensión de su organización y funcionamiento. En primer lugar, la electricidad no se puede almacenar en grandes cantidades a costos razonables por lo que la demanda de electricidad debe ser satisfecha en tiempo real, es decir en cada momento². Dos implicancias de esta característica son la necesidad de contar con una capacidad instalada que pueda satisfacer la máxima demanda del sistema y la necesidad de contar con capacidad de reserva en caso se produjesen eventos inesperados³. Estas necesidades se interpretan no sólo en una perspectiva estática (seguridad del sistema), sino también en una perspectiva dinámica (adecuación del sistema).

Existe variabilidad en la demanda a lo largo del tiempo e incertidumbre de oferta (años secos que afectan a centrales hidráulicas, indisponibilidades fortuitas en centrales térmicas, etc.) las cuales conjuntamente crean la necesidad de una estrecha coordinación en la operación del sistema a fin de

² La electricidad como tal sólo se puede almacenar a costos muy altos y de forma indirecta mediante los embalses de las centrales hidráulicas, lo cual como se ha detectado en diferentes experiencias, les genera cierto poder de mercado en un entorno desregulado ya que pueden hacer un uso estratégico de la capacidad de almacenamiento a fin de incrementar los precios del sistema eléctrico

³ Por ejemplo, la máxima demanda del Sistema Interconectado Eléctrico Nacional (SEIN) en el año 2003 fue 2,964.7 MW., sin embargo ese año en promedio sólo se demandó el 79.7% de esta cantidad.

garantizar la provisión de electricidad. Estos aspectos determinan la necesidad de los denominados “servicios complementarios” que garanticen la confiabilidad del suministro eléctrico⁴.

Usualmente no es factible medir el consumo en tiempo real, por lo que, consecuente, no es posible cobrar a los usuarios distinguiendo su consumo por bloque de horario. Esta imperfección de la demanda puede causar su falta de respuesta ante variaciones en precios, lo cual combinada con la imposibilidad de almacenar la energía, crea la necesidad de controlar las fluctuaciones de precio características de mercado con ofertas y demandas inelásticas y fluctuantes (*price spikes*).

Una vez inyectada la energía al sistema no es posible distinguir su origen ni su destino, así como tampoco es posible guiar su trayectoria. La energía se desplaza de acuerdo a leyes físicas, siendo sólo posible tener información de las cantidades entregadas y retiradas del sistema. Así, es muy difícil controlar el flujo de energía para algunos consumidores específicos en tiempo real. Esta imperfección de la demanda no permite garantizar la ejecución física de los contratos bilaterales porque no se puede distinguir quién retirará energía de quién, lo que hace necesaria la figura de un operador del sistema que resuelva los diversos problemas económicos que estas imperfecciones genera.

También es necesario considerar la existencia de externalidades en la capacidad de transmisión de la energía, lo cual puede hacer que las inversiones sean ineficientes, ya que una decisión de inversión privada no considerará todos los efectos sobre los demás agentes.

Como consecuencia de las características del servicio eléctrico es necesario distinguir entre las transacciones financieras y el abastecimiento físico. El garantizar la estabilidad de la red y el abastecimiento en tiempo real requieren usualmente de la operación de las centrales con independencia de las obligaciones contractuales que éstas puedan generar. Por ello, existe un margen de acción para la comercialización, en el cual, los comercializadores son

⁴ Estos servicios se refieren a la estabilización de la tensión y frecuencia, capacidad de arranque autónomo, coordinación del despacho, entre otros servicios.

agentes que dinamizan el mercado y permiten un mejor manejo de riesgos por parte de los consumidores y productores.

Por el lado tecnológico, en el sector eléctrico existen diversas tecnologías que son mutuamente eficientes para abastecer la energía, dependiendo dicha eficiencia del tamaño de la demanda. Las diferentes tecnologías pueden ser combinadas para lograr un despacho eficiente o de mínimo costo. La combinación eficiente de centrales configura al parque generador.

El sector eléctrico se caracteriza por la existencia de costos hundidos de gran magnitud no sólo en la construcción de las redes de distribución y transmisión sino también en las centrales de generación. En el caso de la transmisión, estos costos están asociados a la existencia de economías de escala en la capacidad de transporte⁵, lo que implica la necesidad de salvaguardar la eficiencia productiva mediante mecanismos que impidan la duplicación innecesaria de redes que se logra usualmente en concesiones exclusivas (argumento de monopolio natural).

Finalmente, debe reconocerse la existencia de problemas que requieren de una regulación social referidos a externalidades ambientales como el inadecuado manejo de cuencas hídricas o la emisión de contaminantes derivadas del funcionamiento de centrales térmicas a diesel o carbón. Estas externalidades causan diferencias entre el costo social y el costo privado de la energía, teniendo por ello implicancias en la asignación de recursos.

⁵ Ver Rudnick (1999) para una estimación de la función de costos de la transmisión donde se muestra que tanto el costo medio como el marginal son decrecientes en la capacidad y que el segundo es aproximadamente la mitad del primero.

CAPÍTULO II. MARCO TEORICO PARA EL CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

Es importante mencionar que OSINERMINING no posee una metodología estricta a seguir para el cálculo de la tasa de rentabilidad de las empresas de distribución eléctrica en el Perú. OSINERMINING contrata a empresas consultoras para que estas presenten una metodología de cálculo de dicha tasa de rentabilidad.

Las Consultoras deben tomar en cuenta los Artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas al realizar el estudio. OSINERMINING evalúa los resultados finales del estudio comparando con lo que se menciona en el **Artículo. 79º**, la Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual. Además se establece un rango de más y menos 4% para que la tasa de rentabilidad obtenida en el estudio se ubique dentro de ella. En caso la tasa de rentabilidad calculada no se ubique en ese rango, OSINERMINING puede observar el estudio y plantear a la Consultora reajuste los cálculos.

En forma general OSINERMINING sugiere la metodología del cálculo de la Tasa de rentabilidad de las empresas de distribución eléctrica de la siguiente forma:

- a. Realizar el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo-VNR.
- b. Obtenido el VNR de todas las concesiones, se efectúa el cálculo de la rentabilidad de la inversión, mediante la Tasa Interna de Retorno-TIR.
- c. Dicha TIR evalúa la Generación Interna de Recursos-GIR, considerando los Costos de Explotación y un periodo de evaluación, según se precisa en la LCE y en el reglamento.
- d. La TIR resultante se compara con la Tasa de Descuento del 12% que fija la LCE, admitiéndose una variación de 4% como máximo. De no encontrarse dentro de este límite, debe reajustarse el cálculo.

A continuación se presenta algunos conceptos teóricos que se utilizarán en la propuesta metodológica del cálculo de la tasa de rentabilidad de las empresas de distribución eléctrica.

- **El Valor Nuevo de Reemplazo**, para fines de la presente Ley (Artículo 76 de la LCE), representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes.
- **La Tasa de Actualización** o Descuento, es utilizada para calcular el valor presente neto. Debería ser la tasa de Costo alternativo del Capital en que se invertirá.
- **La Tasa Interna de Retorno –TIR**, es la de Tasa de actualización que iguala el valor actual de los ingresos de explotación del capital invertido y el valor actual de los gastos generados por la inversión realizada.
- **La Generación Interna de Recursos-GIR**, queda definida como el resultado de agregar las Provisiones a la Utilidad (Pérdida) Operativa.

CAPÍTULO III. PROPUESTA PARA EL CÁLCULO DE LA RENTABILIDAD DE EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

De acuerdo a Ley, corresponde al OSINERGMIN regular las tarifas aplicables en el Perú. El Art. 70 de la LCE, señala que se debe calcular la tasa interna de retorno para conjuntos de concesionarios considerando un periodo de análisis de 25 años (periodo de vida útil del proyecto-concesión) y evaluando:

- Los ingresos que habrían percibido si se hubiesen aplicado los precios básicos a la totalidad de los suministros en el ejercicio inmediato superior.
- Los costos de operación y mantenimiento exclusivamente de las empresas eléctricas, 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 Art. 79 de la LCE señala que la Tasa de Actualización del sector en el Perú es del 12%, lo que significa que el Estado garantiza a las empresas una rentabilidad del 12% a las inversiones realizadas, por la operación de las mismas en el sector regulado.

Sin embargo, debido a los resultados que las empresas distribuidoras presentan, éstas solicitan el reajuste tarifario que reestablezca el equilibrio que el marco regulatorio le garantiza. En ese sentido, la motivación del presente trabajo consiste en presentar una propuesta que permita aproximarnos al cálculo de la rentabilidad de las empresas distribuidoras, lo cual permitiría al inversionista una adecuada recuperación de sus inversiones y principalmente, al regulador tener el alcance sobre el cual las empresas del sector obtienen retornos.

3.2 Marco Teórico de la Propuesta

La sostenibilidad del servicio es uno de los objetivos primordiales de todo régimen regulatorio y esto queda generalmente plasmado en los principios generales de los marcos legales de cada servicio público.

Aparece entonces la necesidad de una cobertura de los costos económicos del servicio de manera tal de garantizar el mantenimiento y continuidad del sistema y su expansión. Estos costos económicos deben necesariamente incluir una adecuada remuneración por el capital empleado por los inversionistas.

“En mercados competitivos, la retribución al capital aparece como resultado de la explotación del servicio en tanto los inversores son receptores residuales de los beneficios. Es decir que los inversionistas reciben el excedente de los ingresos una vez cubiertos los costos de proveer el bien o servicio. El mecanismo mismo de la competencia garantiza que estos beneficios sean razonables toda vez que un aumento en la tasa de ganancias en un sector atrae capital al mismo expandiendo la oferta y reduciendo precios y ganancias a su nivel de equilibrio” (Chisari 2003).

En los casos en que existe un monopolio natural este mecanismo automático no funciona ya que el monopolista puede aumentar su tasa de ganancias incrementando los precios y restringiendo la oferta sin riesgo de atraer entrantes en el mercado. Dadas las consecuencias negativas que esto tiene en términos de bienestar social (que van más allá del problema distributivo) aparece la necesidad de regulación de los monopolios.

El objetivo de la regulación puede ser visto en este contexto como un sustituto de la competencia en términos de inducir un comportamiento en la empresa de forma tal que se maximice el bienestar social.

Es importante resaltar que el mercado de distribución de energía eléctrica es un mercado subaditivo, por lo que es imposible que una empresa nueva ingresa a dicho mercado pues resultaría ineficiente para la sociedad, el hecho de tener que pagar los costos de una segunda red (líneas de distribución)

de propiedad de la nueva empresa. Lo único que resulta eficiente para esta sociedad es que sea abastecida por una sola red de distribución, es decir por una sola empresa, por ello es necesario regular a la empresa de tipo monopolio natural que la opera.

La variable regulada es entonces la tasa de ganancia que obtiene el monopolista pudiendo esta regulación ser directa (regulación por tasa de ganancia o costo de servicio) o indirecta (regulación por precios máximos). Si bien ambos mecanismos difieren en varios aspectos (particularmente en los incentivos a la eficiencia productiva que brindan) estas diferencias son de grado más que de fondo y en ambas aparece como elemento central el garantizar la sostenibilidad del servicio. En nuestro trabajo, la variable a analizar es el costo de capital o tasa de descuento.

3.3 El Mercado Regulado y la Eficiencia

En un sistema regulado, las empresas gozan de ciertas protecciones pero también tienen restricciones en la aplicación de algunas estrategias empresariales, como el manejo de los precios o la definición del mercado objetivo. En este contexto se plantean ciertas herramientas para premiar la eficiencia de la inversión y de la operación del negocio. En el sector eléctrico se ha definido los conceptos de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y de Tasa Interna de Retorno Tarifaria (TIR Tarifaria). (Bravo: 2005)

A. La Remuneración Eficiente del Capital: VNR e Ingreso Tarifario

El VNR se entiende como el reconocimiento de la eficiencia en la inversión. Si se necesita instalar por ejemplo una línea de transmisión de 1,000 GW, hay una serie de proveedores dispuestos a proporcionar el diseño, los equipos, y materiales, y a efectuar los trabajos de instalación. Los departamentos técnicos de ingeniería deben evaluar todas las alternativas, incluyendo la alternativa de hacer ellos los trabajos y seleccionar el mejor precio para una determinada calidad requerida.

Los consumidores no tienen porqué pagar por una inversión más costosa de lo indispensable, a través del recargo de sus tarifas. Esto de hecho no

sucede ya que los ingresos son regulados de tal manera que permitan remunerar razonablemente una inversión eficiente. Este es el concepto del VNR, es el valor de la inversión razonablemente eficiente que el regulador asigna a un determinado activo, basado en estudios técnicos y económicos.

Actualmente la tasa de descuento tarifaria está fijada por la LCE en 12% anual real en dólares americanos para las inversiones en infraestructura en el sector eléctrico. La vida útil estimada para los activos de las empresas distribuidoras es de 25 años.

Los ingresos que remuneran la inversión corresponden a la depreciación económica, que se calcula como una serie de pagos iguales durante los 25 años. El VNR es el valor presente de estos ingresos descontados a la tasa del 12%. Matemáticamente se puede expresar el cálculo a través de las anualidades⁶.

$$P = @VNR \cdot \frac{(1 + i)^n - 1}{i}$$

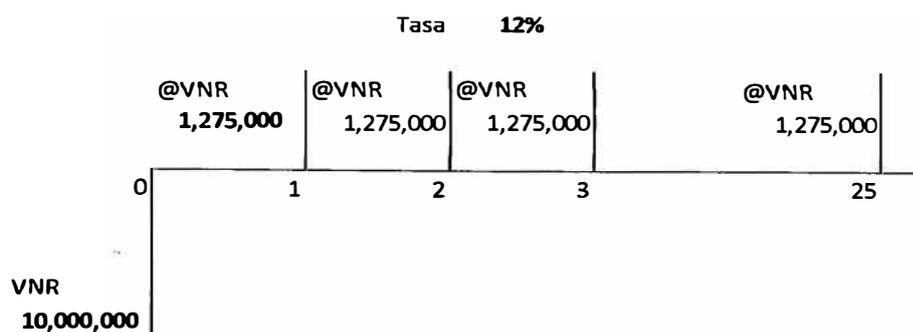
Donde:

- P, es el valor presente de la anualidad o VNR
- @VNR, los ingresos que remuneran la inversión (ingreso tarifario)
- i, es la tasa de descuento del 12%

Por ejemplo, si el VNR de la inversión eficiente se estima en US\$10 millones, siendo la tasa de descuento del 12% para un periodo de 25 años, al utilizar la función PAGO resulta un valor de US\$1.275 millones el cual se debe aceptar y reconocer como el ingreso ya que reconoce la inversión y el valor del dinero en el tiempo a través de la tasa de descuento o costo de capital.

⁶ Función PAGO del MS Excel: $PAGO(tasa, nper, VA)$. En nuestro caso, tasa es la tasa de descuento del 12%, nper corresponde a la vida útil de 25 años, y el VA es el VNR

Grafico 1 VNR e Ingresos Reconocidos



Elaboración Propia

Si la inversión fuese sobredimensionada por cualquier motivo, lamentablemente la empresa solo recibirá lo que le corresponda como inversionista eficiente. Similarmente, si su posición de negociación con los proveedores es fuerte o posee tecnología que le permita reducir el valor real de la inversión, se estaría produciendo una primera ganancia como premio a su eficiencia pues siempre se le reconocerá los US\$1.275 millones como ingresos.

B. La Remuneración a la Operación Eficiente

Hasta el momento se ha considerado que todo el ingreso se destina a remunerar el capital invertido, pero debe reconocerse también que existen gastos de operación y mantenimiento de los activos (CO&M). La LCE reconoce también un monto por este concepto (CO&M) eficiente equivalente al 2.5% anual del valor de la inversión eficiente original.

En nuestro ejemplo, el 2.5% de los US\$10 millones serán US\$250 mil. Este monto debe agregarse al ingreso tarifario de US\$1.275 millones. Si a este monto agregado se deduce el CO&M real se obtendrá la Generación Interna de Recursos (GIR), el beneficio antes de impuestos que realmente genera la empresa.

Esto representa un incentivo adicional para la empresa pues si sus CO&M reales no superan el 2.5% de la inversión, su GIR será mayor premiando su eficiencia con mayor utilidad y por tanto retorno.

C. La TIR Tarifaria

Tal cual lo indicado, la Vida Útil económica de los activos de las empresas distribuidoras es de 25 años. La TIR Tarifaria es la tasa de descuento (k) que equipara el VNR con el valor presente de los GIR de los 25 años.

$$VNR = \frac{GIR_1}{(1+k)} + \frac{GIR_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{GIR_{25}}{(1+k)^{25}}$$

3.4 La Propuesta

Tal cual lo expresado hasta el momento, la recuperación de las inversiones y el retorno razonable se encuentran fijados y garantizados en la LCE en 12% con un piso del 8% y un techo del 16%.

Para calcular la TIR Tarifaria debemos conocer hasta tres parámetros: el VNR, la GIR, el periodo de evaluación.

$$TIR.Tarifaria = TIR(VNR, GIR_1, \dots, GIR_{25})$$

Para el caso de las empresas distribuidoras, el OSINERGMIN publica los valores estimados del VNR con una periodicidad de 4 años. Por lo que para efectos del presente trabajo lo consideraremos como dato, lo mismo que el plazo de evaluación de 25 años.

Entonces, el punto crítico consiste en calcular la GIR. La propuesta consiste en calcular este indicador a partir de la información económica y financiera disponible para las empresas del sector.

Así, el primer paso es ubicar la información relevante: los estados financieros de las empresas. Las inversiones y la estructura financiera se encuentran en el Balance General; mientras que los ingresos y gastos se reflejan en su Estado de Resultados.

A. El VNR aproximado

Si bien la propuesta considera el VNR como dato, es necesario considerar que el VNR de OSINERGMIN se publica cada cuatro años. Con el fin de tener una aproximación año a año, la propuesta consiste en agregar al VNR una aproximación de las inversiones anuales que la empresa realice.

Cuadro 3 El Balance General

AÑO	PASIVO Y PATRIMONIO
ACTIVO	PASIVO
ACTIVO CORRIENTE	PASIVO CORRIENTE
Caja-Bancos	Sobregiros Bancarios
Valores Negociables	Cuentas por Pagar Comerciales
Ctas. por Cobrar Comerciales (Neto)	Otras Cuentas por Pagar
Cuentas por Cobrar Comerciales	Cuentas por Pagar Emp. del Sector
Provisión Cobranza Dudosa	Deuda a Largo Plazo (parte cte.)
Otras Cuentas por Cobrar (Neto)	Ganancias Diferidas
Otras Cuentas por Cobrar	Otros
Provisión Cobranza Dudosa	PASIVO NO CORRIENTE
Cuentas por Cobrar Emp. del Sector	Deuda a Largo Plazo
Existencias	Ctas. por Pagar Diversas no Ctes.
Gastos Pagados por Anticipado	Cuentas por Pagar Emp. del Sector
ACTIVO NO CORRIENTE	Provisión Beneficios Sociales
Inversiones en Valores	Ganancias Diferidas
Cuentas por Cobrar Comerciales	Otros Pasivos
Otras Cuentas por Cobrar	PATRIMONIO NETO
Cuentas por Cobrar Emp. del Sector	Capital Social
Inmuebles, Maq. y Equipos (Neto)	Capital Adicional
Inmuebles, Maq. y Equipos	Reservas
Depreciación Acumulada	Resultados Acumulados
Otros Activos	UTILIDAD (PERDIDA) NETA

Elaboración Propia

Desde el punto de vista económico, los recursos o activos que generan valor se reflejan en los activos de largo plazo o no corrientes. Para efectos del presente trabajo, ubicaremos las inversiones realizadas por la empresa en la cuenta Inmuebles, Maquinaria y Equipos sin considerar la Depreciación. Consideramos una buena aproximación a las inversiones que realiza la empresa anualmente.

Para aproximar la inversión anual, al activo bruto corriente o cuenta Inmuebles, Maquinaria y Equipos brutos lo ajustamos con el índice de precios al por mayor (IPM) para reflejar su costo de oportunidad como tangible. La ganancia o pérdida de valor contable respecto de lo que la empresa refleje como inversión en el balance del periodo de análisis nos aproximará a la inversión en

activos o baja de activos según corresponda. Será éste último valor que se agregue (o disminuya) al VNR publicado por el OSINERGMIN.

B. Calculo de la GIR

En el Estado de Resultados ubicaremos los ingresos y gastos que la empresa obtiene merced de la explotación que realiza.

Tal como se muestra en el siguiente cuadro, los ingresos y gastos del sector se reflejan de acuerdo al tipo de actividad.

Cuadro 4 El Estado de Resultados

AÑO
INGRESOS
Venta Energía Eléctrica al Público
Venta Energía Precios en Barra
Transferencia COES
Peajes y Uso Instal. Transmisión
Otros Ingresos
GASTOS
Combustibles y Lubricantes
Suministros Diversos
Compra de Energía
Precios en Barra
Transferencia COES
Uso de Transmisión
A Terceros
Cargas de Personal
Servicios Prestados por Terceros
Tributos
Cargas Diversas de Gestión
Provisiones del Ejercicio
Depreciación Inm. Maq. y Equipo
Compensación Tiempo Servicios
Cuentas de Cobranza Dudosa
Otras Provisiones
Otros
Gastos Cargados a Inversiones
UTILIDAD (PERDIDA), OPERACION

Elaboración Propia

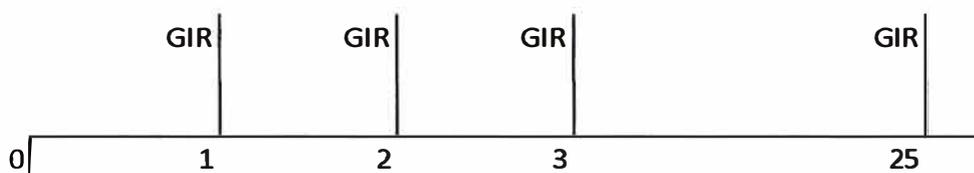
El principal inconveniente de esta información contable radica en que la evaluación se realiza a través de flujos y no de resultados puntuales. Entonces, para trabajar con flujos lo que se debe determinar son los ingresos y egresos efectivos de la empresa. Ello implica que no debe considerarse las provisiones ni depreciaciones que contablemente suelen incluirse.

De esta manera la GIR queda definida como el resultado de agregar las Provisiones a la Utilidad (Pérdida) Operativa.

$$GIR = Utilidad (Pérdida) Operativa + Provisiones$$

Cabe destacar que la GIR obtenida contablemente corresponderá al periodo de análisis por lo que debemos asumir un supuesto adicional “la GIR obtenida por la empresa será el mínimo objetivo de resultado que se le exigirá a la gestión por 25 años”.

Grafico 2 GIR



C. La Rentabilidad Propuesta

Si la inversión a recuperarse es el VNR, y los flujos que permitirán su recuperación y una ganancia razonable es la GIR; el cálculo de la tasa de retorno propuesta se realizará a partir del uso de la función TASA del MS Excel.

Grafico 3 Calculo del Retorno Esperado

Elaboración Propia

Tal como se puede notar, realizando “de reversa” el ejercicio en el cual se estimaron los ingresos reconocidos a la empresa por US\$ 1.275 millones; si asumimos que éste fuera el valor de la GIR aplicando la función TASA obtendremos como resultado un retorno del 12%.

CAPÍTULO IV. EL CASO EDELNOR

4.1 El VNR Ajustado

Tal cual se mencionó en el capítulo anterior, para calcular la rentabilidad año a año de Edelnor recurrimos a la información contable disponible para la empresa en la Comisión Nacional Supervisora de Empresas y Valores - Conasev⁷.

Cuadro 5 Balance General de Edelnor (Miles US\$)

ANO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ACTIVO	606,407	645,161	606,615	618,245	624,807	613,947	609,901	650,639	665,816	673,352	765,548
ACTIVO CORRIENTE	189,631	106,729	83,520	67,448	61,826	63,085	68,304	64,177	69,008	76,171	105,679
Caja-Bancos	1,012	21,428	3,200	3,187	2,085	2,045	3,355	2,433	2,736	5,997	11,012
Valores Negociables		1,114									
Clas. por Cobrar Comerciales (Neto)	68,706	54,567	49,657	46,334	42,082	43,195	40,958	50,191	51,405	55,750	71,164
Cuentas por Cobrar Comerciales	100,654	73,906	57,157	51,577	47,363	48,254	45,567	54,998	57,168	61,727	78,468
Provisión Cobranza Dudosa	31,948	19,339	7,501	5,243	5,281	5,060	4,609	4,807	5,763	5,977	7,303
Otras Cuentas por Cobrar (Neto)	13,680	13,133	13,123	767	1,538	2,756	1,662	2,996	3,479	2,531	12,527
Otras Cuentas por Cobrar	13,706	13,157	13,123	767	1,538	2,756	1,662	2,996	3,479	2,531	12,527
Provisión Cobranza Dudosa	31,948	19,339	7,501	5,243	5,281	5,060	4,609	4,807	5,763	5,977	
Cuentas por Cobrar Emp. del Sector	127	1,129	1,805	3,874	2,616	3,186	3,092			1,721	
Existencias	18,757	13,124	13,044	10,962	12,650	11,563	8,948	8,129	9,912	8,520	10,092
Gastos Pagados por Anticipado	7,348	2,234	2,692	2,322	855	341	289	428	1,476	1,653	883
ACTIVO NO CORRIENTE	496,776	538,432	523,095	550,799	562,981	650,861	551,597	686,462	596,808	597,180	659,869
Inversiones en Valores											
Cuentas por Cobrar Comerciales											1,832
Otras Cuentas por Cobrar					1,259	2,425	3,627	3,579			36
Cuentas por Cobrar Emp. del Sector	127	1,129	1,805	3,874	2,616	3,186	3,092			1,721	
Inmuebles, Maq. y Equipos (Neto)	491,768	533,464	512,191	529,300	533,067	542,943	542,832	577,951	592,416	591,727	648,190
Inmuebles, Maq. y Equipos	520,506	582,273	578,688	620,098	645,861	681,144	710,364	794,125	853,248	896,093	1,034,412
Depreciación Acumulada	28,738	48,809	66,497	90,798	112,794	138,201	167,531	216,174	260,832	304,366	386,222
Otros Activos	5,008	4,968	10,904	21,499	28,661	5,493	5,137	4,932	4,392	5,417	9,847
PASIVO Y PATRIMONIO	606,407	645,161	606,615	618,245	624,807	613,947	609,901	650,639	665,816	673,352	765,548
PASIVO	189,831	217,827	227,141	229,044	200,940	246,271	271,271	306,699	399,724	404,989	495,611
PASIVO CORRIENTE	85,742	89,521	180,468	152,878	118,418	91,837	102,249	68,616	155,596	136,694	134,630
Sobregiros Bancarios	26,431	7,377	32,956	33,384	76,790	48,551	40,496	22,423	40,788	44,322	24,768
Cuentas por Pagar Comerciales	34,323	37,539	20,321	31,749	27,870	27,378	26,127	27,892	33,323	30,877	43,365
Otras Cuentas por Pagar	24,765	54,319	33,919	9,355	9,456	11,650	16,305	19,501	22,421	16,973	42,537
Cuentas por Pagar Emp. del Sector	115	105	6,292	2,066	4,301	4,259	5,950				
Deuda a Largo Plazo (parte cte.)			6,971	76,124			14,371		59,065	18,484	23,823
Ganancias Diferidas											136
Otros	107	182								28,036	
PASIVO NO CORRIENTE	95,109	118,186	126,682	76,388	142,528	152,434	169,022	236,883	240,128	266,296	360,982
Deuda a Largo Plazo	95,049	118,106	94,320	17,954	64,898	82,473	71,636	119,680	84,016	118,002	228,359
Clas. por Pagar Diversas no Ctes.							6,613	4,686	2,475	1,131	998
Cuentas por Pagar Emp. del Sector	115	105	6,292	2,066	4,301	4,259	5,950				
Provisión Beneficios Sociales	60										
Ganancias Diferidas											
Otros Pasivos			7,528	58,412	77,630	69,961		112,517	153,636	147,162	131,625
PATRIMONIO NETO	425,556	427,534	379,474	389,201	363,861	369,675	338,630	345,940	270,082	268,362	269,937
Capital Social	378,155	366,249	334,434	336,658	327,542	332,207	307,136	304,223	254,365	225,516	204,881
Capital Adicional											
Reservas	26,288	30,741	32,980	35,235	30,296	30,231	30,278	34,490	8,922	40,430	42,733
Resultados Acumulados	-33,404	-23,234	-19,651	-6,387	-19,708	-21,304	-21,872	-14,107	-17,661	-27,799	-27,213
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	54,517	53,779	31,711	23,894	25,731	28,542	23,089	19,334	24,465	38,216	49,535

Elaboración Propia con Información disponible en CONASEV

El primer paso será aproximarnos al cálculo de la inversión a remunerarse. La base del análisis será el VNR publicado por OSINERGMIN para después agregar (o disminuir) las inversiones estimadas a partir del balance general de la empresa.

⁷ Ver la información completa de la empresa en www.conasev.gob.pe

Para ello, la inversión bruta la aproximamos considerando el IPM anual el cual se comportará como el deflactor del valor contable de la inversión. Tomando como base el IPM del año 1997 (133.144), el factor IPM será 1.000.

En 1998 el IPM fue 141.760 por lo que el factor IPM en ese año fue 1.065⁸; de esta manera el A/F Bruto ajustado de 1998 resultará de multiplicar el A/F Bruto de 1997 por el factor IPM de 1998 (US\$582,273 miles).

La inversión aproximada será el resultado de la diferencia entre el valor declarado por la empresa en su balance y el resultado de ajustar el valor del año anterior por el factor IPM del periodo.

Cuadro 6 Calculo del VNR Ajustado (Miles US\$)

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
IPM	133.144	141.760	149.528	155.266	151.872	154.411	157.506	165.203	171.143	173.426	182.506
IPM del Periodo	1.000	1.065	1.055	1.038	0.978	1.017	1.020	1.049	1.036	1.013	1.052
A/F Bruto Corriente (US\$)	520,506	582,273	578,688	620,098	645,861	681,144	710,364	794,125	853,248	896,093	1,034,412
VNR (US\$)	340,145	309,329	335,497	371,039	425,120	466,318	498,028	515,607	662,175	667,913	728,867
+ Inversión (US\$)	-	78,291	47,098	37,352	42,466	26,266	7,889	34,775	1,344	25,734	43,524
VNR Ajustado (US\$)	340,144.91	387,620.21	382,594.69	408,391.81	467,586.73	492,584.14	505,916.55	550,381.85	663,518.62	693,647.42	772,390.53

Elaboración Propia

4.2 La GIR

La GIR es el resultado operativo de la empresa adicionado de las provisiones.

A partir del Estado de Resultados de Edelnor podemos calcular año a año el resultado operativo de la empresa tal como se presenta en el siguiente cuadro:

⁸ $IPM_{1998} / IPM_{1997} = 1.065$

Cuadro 7 Estado de Resultados de Edelnor (Miles US\$)

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
INGRESOS	809,786	794,885	890,362	995,180	985,307	1,005,494	1,030,783	1,125,230	1,238,522	1,317,864	1,439,021
Venta Energía Eléctrica al Público	756,854	743,826	841,814	950,440	923,155	964,646	992,711	1,085,326	1,201,186	1,250,968	1,337,550
Venta Energía Precios en Barra											
Transferencia COES											
Peajes y Uso Instal. Transmisión	591	746	131	6	414	763	3,506	3,309	4,085	4,452	7,449
Otros Ingresos	52,341	50,313	48,416	44,733	41,738	40,086	34,566	36,595	31,251	62,245	94,022
GASTOS	707,406	679,749	727,704	822,306	794,859	848,211	882,500	971,064	1,076,789	1,115,034	1,148,128
Combustibles y Lubricantes											
Suministros Diversos	21,294	26,517	23,714	14,593	14,238	10,143	11,947	13,572	13,115	27,475	46,584
Compra de Energía	487,583	448,756	514,497	601,634	582,221	615,611	642,166	714,521	799,575	793,700	803,014
Precios en Barra	487,583	448,756	514,497	601,505	582,047	615,342	641,932	714,354	799,298	793,432	802,769
Transferencia COES											
Uso de Transmisión				129	174	269	234	167	278	267	245
A Terceros											
Cargas de Personal	60,433	64,227	64,934	48,930	45,048	43,783	40,108	41,094	45,026	47,941	51,902
Servicios Prestados por Terceros	63,251	69,265	62,633	60,513	58,484	67,366	70,142	63,168	71,579	89,341	107,360
Tributos	8,606	8,449	10,114	11,130	11,182	11,590	11,903	15,952	16,063	14,744	16,566
Cargas Diversas de Oesión	5,311	3,855	6,643	4,360	4,809	6,609	6,861	4,429	5,525	6,410	10,143
Provisiones del Ejercicio	78,137	81,920	72,126	104,505	103,166	108,592	99,373	128,125	138,367	150,877	127,132
Depreciación Imn. Maq. y Equipo	52,993	65,264	80,274	97,082	92,225	101,038	104,591	121,074	128,697	129,511	116,893
Compensación Tiempo Servidos	2,990	3,240	3,795	3,100	2,921	2,792	2,594	2,584	2,707	2,847	3,061
Cuentas de Cobranza Dudosa	15,188	6,071	-11,943	5,890	6,559	3,617	4,144	2,790	5,220	4,390	5,559
Otras Provisiones	6,965	7,346		-1,567	1,461	1,145	-11,956	1,678	1,742	14,129	1,620
Otros											
Gastos Cargados a Inversiones	-17,209	-23,240	-26,957	-23,358	-24,287	-15,483		-9,797	-12,461	-15,453	-14,574
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION	102,380	115,135	162,658	172,874	170,447	157,283	148,283	154,166	159,733	202,630	290,893

Elaboración Propia con Información disponible en CONASEV

De esta manera, a la utilidad operativa le agregaremos las provisiones del ejercicio contable obteniéndose los siguientes resultados:

Cuadro 8 Calculo de la GIR de Edelnor (Miles US\$)

AÑO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Nuevos Soles S/.											
Utilidad Operativa Al&P	102,380	115,135	162,658	172,874	170,447	157,283	148,283	154,166	159,733	202,630	290,893
Provisiones	78,137	81,920	72,126	104,505	103,166	108,592	99,373	128,125	138,367	150,877	127,132
GIR (S/. Corrientes)	180,517	197,055	234,784	277,379	273,613	265,876	247,656	282,291	298,100	353,507	418,025
Dólares US\$											
GIR (US\$ Corrientes)	67,762	67,268	69,370	79,481	77,994	75,583	71,182	82,691	90,424	107,941	134,122

Elaboración Propia

4.3 La Tasa de Retorno

Tomando como base de inversión el VNR ajustado para Edelnor, y su GIR estimada como flujos de recupero, aplicando la función TASA obtenemos los retornos para recuperación de inversiones (TIR Tarifaria).

Tal como se presenta a continuación, la TIR Tarifaria promedio para Edelnor desde 1997 a 2007 es de 17.31%, resultado por encima de la cota superior del 12% garantizado por el organismo regulador.

Cabe mencionar que la variabilidad de los retornos de Edelnor en tal periodo equivale a 2.14% (desviación estándar) por lo que podemos asumir que los resultados obtenidos son consistentes o poco volátiles.

Cuadro 9 Cálculo de la TIR de Edelnor (Miles US\$)

ANO	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Promedio	Desvest
VNR Ajustado (US\$)	340,145	387,620	382,595	408,392	467,587	492,584	505,917	550,382	663,519	693,647	772,391		
TIR Tarifaria (US\$)		19.55%	17.58%	20.58%	18.84%	15.75%	13.89%	15.94%	18.03%	15.86%	19.09%	17.31%	2.14%
TIR Tarifaria $\times (1 - T)$		13.69%	12.31%	14.41%	13.19%	11.02%	9.72%	11.18%	11.22%	11.10%	13.36%		1.60%

Elaboración Propia

Es preciso indicar que los cálculos realizados son para resultados antes de impuestos por lo que el verdadero retorno para la empresa será aquel que resulte de descontar la tasa impositiva a la renta - IR (T= 30%) a la TIR Tarifaria. A la luz de los resultados del cuadro anterior, se puede notar que el retorno después de impuestos es del 12.12% en promedio con una dispersión de 1.5% para el periodo 1997 a 2007, lo cual deberá ser comparado con el Retorno Económico de la empresa (TIR Económica)

Ello amerita entonces, en un posterior estudio, a realizar el cálculo del efecto palanca de endeudamiento de la empresa.

CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Desde el punto de vista económico, la provisión de bienes y servicios públicos no genera incentivos para el inversionista privado, por lo que el Estado ofrecerá un mejorador del proyecto.

En ese sentido, aparece la tasa de descuento del sector eléctrico como el retorno que permitirá la recuperación de las inversiones del sector garantizando un retorno razonable.

- Finalmente, se recomienda tomar esta monografía como punto de inicio para una investigación futura más profunda en cuanto a su metodología.

BIBLIOGRAFÍA

- Bendezú, L. y J. Gallardo (2004) "Estimación de la Demanda Agregada de Electricidad" Documento de Trabajo N° 4 – Oficina de Estudios Económicos – OSINERG (mimeo)
- Bonifaz, J. L. (2001). "Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia". Lima: CIES – Universidad Pacífico.
- Bour, E. (1999). "La Regulación del Sector Eléctrico" (Cap. 13) del libro: "La Regulación de la Competencia y de los Servicios públicos. Teoría y Experiencia Argentina Reciente". Buenos Aires: Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL).*
- Bravo, S. (2005). "La Tasa Interna de Retorno Tarifaria y el Valor Nuevo de Reemplazo". ESAN. Lima. Perú.*
- Charún, R.; Morandé, F.; Haindl Rondanelli, E. ; Raineri, R. y R. Soto (1996). "La Industria Eléctrica en Chile. Aspectos Económicos". Programa de Postgrado en Economía. Ildes/Georgetown University.*
- Chisari, Omar (2003). "El costo de capital en empresas reguladas: incentivos y metodología". Instituto de Economía, UADE, Argentina*
- Dammert, A.; J. Gallardo y L. Quiso (2004). "Problemática de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú". Documento de Trabajo N° 6 – Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.*
- De la Cruz, R. y R. García (2003). "La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política" Consorcio de Investigación Económica y Social - Proyecto Breve N° 108.*
- Gallardo, J. (2000). "Privatización de los Monopolios Naturales en el Perú: Economía Política, Análisis Institucional y Desempeño". CISEPA, Documento de Trabajo No 188.*
- Joskow, P. (2003a). "Electricity Sector Restructuring and Competition: Lessons Learned". Mimeo. MIT.*
- Ley de Concesiones Eléctricas (1992). Decreto Ley No. 25845. Diario El Peruano, Lima.*
- Macroconsult S.A. Reporte Económico Mensual (1992). "Situación Actual y Perspectivas del Sector Electricidad", Junio 1992.*
- Ministerio de Energía y Minas (2009). "PERU: Sector Eléctrico 2009". Documento Promotor.*

- Modigliani, F. y Miller, M. (1958): The cost of capital, corporation finance, and the theory of investment, American Economic Review, Junio.*
- Morin, R. (1994): Regulatory finance: utilities' cost of capital, Public utilities Reports, INC., Arlington, Virginia.*
- Newbery, D. y M. Pollit (1997). "The Restructuring and privatization of the U.K. Electricity Supply – Was it worth it? Journal of Industrial Economics 45: 269 – 303.*
- Newbery, D. (1999). "Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities" Massachusetts Institute of Technology.*
- OSINERGMIN (2005). "Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano", Documento de Trabajo N°5. Oficina de Estudios Económicos.*
- "Resolución de la Comisión de tarifas eléctricas N° 001-98 P/CTE".*
- Pacific Credit Rating PCR (2010). "Perú: Sector Eléctrico". Informe Sectorial. Perú. Junio de 2010*
- PEPSA (2003). "Revisión del Marco Regulatorio de la Actividad de Transmisión de Electricidad", Informe Final elaborado para OSINERG - GART.*
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (1993). Decreto Supremo No. 009-93-EM. Diario El Peruano, Lima.*
- Rudnick, H. (1999.) "Remuneración de la red de transmisión" Bogotá: CIER – Primera Reunión Internacional Generación y Transmisión.*
- Stigler, G. (1971). "The Theory of Economic Regulation". The Bell Journal of Economics, Vol. 2, pp. 3-21.*