

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS DEL
SECTOR ELÉCTRICO**

**MODELO DE TARIFACIÓN PARA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN ECUADOR**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DE TÍTULO DE MAGÍSTER EN
ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO**

ING. RAUL ANTONIO CANELOS SALAZAR
rcanelos@transelectric.com.ec

DIRECTOR: ECON. CARLOS ARTIEDA
cartieda@petrocomercial.com
CO DIRECTOR: DR. JESÚS JÁTIVA
jjátiva@yahoo.com

Quito, enero de 2008



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
Campus Politécnico "J. Rubén Orellana R."

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRIA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

DECLARACIÓN

Yo Raúl Antonio Canelos Salazar, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Raúl Antonio Canelos Salazar



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Campus Politécnico "J. Rubén Orellana R."

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRIA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO**

CERTIFICACIÓN

Yo Eco. Carlos Artieda C. Profesor de la Maestría de Administración de Negocios del Sector Eléctrico, certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Raúl Antonio Canelos Salazar bajo mi supervisión.



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Campus Politécnico "J. Rubén Orellana R."

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRIA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO**

AGRADECIMIENTO

**Agradezco la colaboración de las siguientes personas:
Economista Carlos Artieda C. por sus observaciones y guía
constante en el desarrollo de la tesis.**



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Campus Politécnico "J. Rubén Orellana R."

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRIA EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO**

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a quienes su constante motivación y su soporte espiritual fueron determinantes en la ejecución de la misma, mi esposa Martha y mi hermano Ramiro.

CONTENIDO

ITEM	CONCEPTO	Pag. No.
	CONTENIDO	1
	RESUMEN	6
	PRESENTACION	7
	CAPITULO 1	9
1.1	ANTECEDENTES: ESTRUCTURA DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO.....	9
1.1.1	FUNCIONES DE TRANSELECTRIC S.A.	10
1.2	ESTRUCTURA TARIFARIA EN EL ECUADOR.....	10
1.2.1	EL PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN PRG.....	11
1.2.2	COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN.....	12
1.2.3	EL VALOR AGREGADO DE LA DISTRIBUCION VAD.....	12
1.3	EL MODELO DE COMPETENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	13
1.4	ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA.....	16
1.5	LA NATURALEZA DE LA INDUSTRIA.....	16
1.6	TRANSELECTRIC S.A. EN LA CADENA DE VALOR Y SU ENTORNO.....	19
1.6.1	LA CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA.....	20
1.6.2	ANÁLISIS DE LAS FUERZAS DE PORTER.....	20
1.6.3	ANÁLISIS FODA TRANSELECTRIC S.A.....	22
1.6.4	OBJETIVOS Y POLÍTICAS ESTRATÉGICAS.....	26
1.6.5	TRANSELECTRIC S.A. Y SU CAPACIDAD DE GESTION.....	26

	CAPITULO 2	32
	ANTECEDENTES: TIPOS DE TARIFACIÓN EN TRANSMISIÓN, LA TARIFACIÓN DE TRANSMISIÓN EN ECUADOR.....	32
2.1	LOS MERCADOS ELECTRICOS Y EL SECTOR DE LA TRANSMISION.....	32
2.2	CARACTERISTICAS DESEABLES.....	33
2.3	TECNICAS DE ASIGNACION DE COSTES DE TRANSMISION EN LA ACTUALIDAD.....	36
2.3.1	MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE SERVICIO DE RED.....	36
2.4	LA TARIFACION DE LA TRANSMISION EN EL ECUADOR.....	52
2.4.1	EXPANSIÓN Y OPERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN.....	52
2.4.2	LA TARIFA DE LA TRANSMISION.....	54
2.4.3	MÉTODOS DE REGULACIÓN DE COSTOS EN LA TRANSMISIÓN.....	57
2.4.4	LA TARIFA DE LA TRANSMISIÓN.....	63
2.5	COMPONENETES DE LA TARIFA DE TRANSMISION.....	63
2.5.1	EL COSTO MEDIO DE TRANSMISION CMED.....	63
2.5.2	EL COSTO VARIABLE DE TRANSMISION CVT.....	64
2.5.3	EL FACTOR DE NODO.....	64
2.5.4	LOS PLANES DE EXPANSIÓN SU CUMPLIMIENTO Y LA TARIFA.....	64
	CAPITULO 3	68
	PROPUESTA DE MODELO, DETERMINACION DE VARIABLES DE COSTOS DE TRANSMISION.....	68
3.1	SITUACION ACTUAL.....	68
3.2	IDENTIFICACION DE LAS VARIABLES.....	70
3.3	METODOLOGIA PARA DETERMINAR LAS RELACIONES ENTRE LAS VARIABLES Y LOS RESULTADOS.....	72
3.3.1	EL PROGRAMA EIEWS COMO HERRAMIENTA DE CALCULO.....	72
3.3.2	VARIABLES DE COSTO LINEAS DE TRANSMISION.....	73

3.3.3	CALCULO DE LA RELACIÓN COSTO - VARIABLE EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	76
3.3.3.1	Procedimiento.....	77
3.3.3.2	Criterios para estimación de la ecuación.....	77
3.3.3.3	Análisis de resultados.....	80
3.3.3.4	Análisis de Errores.....	81
3.3.4	ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD DEL MODELO EN LINEAS DE TRANSMISION.....	82
3.3.4.1	Derivadas Parciales.....	82
3.3.4.2	Variación del Costo en función de cada Parámetro.....	84
3.3.4.2.1	Variación del costo en función de la longitud.....	84
3.3.4.2.2	Variación del costo en función del Voltaje.....	86
3.3.4.2.3	Variación del costo en función del número de circuitos.....	87
3.3.4.2.4	Variación del costo en función de la Zona.....	88
3.3.5	CALCULO DE LA RELACIÓN COSTO - VARIABLE EN SUBESTACIONES.....	89
3.3.5.1	Procedimiento.....	89
3.3.5.2	Criterio para estimación de la ecuación.....	91
3.3.5.3	Análisis de resultados.....	94
3.3.5.4	Análisis de Errores.....	95
3.3.6	CALCULO DE LA RELACIÓN COSTO - VARIABLE EN TRANSFORMADORES.....	96
3.3.6.1	Criterios y procedimiento.....	96
3.3.6.2	Análisis de resultados.....	99
3.3.6.3	Análisis de Errores.....	99
3.3.7	CALCULO DE LA RELACIÓN COSTO - VARIABLE EN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	100
3.3.7.1	Análisis de resultados.....	102
3.3.7.2	Análisis de Errores.....	102
3.3.8	MODELO LINEAS 500 kV.....	103
3.3.	MODELO FINAL PROPUESTO.....	105

	CAPITULO 4	108
4.1	COMPARACION DE CALCULO TARIFARIO.....	108
4.1.1	EL PLAN DE EXPANSION Y SUS ETAPAS.....	108
4.1.2	EL CÁLCULO ACTUAL DE LOS COSTOS.....	110
4.1.3	COMPARACION DE CALCULO DE COSTOS ENTRE EL MÉTODO ACTUAL Y EL PROPUESTO.....	111
4.2	CALCULO DEL COSTO MEDIO DE TRANSMISION, COMPARACION ENTRE METODO ACTUAL Y PROPUESTO...	113
4.2.1	CÁLCULO DE ACTIVOS.....	114
4.2.2	ACTIVO BRUTO TOTAL.....	115
4.2.3	CÁLCULO DE LA ANUALIDAD.....	119
4.2.4	GASTOS.....	120
4.2.5	ANALISIS DE LA DIFERENCIA.....	122
4.3	LA TASA DE DESCUENTO.....	123
4.3.1	CALCULO DE LA TASA DE DESCUENTO.....	124
4.3.2	ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TASA DE DESCUENTO.....	127
4.4	LA TARIFA DE TRANSMISION EN COMPARACION CON OTROS PAISES.....	128
4.5	EL MODELO CHILENO COMPARACIÓN CON EL MODELO ECUATORIANO.....	129
4.6	EFFECTO DEL VALOR CALCULADO EN LA TARIFA DE ENERGÍA.....	132
4.7	IMPACTO DE LA TARIFA EN FUNCIÓN DE LAS OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN. ANÁLISIS DE AJUSTES TARIFARIOS....	132

5.	CAPITULO 5	136
5.1	CONCLUSIONES.....	136
5.2	RECOMENDACIONES.....	138

RESUMEN

La estructura de la tarifa que actualmente nos rige, en un principio intentó cubrir costos, en el sector eléctrico como reza la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en su artículo 53: El problema radica en saber si las fórmulas de reajuste que aplica el CONELEC están acorde a la filosofía de la tarifación expresada en el artículo 55.

En la actualidad el cálculo de los costos del plan de expansión, y por ende la tarifa de transmisión, está basado en la experiencia de los técnicos que trabajan en la empresa de transmisión pero no tiene ningún sustento científico. Esta tesis plantea la necesidad de sistematizar en forma técnica – económica los cálculos para determinar estos costos, mismos que son determinantes en la asignación de recursos a la empresa Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC S.A. Adicionalmente se utiliza la teoría de Costo Ponderado de Capital para calcular la tasa de descuento de este sector.

Si bien el método actual para determinar la tarifa de transmisión corresponde a un modelo impositivo denominado “estampilla” es conveniente por su simpleza y aplicabilidad a nuestra realidad, éste debe ser sustentado e base a información estadística como se plantea en este trabajo de investigación.

PRESENTACION

Esta tesis se presenta de la siguiente manera:

En el Capítulo 1 se describe el sector eléctrico ecuatoriano, sus características generales y las particularidades de la transmisión de energía eléctrica como parte de este sector. Se expone el marco teórico de la industria eléctrica en base a la teoría de las fuerzas competitivas de Porter. Se procede a analizar directamente en base a esta teoría, la industria eléctrica en la actualidad en el país y el enfoque estratégico que se tomará para la mejora sistémica del mismo. Se hace un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas) de la empresa con el fin de proyectar su funcionamiento a futuro.

En el capítulo 2 se establece el marco teórico del desarrollo del estudio, aquí se presenta un resumen de las teorías actuales sobre tarificación de transmisión, sus tendencias y la aplicabilidad de las mismas, así como los principios en las que están sustentadas. En este mismo capítulo se presenta un resumen de las principales metodologías de regulación de las tarifas en transmisión. y por último la metodología de cálculo actual de la tarifa para transmisión.

En el Capítulo 3 se propone un modelo para determinación de costos basado en los datos estadísticos, en este campo, de los diferentes proyectos de transmisión, Se determina las variables que, acorde tanto en la experiencia en construcción de proyectos como en las diferentes apreciaciones que fue dando el trabajo con las herramientas computacionales que se emplearon. Adicionalmente también en base a información estadística se determina un modelo para operación y mantenimiento. Al final del capítulo se tiene un modelo final.

En el Capítulo 4 se establece una comparación entre el modelo propuesto y el modelo actual definiéndose las diferencias entre el modelo estadístico y el modelo empírico actual. Además se determina el valor de la tasa de descuento para el sector acorde con la teoría económica actual del costo ponderado de capital o

WACC por sus siglas en inglés. Se incluye una comparación del modelo ecuatoriano actual y del modelo chileno, mismo que tiene muy buenos resultados en la cobertura de costos para la infraestructura de transmisión.

Finalmente las conclusiones, basadas en el trabajo presentado, expresan en forma resumida los efectos de las variables en la determinación de los costos. Se demuestra que las relaciones matemáticas encontradas son de alta calidad y finalmente se recomienda la utilización de las mismas, en la proyección de los sistemas de transmisión a ser incorporados en los planes de expansión.

CAPITULO 1

CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO, LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN, POSICIONAMIENTO DENTRO DE LA ESTRUCTURA DEL SECTOR

1.1 ANTECEDENTES: ESTRUCTURA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El sector eléctrico ecuatoriano dio un nuevo giro a partir del 1 de Octubre de 1996 al expedirse una nueva ley de régimen del mismo. Según esta nueva ley el sector eléctrico quedaría estructurado de la siguiente manera:

- Un organismo regulador y planificador: CONELEC.
- Un organismo administrador: CENACE.
- Empresas de generación.
- Empresas de distribución y venta de energía.
- Una empresa transmisora de energía: TRANSELECTRIC S. A.
- Un esquema de esta estructura se presenta en la Figura 1.1

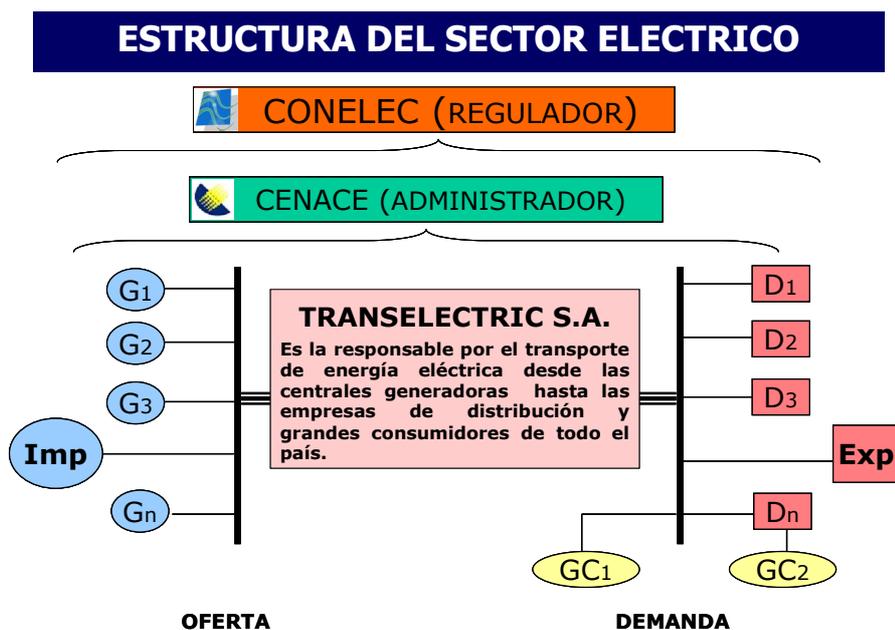


Figura 1.1 Esquema de la Estructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano

TRANSELECTRIC S. A. desde el 1 de abril de 1999 ha tomado bajo su responsabilidad la operación, mantenimiento y expansión del Sistema Nacional de Transmisión y al amparo del nuevo marco jurídico del sector eléctrico; tiene existencia legal desde el 20 de enero de 1999.

1.1.1 FUNCIONES DE TRANSELECTRIC S.A.

El Sistema Nacional de Transmisión es la columna vertebral del sector eléctrico ecuatoriano y el elemento fundamental para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista MEM.

El MEM encuentra la existencia de varios actores para su funcionamiento:

- De un lado están los generadores
- De otro los distribuidores, los grandes clientes o consumidores

Los cuales están integrados al Sistema Nacional Interconectado SNI donde la empresa transmisora TRANSELECTRIC S.A. transporta la energía entre estos actores, permitiendo que se realicen transacciones de compra – venta de energía entre los mismos. Para poder cumplir con estas funciones la empresa debe proponerse una misión y una visión que le permitan ejecutar sus funciones de cara a las nuevas tendencias de gerencia, en una empresa proyectada al futuro.

1.2 ESTRUCTURA TARIFARIA EN EL ECUADOR

En el Ecuador la tarifa de energía se encuentra estructurada de la siguiente manera:



Precio referencial de generación (PRG)

- *Componente de Energía*
- *Componente de Capacidad*



Los costos medios de transmisión



El valor agregado de distribución (VAD)

Figura 1.2 Esquema de la estructura tarifaria en Ecuador

Es decir que cada ecuatoriano al pagar su factura de energía reconoce un valor para la generación (PRG) un valor para la Transmisión (valor medio de transmisión) y un valor a la distribución (VAD), lo que está en concordancia con la estructura misma del sector presentado en 1.1 y cuyo esquema se indicó en la figura 1.1. A continuación se analizará brevemente cada rubro de la tarifa:

1.2.1 EL PRECIO REFERENCIAL DE GENERACIÓN PRG

Los costos por generación están dados por:

Componente de Energía.- Corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, para un período de simulación de cuatro años del despacho de carga de mínimo costo, proveniente de la planificación operativa del sistema de generación elaborado por el CENACE, con el objeto de mitigar las variaciones que pueden experimentar los costos, tanto diaria como estacionalmente.

Componente de Capacidad.- Corresponderá a la anualidad de las inversiones consideradas a la Tasa de Descuento y para una vida útil aprobadas por el CONELEC, para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo

costo, para cubrir la demanda máxima del sistema, a la que se agregarán los costos fijos de operación y mantenimiento correspondientes.

Costo variable de producción - Es aquel necesario para operar y mantener la unidad o planta generadora y que cambia en función de la energía producida.

Los componentes del costo variable de producción son:

- Combustibles.
- Transporte de combustible.
- Lubricantes, productos químicos y otros insumos para operación.
- Agua potable.
- Energía eléctrica para servicios auxiliares.
- Mantenimientos programados (preventivos y correctivos), durante un año.

1.2.2 COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN

La red de transmisión ofrece la capacidad de las líneas para transportar la energía desde un nodo vendedor a un nodo comprador..

Para el cálculo de costos por transmisión, se toma en cuenta el PLAN DE EXPANSIÓN, gastos de operación y mantenimiento, y se trae a valor presente la inversión tomando en cuenta una tasa de descuento del 7,5 %.

1.2.3 EL VALOR AGREGADO DE LA DISTRIBUCIÓN VAD

Acorde al artículo 56 de la LRSE el VAD o valor agregado de distribución, corresponde al costo propio de la actividad de distribución. En el futuro se pretende contar con el establecimiento de la unidad de propiedad estándar, de manera de asignar un valor fijo a cada componente de la red de acuerdo a sus características. Sin embargo en la actualidad el proceso para determinar el valor agregado de distribución toma en cuenta los balances presentados por cada empresa eléctrica, en la cual declaran los activos de la empresa y con 6,2% de interés y una vida útil aproximada entre 45 años para líneas de transmisión y 30

años para subestaciones, de allí se calculan las anualidades. En este nuevo modelo se pretende que las empresas eléctricas sean más eficientes ya que al convertirse en empresas privadas y un mercado de libre competencia. Además de ello el valor a pagar por distribución está en función del nivel de voltaje al cual se maneja en el punto de entrega:

Alto voltaje o alta tensión $V > 40 \text{ kV}$

Media tensión o medio voltaje $600 \text{ V} < V < 40 \text{ kV}$

Baja tensión o bajo voltaje $V < 600 \text{ V}$

En el Reglamento de Tarifas se consideran categorías:

Residencial, general, industrial y alumbrado público.

1.3 EL MODELO DE COMPETENCIA DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO

A partir de 1996 el sector eléctrico ecuatoriano arrancó con un cambio estructural profundo, con el objeto de mejorar sus graves problemas deficitarios y de crisis estructural que estaban llevando al sector a una quiebra inminente, debido a que:

- Las tarifas no reflejaban los costos reales del servicio.
- El modelo verticalmente integrado no daba señales de largo plazo.
- No se conocía la evolución de precios a futuro.
- Existían escasas inversiones y no se aseguraba el equilibrio financiero del sector.

Por estas razones, a través de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) publicada el 10 de octubre de 1996, se adopta una nueva estructura, la que se aplica a partir de abril de 1999. Creándose el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con los siguientes participantes:

- El Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC-; ente regulador, normativo y organismo de control, a través del cual el Estado puede

- concesionar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica;
- El Centro Nacional de Control de Energía –CENACE- ente responsable de la coordinación de la operación del SNI y administrador de las transacciones técnicas y económicas entre los Agentes del MEM.;
 - Las empresas eléctricas concesionarias de generación;
 - La empresa eléctrica concesionaria de transmisión; y,
 - Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.

En este mercado se realizan básicamente dos tipos de transacciones aquellas que se firman en base a contratos a plazo, mismos que son acuerdos bilaterales entre generadores y distribuidores o grandes clientes y las del mercado Ocasional o Spot.

El modelo de competencia del Mercado Eléctrico Ecuatoriano en el mercado Spot está basado en la teoría de Costos Marginales. Donde el despacho horario lo realiza el CENACE en base a los costos variables de producción que declaran las generadoras, así la última unidad de generación en cubrir la demanda en una hora establece el costo marginal de esa hora, con el que se liquidarán todas las transacciones del mercado spot para las generadoras que hayan sido despachadas.

La remuneración en función del costo marginal busca reflejar el comportamiento de los mercados competitivos, en los cuales el precio es un reflejo del costo marginal.

Cuando esto ocurre, la teoría económica indica que el precio resultante es óptimo en el sentido de promover la mejor asignación de recursos al proveer señales para que:

- Nuevos productores ingresen al mercado;
- Una producción eficiente que elabora los productos al mínimo costo posible;

- Un consumo eficiente que valorado al costo marginal produce la máxima satisfacción de los consumidores según sus ingresos.

Lamentablemente, el modelo aplicado no ha dado los resultados esperados, debido principalmente a que:

- Se han venido aplicando tarifas que no cubren los costos de producción de la energía, éstas continúan con un fuerte componente político..
- Las elevadas pérdidas que presentan varias empresas de distribución en especial en la costa, llegando a niveles superiores al 30%.
- El bajo nivel de recaudación y pago de los distribuidores y a los elevados precios en el mercado spot, debido a la falta de inversión en nueva generación, que no encuentra garantías tanto legales para el establecimiento de nuevas empresas como garantías de pago del servicio.

Para un análisis a profundidad del tema, es necesario generar el cluster, de la energía eléctrica en nuestro país. Cluster es una palabra no traducible literalmente, pero es la que mejor recoge el concepto de agrupaciones de empresas u organizaciones complementarias e interconectadas. Agrupan una amplia gama de industrias y otras entidades relacionadas que son importantes para cumplir con un objetivo, en este caso la mejora del sector energía eléctrica.

Como se puede ver en el esquema de la figura 1.4 existe un sinnúmero de organizaciones que estarían “interconectadas” para la producción de energía. de la industria eléctrica allí se observan las relaciones entre los diferentes estamentos que conforman el sector eléctrico y el papel que desempeña la transmisión en la industria eléctrica.

1.4 ANÁLISIS DE LA INDUSTRIA

Se puede partir del diamante de Porter con el objeto de determinar la ingerencia gubernamental en la industria del sector eléctrico en nuestro país. Simplificando el modelo:

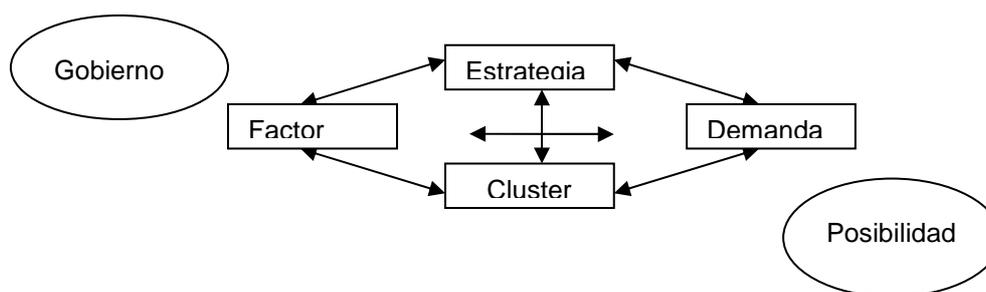


Figura No 1.3 Diamante de Porter

1.5 LA NATURALEZA DE LA INDUSTRIA

En la cadena productiva de la Energía Eléctrica en Ecuador (Ver cluster adjunto) el Gobierno tiene una ingerencia casi total en las decisiones del sector, ingerencia que al parecer aumentará con el tiempo. Un ejemplo de ello es que las empresas pertenecen al Fondo de Solidaridad, mismo que es nombrado por el gobierno. La principal empresa generadora Hidropaute pertenece al mencionado organismo. Los entes de control los maneja el gobierno a través de sus representantes en los directorios, etc. Siendo esto una realidad evidente: ¿qué panorama competitivo que mejore los servicios se puede esperar?

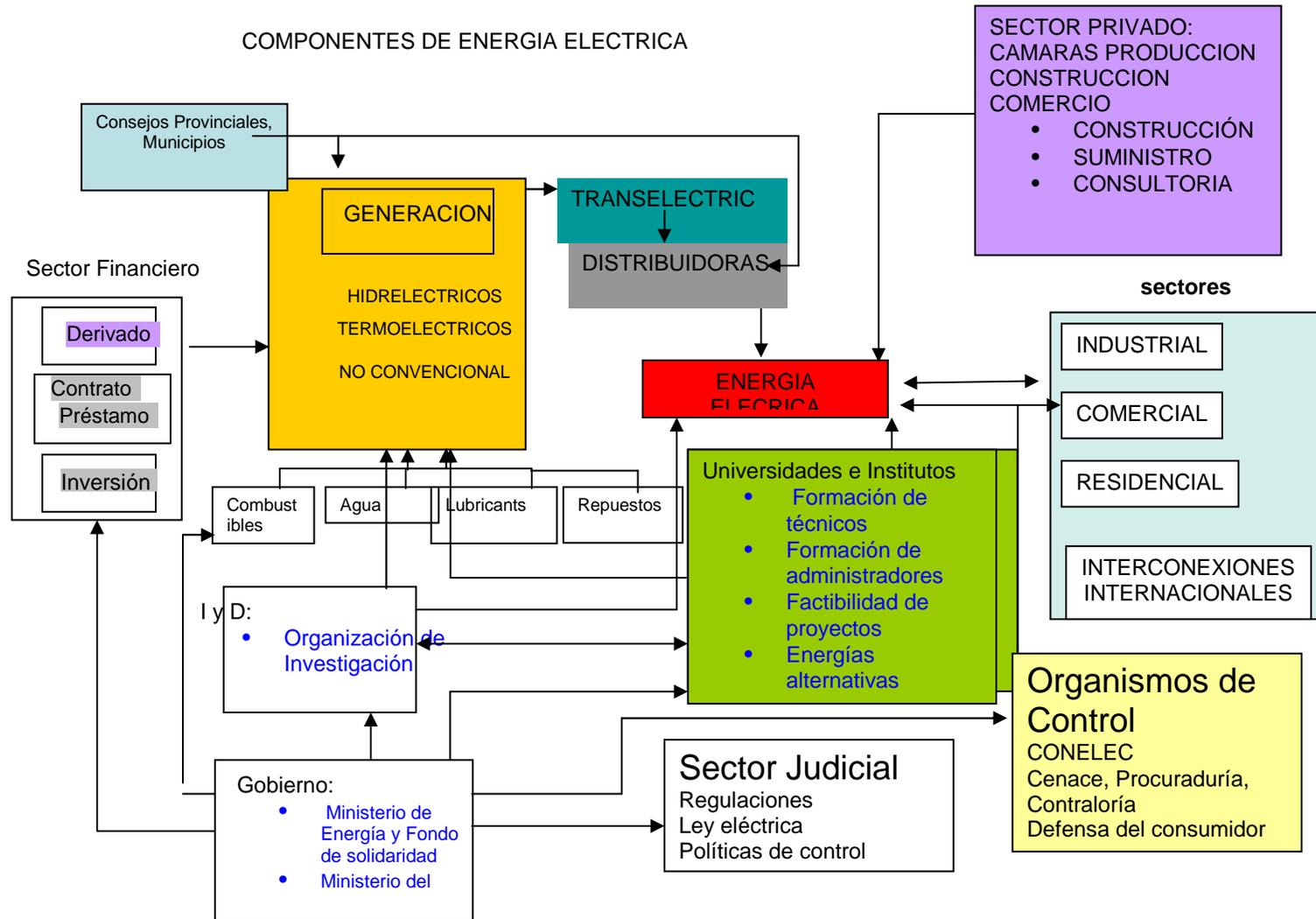


Figura 1.4 Cluster de energía eléctrica

Como se puede observar en el Cluster elaborado, la incidencia gubernamental es desproporcionada, pues en casi todas las instituciones que lo conforman existe su ingerencia, así se puede resumir en los tres estamentos más importantes su realidad actual:

Gobierno

- Incidencia directa en el manejo de políticas energéticas.
- Políticas de subsidios a combustibles, lo que distorsiona precios y por tanto se interviene en el MEM.
- Nombra directorios en su mayoría de poca capacidad técnica, en las empresas distribuidoras por medio del Fondo de Solidaridad, al que también lo nombra el gobierno.
- Los organismos de regulación y control de energía y comunicaciones y los organismos estatales de control son nombrados por el Congreso con fuerte ingerencia política.
- Hasta la actualidad los gobiernos en general, no presentan un manejo político serio que de las señales adecuadas a la inversión para bajar el riesgo país.

Financiero

- Presenta altas tasas de interés.
- No muestra tasas preferenciales para proyectos de energía.
- Está sometido a muchos entes de control cuyos costos encarecen el crédito y elevan las tasas de interés.
- Tienen altos costos operativos debido a elevados salarios, instalaciones suntuosas, créditos preferenciales a sus staff ejecutivos.
- Falta de competitividad en el sector financiero, (este sector particularmente no tiene competencia extranjera o es muy poca).

Judicial

- Inseguridad Jurídica: que sus resoluciones, no siempre están apegadas a la ley y no siempre son independientes del sector político.

- Falta de agilidad en las resoluciones cuando se presenten inconformidades o demandas.
- Este sector no cuenta con cuerpos legales especializados en el sector energético, mismos y que constituirían un peso moral muy fuerte para evitar la manipulación de la ley.

Acorde a esta realidad y según el diamante de Porter, ¿qué situación competitiva se puede generar? ¿Se puede hablar de un marco legal y financiero que incentive el incremento de la producción de energía y la mejora del servicio al consumidor?

1.6 TRANSELECTRIC S.A. EN LA CADENA DE VALOR Y SU ENTORNO

Se expone el marco teórico de la industria eléctrica en base a la teoría de las fuerzas competitivas de Porter. Se procede a analizar directamente en base a esta teoría, la industria eléctrica en la actualidad en el país y el enfoque estratégico que se tomará para la mejora sistémica del mismo.

Dentro de las ideas modernas de competitividad de una empresa, en la que el aporte de los autores Peter Senge y Michael Porter,[1] se considera que la empresa moderna deberá aprender a mirarse dentro del entorno en el que se desenvuelve y deberá empezar a generar procesos internos que le permitan desarrollarse exitosamente en este entorno.

En el presente capítulo se plantea el enfoque sistémico del negocio eléctrico, en el cual se desenvuelve la empresa TRANSELECTRIC S.A.. Se desarrolló el enfoque de cadena de valor para TRANSELECTRIC S. A., que permitió generar a manera de diagnóstico un primer desglose de los procesos internos en su condición actual, con base al cual y empleando referentes (benchmarking) se plantea el rediseño de uno de ellos.

De la identificación de los procesos críticos y con base en los lineamientos de la teoría de Mario Vogel, se plantea el Tablero de Comando para la definición de

objetivos estratégicos para la gestión de TRANSELECTRIC S. A. hacia su visión y misión.

1.6.1 LA CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA

La cadena de valor fue descrita y popularizada por Michael Porter. La cadena de valor categoriza las actividades que producen valor añadido en una organización.

En la figura 1.5 se puede observar con claridad la cadena de valor de la industria eléctrica:



Figura 1.5 Cadena de Valor de la Industria Eléctrica

Como se observa en el gráfico anterior TRANSELECTRIC S.A. se encuentra en el medio de la cadena de valor, constituyéndose un nexo entre los productores y los consumidores, transportando la energía desde las centrales de generación hasta las empresas distribuidoras.

1.6.2 ANÁLISIS DE LAS FUERZAS DE PORTER

Un enfoque muy popular para la planificación de la estrategia corporativa ha sido el propuesto en 1980 por Michael E. Porter. El punto de vista de Porter es que existen cinco fuerzas que determinan las consecuencias de rentabilidad a largo plazo de un mercado o de algún segmento de éste. La idea es que la corporación

debe evaluar sus objetivos y recursos frente a estas cinco fuerzas que rigen la competencia industrial.

Comencemos analizando e identificando los involucrados en las fuerzas de Porter para TRANSELECTRIC S.A. como lo indica el diagrama de figura 1.6:

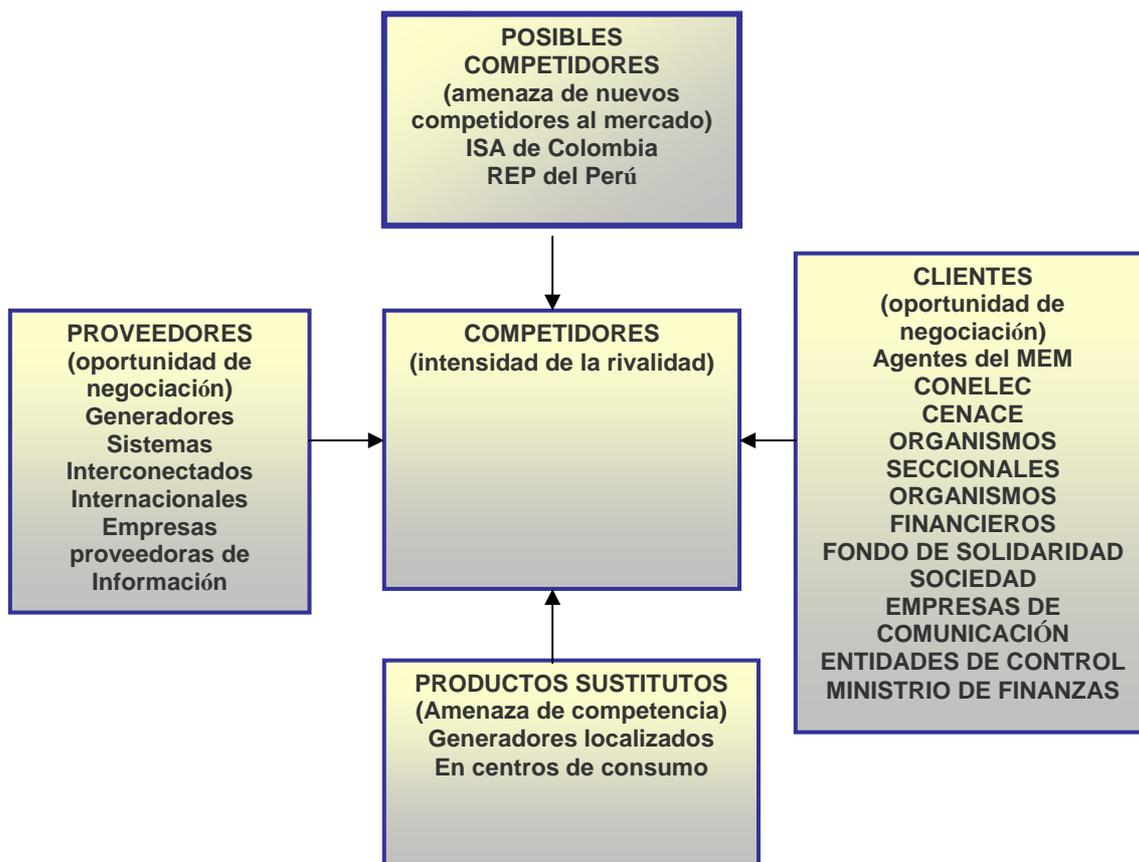


Figura 1.6 TRANSELECTRIC S. A. y las fuerzas de Porter

Del diagrama anterior se puede colegir:

Amenaza de entrada de nuevos competidores

El mercado o el segmento no es atractivo, las barreras de entrada no son fáciles de franquear por nuevos participantes que puedan llegar con nuevos recursos y capacidades para apoderarse de una porción del mercado. La misma LRSE que faculta únicamente a TRANSELECTRIC S. A. es una barrera muy difícil de vencer, sin embargo es latente la proximidad de ISA de Colombia y REP del Perú.

La rivalidad entre los competidores

Actualmente la empresa no posee competidores a la vista, sin embargo ISA de Colombia hizo importantes adquisiciones de participación en redes tanto en Perú como en Bolivia, además posee más del 75% de redes de transmisión en Colombia.

Poder de negociación de los proveedores

Para este punto se debe comprender que los insumos que suministran los proveedores (generadores) son claves para TRANSELECTRIC S. A., no tienen sustitutos y sus costos son altos. Los proveedores poseen a más de una fuerte presión sobre los precios de la energía, el manejo de las prioridades en los pagos.

Poder de negociación de los compradores

Las distribuidoras no están muy organizadas, el producto no tiene sustitutos, lo que hace al mercado atractivo, no hay posibilidad de reducción de precios, salvo a un determinado horizonte se prevea la saturación de las redes.

Amenaza de ingreso de productos sustitutos

A largo y mediano plazo no se ve la posibilidad de que existan productos sustitutos reales o potenciales. Un sustituto serían las centrales especialmente térmicas, ubicadas en centros de consumo, pero los altos costos y los problemas de afectación ambiental hacen difícil su implementación.

1.6.3 ANÁLISIS FODA TRANSELECTRIC S.A.

Del análisis anterior se puede concluir que TRANSELECTRIC S. A. se mueve en un mercado atractivo, de poca competencia y de difícil obtención de productos sustitutos, siendo la empresa un monopolio por ley. Esto no implica que descuide

las posibles amenazas y tampoco desestime sus debilidades actuales, lo que nos llevaría a que el siguiente tema sea su análisis FODA, el siguiente estudio es un condensado del trabajo desarrollado por el Departamento de Procesos de la empresa de transmisión con el concurso de todos los funcionarios.

FACTORES EXTERNOS CLAVES	PONDERACIÓN	CLASIFICACION	RESULTADO PONDERADO
OPORTUNIDADES			
Crecimiento de la demanda y nuevos proyectos de generación	0,072	4	0,290
Apertura y crecimiento del negocio de las telecomunicaciones	0,043	4	0,174
Reconocimiento por pago de déficit tarifario por parte del Gobierno	0,014	3	0,043
Reforma a la Ley del sector eléctrico	0,014	3	0,043
Reducción de precios de proveedores de bienes	0,014	3	0,043
Nuevas tecnologías para el sector eléctrico	0,043	3	0,130
Permanencia del Fideicomiso (distribuidoras)	0,058	4	0,232
Nuevos modelos / métodos de gestión	0,043	3	0,130
Integración de los mercados regionales	0,072	4	0,290
Posibilidad de alianzas estratégicas	0,029	3	0,087
AMENAZAS			
Corrupción	0,072	1	0,072
Poca capacidad de pago (distribuidoras)	0,072	1	0,072
Injerencia política en el sector eléctrico	0,072	1	0,072
Inestabilidad política del país	0,072	1	0,072
Insuficientes fuentes de capacitación local en el sector eléctrico	0,029	2	0,058
Cambio de prelación o reducción de participación el fideicomiso de las distribuidoras	0,058	1	0,058
Indefinición legal	0,058	1	0,058
Percepción externa del nivel de caja	0,043	2	0,087
Posible reclamo del SRI	0,058	1	0,058
Sabotaje / Terrorismo	0,058	2	0,116
TOTAL RESULTADO PONDERADO	1,000		2,188

Figura 1.7 Matriz de Factores Externos para TRANSELECTRIC S.A.

Fuente: Departamento de Procesos TRANSELECTRIC S.A.

FACTORES INTERNOS CLAVES	PONDERACION	CLASIFICACION	RESULTADO PONDERADO
FORTALEZAS			
Personal técnico calificado pero focalizado	0,042	4	0,168
Disponer de infraestructura e interconexiones internacionales	0,042	4	0,168
Disponibilidad de información técnica histórica	0,025	3	0,076
Conocimiento del sector eléctrico	0,034	3	0,101
Prestigio alto en el sector eléctrico nacional y regional	0,017	3	0,050
Buena capacidad de respuesta en emergencias	0,042	4	0,168
	0,042	4	0,168
Alta disponibilidad del sistema de transmisión	0,042	4	0,168
Disponer de una red de alta calidad de fibra óptica	0,034	4	0,134
Disponibilidad de recursos económicos	0,042	4	0,168
Permanencia del recurso humano	0,034	4	0,134
Incorporación de tecnología moderna focalizada en ciertas áreas	0,034	3	0,101

FACTORES INTERNOS CLAVES	PONDERACION	CLASIFICACION	RESULTADO PONDERADO
DEBILIDADES			
Tercerización de actividades estratégicas	0,042	1	0,042
Falta de una cultura de planificación y control de gestión	0,042	2	0,084
Falta de un sistema de recompensas y castigos			
Insuficiente comunicación y coordinación interna	0,042	2	0,084
Existencia de puntos críticos en el SNT y falta de redundancia	0,042	1	0,042
Falta de vinculación de Recursos Humanos a la estrategia de la Empresa	0,042	2	0,084
Falta de implementación de la estructura orgánica y de puestos	0,034	1	0,034
Falta de actualización y divulgación de las normativas y procedimientos	0,042	1	0,042
Falta de complementación de las políticas comerciales y estructura organizativa para telecomunicaciones	0,025	2	0,050
Falta de gestión del conocimiento	0,042	1	0,042
Estructura administrativa inadecuada	0,034	1	0,034
Inadecuado sistema de administración presupuestaria	0,025	2	0,050
Falta de trabajo en equipo	0,042	1	0,042
Insuficiente administración de riesgos	0,034	1	0,034
Falta de un sistema integrado de información gerencial	0,042	1	0,042
Falta de un sistema de mejoramiento de la calidad	0,042	1	0,042
Excedentes de flujo de caja			
Insuficiente capacidad de gestión administrativa, técnica, financiera y legal			
TOTAL RESULTADO PONDERADO	1,000		2,353

Figura 1.8 Matriz de Factores Internos para TRANSELECTRIC S.A.

Fuente: Departamento de Procesos TRANSELECTRIC S.A:

Del análisis FODA se determinó la misión, visión de la empresa y su plan estratégico que se lo expone a continuación:

MISIÓN

Garantizar al país y a nuestros clientes la disponibilidad del Sistema Nacional de Transmisión y de la red de Telecomunicaciones, con calidad y eficiencia, generando valor para accionistas, colaboradores y la comunidad, promoviendo el desarrollo del Sector Eléctrico y de Comunicaciones.

VISIÓN

Hasta el 2010 ser una corporación empresarial, líder del país en el sector eléctrico y de comunicaciones, ubicada entre las 5 primeras empresas de Sudamérica en calidad de transmisión de energía eléctrica.

Respecto al plan estratégico se presenta, a efectos de resumen, su mapa estratégico en la figura 1.9:

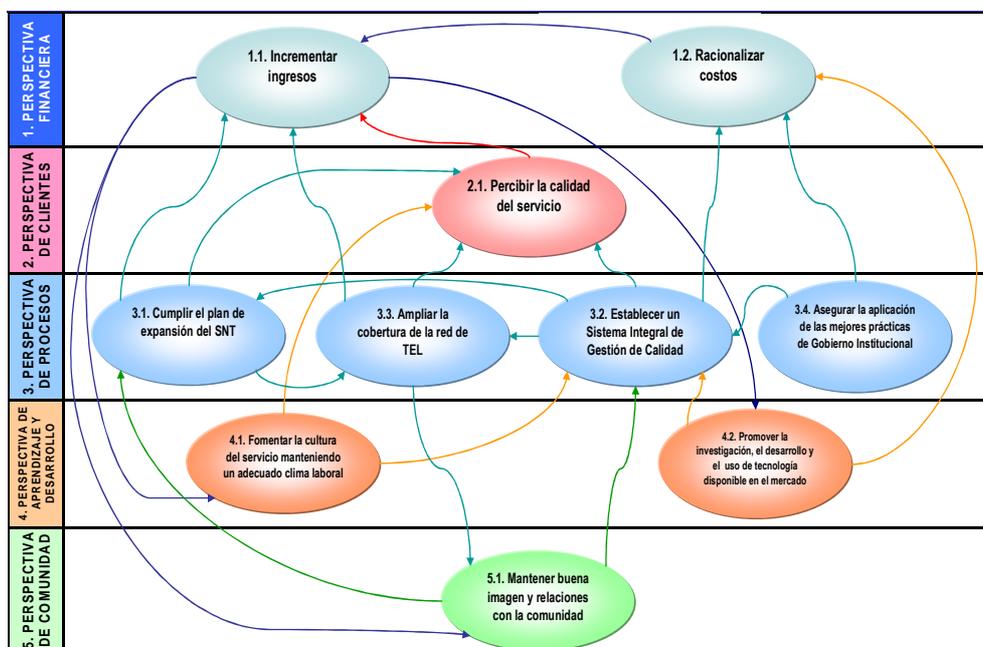


Figura 1.9 Mapa estratégico de TRANSELECTRIC S.A.

Fuente: Departamento de Procesos TRANSELECTRIC S.A.

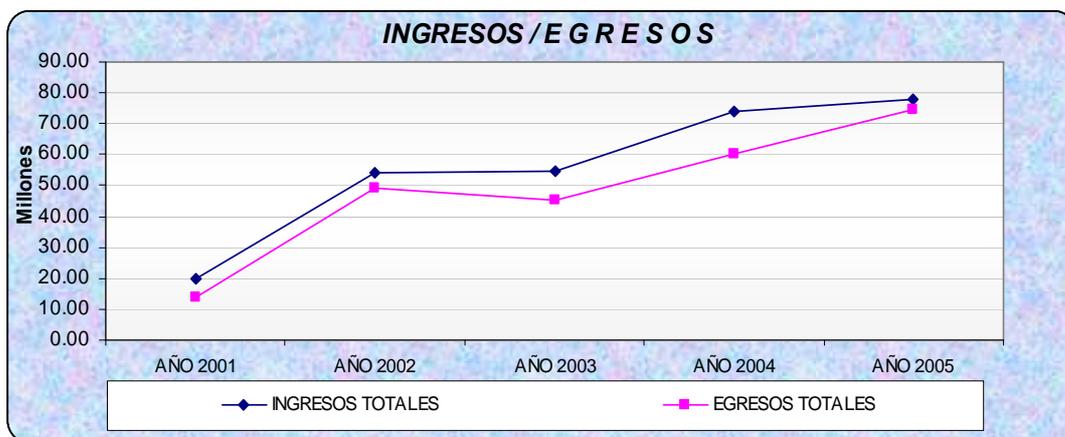
1.6.4 OBJETIVOS Y POLÍTICAS ESTRATÉGICAS

En el mapa estratégico podemos observar como una de las prioridades de su perspectiva financiera, el incremento de ingresos y la racionalización de costos, situación que será analizada en el siguiente capítulo. Por lo pronto podemos enunciar los principales objetivos estratégicos de TRANSELECTRIC S. A. mediante los cuadros resumen, indicados en la figura 1.12.

Se puede observar que, acorde con el trabajo efectuado por el Departamento de Procesos, las políticas estratégicas apuntan a la mejora tanto financiera como a la de la imagen respecto a los clientes, si ponemos atención tanto al análisis FODA como a los objetivos estratégicos, mismos que se han desarrollado durante algunos años con participación del personal y facilitadores incluso estratégicos, no se procura en ninguna fase un cambio estructural de la empresa, por tanto estos análisis y esfuerzos no pasarán de ser una declaración lírica. Una prueba de ello son los resultados.

1.6.5 TRANSELECTRIC S. A. Y SU CAPACIDAD DE GESTION

En los cuadros siguientes, se resume la situación económica de la empresa:



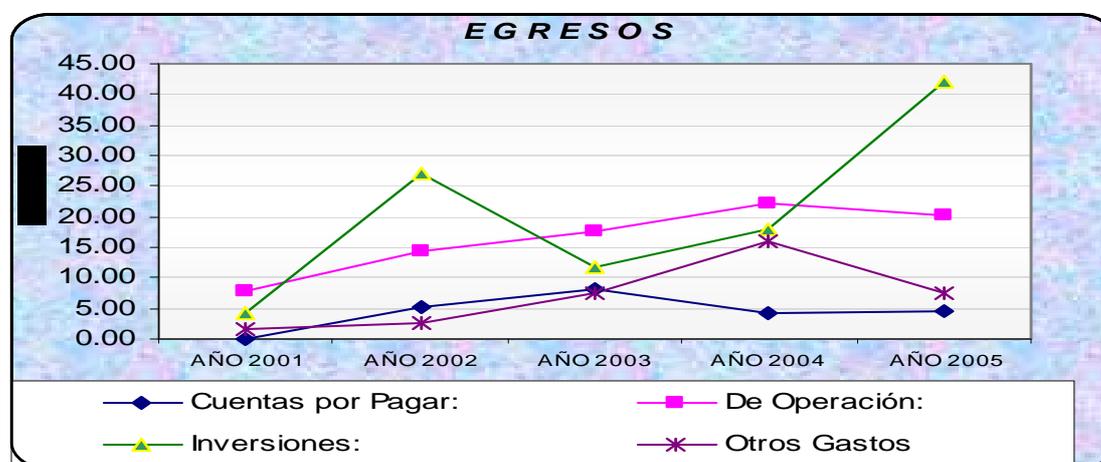
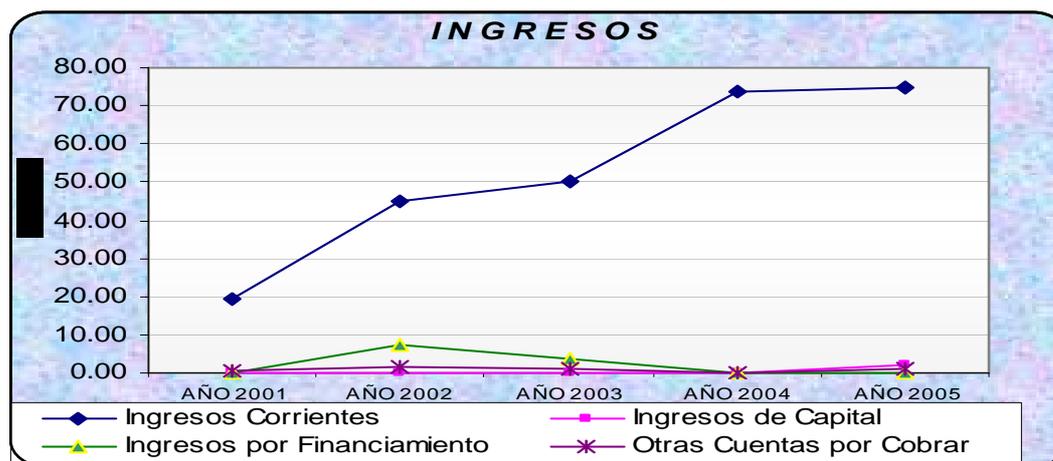


Figura 1.10 Resumen Ingresos/egresos TRANSELECTRIC S.A.

Fuente: Vicepresidencia Financiera TRANSELECTRIC S.A.

De la figura 1.10 se puede a priori conceptualizar a la empresa de transmisión como una empresa eficiente, donde los ingresos superan a los egresos y con una tendencia creciente, sin embargo se puede centrar la atención en el presupuesto de inversiones en 2006 y el porcentaje ejecutado:

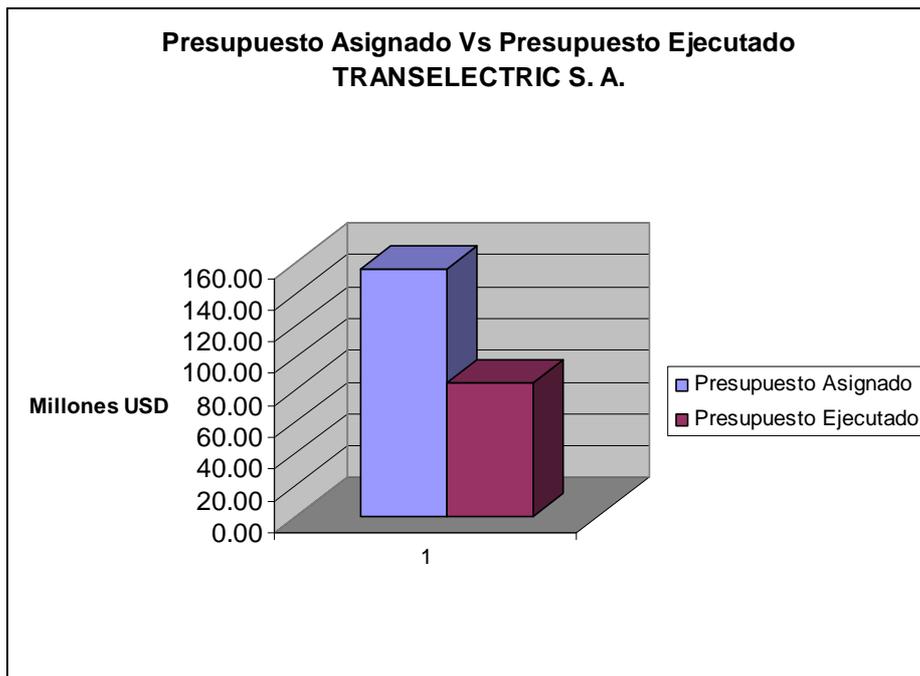


Figura 1.11 Presupuesto Asignado vs. Ejecutado TRANSELECTRIC S.A.

Fuente: Vicepresidencia Financiera TRANSELECTRIC S.A. Ver Anexo 1

Como se observa en la figura 1.11 la transmisora no logra ejecutar más que el 50% de su asignación presupuestaria para inversiones.

La causa no radica en los cambios propuestos por el FODA su estructura vertical con poquísima capacidad de acción por parte de sus máximas autoridades y el nulo empoderamiento de sus gerencias son la causa principal de su inoperancia.

Como se puede observar en la figura 1.12, la empresa se ha preocupado como prioridad, de la perspectiva financiera y luego la imagen institucional en la perspectiva al cliente. Estas perspectivas se relacionan directamente con los planteamientos a los que enfoca este estudio como se verá más adelante.

Además, la empresa ha trazado como objetivo: el desarrollo y el manejo institucional por procesos, sin embargo la estructura del sector y del mismo estado, donde todos los contratos que pasen de un monto equivalente a lo que cuesta 1km de línea de 138 kV deben pasar por el control de la Procuraduría

General del Estado [2] y estructuras súper verticales dentro de la propia institución, poco o nada se conseguirá con la administración por procesos.

La estructura actual puede verse en el siguiente esquema:

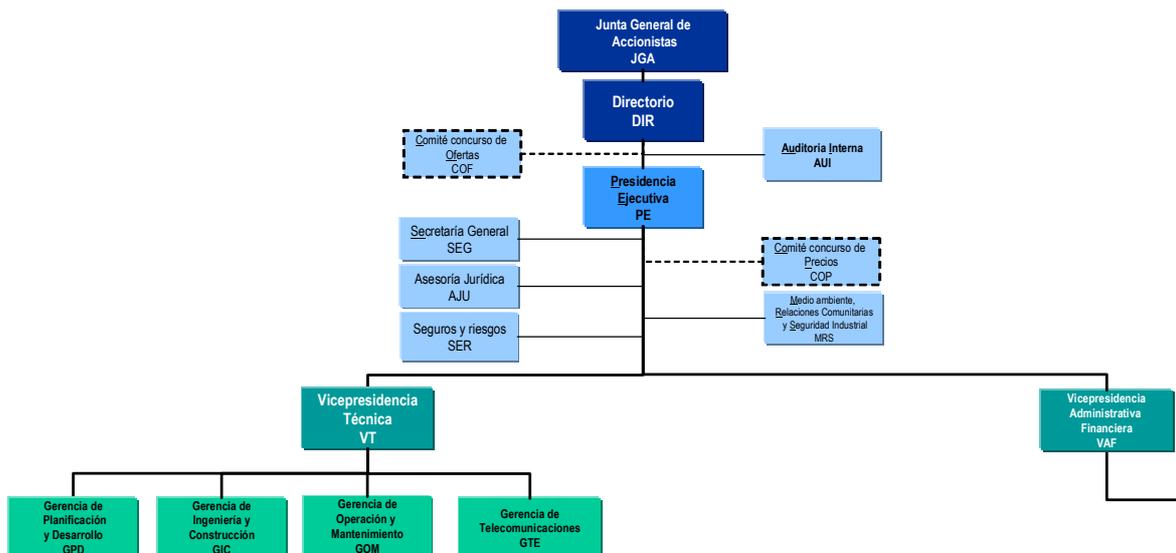


Figura 1.12 Estructura funcional de TRANSELECTRIC S.A.

En el esquema se puede apreciar la verticalidad de la estructura funcional, luego de la Vicepresidencia Técnica aparecen la Gerencia de Expansión del Sistema y la de Explotación, es allí donde se ejecuta el plan de expansión y el mantenimiento del Sistema Interconectado, como se puede observar el camino para tomar una decisión ejecutiva es extenso.

N.-	PERSPECTIVA (Como ven a la compañía desde diferentes puntos de vista)	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS (Que queremos lograr)	INDUCTOR (Como y con que palanca lo logro)	INICIATIVA ESTRATÉGICA (Que debo planear para lograr el inductor)	RESPONSABLES
					
1 PERSPECTIVA FINANCIERA					
1. PERSPECTIVA FINANCIERA	1.1 INCREMENTAR INGRESOS		Incrementar la participación en el mercado nacional e internacional de TEL	Actualizar y ejecutar el Plan de negocios Incorporar al negocio de las comunicaciones las salidas internacionales	GERENCIA DE TELECOMUNICACIONES
			Mejorar la recaudación y reducir la cartera	Elaborar y ejecutar el Plan para mejorar la recaudación y reducción de cartera	DIVISION COMERCIAL Y CONEXIONES
			Optimizar el manejo financiero	Diseñar e implementar un sistema de Administración financiera.	VICEPRESIDENCIA ADMINSITRATIVA FINANCIERA
			Otras oportunidades de negocios	Elaborar y ejecutar Plan de negocios	DIVISION DE I&D PROYECTOS ESPECIALES E INF.
	1.2 RACIONALIZAR COSTOS		Reducir sobrecostos y compensaciones en el MEM	Planes de equipamiento, operación y mantenimiento del SNT coordinados.	GERENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
			Eliminar desperdicios de los recursos utilizados en los procesos internos	Planes de eliminación de desperdicios, Plan de estandarización de procesos	DIVISION DE I&D PROYECTOS ESPECIALES E INF.
			Optimizar el manejo financiero	Diseñar e implementar un sistema de Administración financiera.	VICEPRESIDENCIA ADMINSITRATIVA FINANCIERA
			Reducir tiempos de espera para instalación de materiales y equipos	Elaborar una propuesta para optimizar los procesos de contrataciones y de construcciones del Plan de Expansión.	GERENCIA DE INGENIERIA Y CONSTRUCCION Y DPTO. ADQ. LOG Y BOG.
			Mejorar la política de contratación de mantenimiento	Cambiar modelo de contratación de servicios de O y M	GERENCIA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
			Desarrollar los subsistemas de Gestión Ambiental, Seguridad Industrial y Relaciones comunitarias	Elaborar y ejecutar planes para desarrollar subsistemas	UMACSI

N.-	PERSPECTIVA (Como ven a la compañía desde diferentes puntos de vista)	OBJETIVOS ESTRATÉGICOS (Que queremos lograr)	INDUCTOR (Como y con que palanca lo logro)	INICIATIVA ESTRATÉGICA (Que debo planear para lograr el inductor)	RESPONSABLES
					
2 PERSPECTIVA CLIENTES					
2. PERSPECTIVA DE CLIENTES	2.1	ELEVAR LA PERCEPCIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO	Eliminar las causas de quejas	Elaborar plan de aplicación de la regulación de calidad y Procedimientos operativos	DIVISION MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES
				Definir y establecer políticas de servicio, normas de atención al cliente interno y externo	VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA FINANCIERA
			Reducir tiempos de gestión para nuevas conexiones	Elaborar plan de mejora del proceso de aprobación de conexiones	DIVISION COMERCIAL Y CONEXIONES

Figura 1.12 Objetivos y políticas estratégicas de TRANSELECTRIC S.A.

Fuente: Departamento de Procesos TRANSELECTRIC S.A.

CAPITULO 2

ANTECEDENTES: TIPOS DE TARIFACIÓN EN TRANSMISIÓN, LA TARIFACIÓN DE TRANSMISIÓN EN ECUADOR

2.1 LOS MERCADOS ELÉCTRICOS Y EL SECTOR DE LA TRANSMISIÓN

En las últimas décadas los mercados eléctricos han sufrido grandes transformaciones, casi de manera general los sistemas eléctricos se han dividido en sectores de generación, transmisión y distribución, con el objetivo principal de atraer el ingreso de capital privado, aunque al sector de transmisión se lo ha considerado un “monopolio natural” y se mantiene en la mayoría de los casos en manos del estado. [3]

Seguramente la gran infraestructura y los altos costos de ésta, son entre otros, las principales razones de la dificultad de que ingrese el sector privado a los sistemas de transmisión, esto se tratará con mayor profundidad más adelante.

Al establecerse competencia en el sector privado, en lo referente a generación y distribución, llevó a que la transmisión, cumpla con las siguientes características:

1. La existencia de un acceso libre no discriminatorio a los sistemas de transmisión.
2. La creación de acceso abierto a las líneas de transmisión se sustenta en un esquema de tarifación, el cual define derechos y responsabilidades a todos los agentes del sistema.
3. El sector de transmisión es reconocido como un monopolio natural, donde la aplicación de una tarifación con una tasa de descuento fija, sin sustento técnico no recauda los costos de inversión.

Una de las diferencias fundamentales del negocio de la transmisión con otro tipo de negocio, se refiere a que en sistemas reales el uso que cada agente hace del sistema de transmisión no es cuantificable, es decir no es posible saber qué agente está utilizando tal o cual línea de transmisión o subestación de la red interconectada. Esto ha polemizado el tema y ha incentivado la creación de variadas metodologías de identificación de uso para asignar un cargo, denominado cargo complementario, el cual dependiendo de la metodología utilizada viene a compensar esta característica de este negocio.

A nivel internacional se ha desarrollado un amplio espectro de esquemas de tarificación de los sistemas de transmisión (ETST) con sus respectivas variantes, las cuales se relacionan estrechamente con las cualidades particulares de cada sistema (topología, características técnicas, características del mercado, etc.). [4]

Un mismo ETST puede tener efectos muy distintos en los agentes de mercado, dependiendo del sistema o red en la cual se aplica. Lo anterior, sumado a las características técnico - económicas particulares de los sistemas eléctricos de potencia, ha generado un amplio debate en la materia. A nivel nacional, no se tiene una reglamentación clara al respecto.

2.2 CARACTERÍSTICAS DESEABLES

¿Cuáles deben ser las características de la tarificación de un sistema de transmisión? ¿Cuáles son los principios mínimos que deben cumplir? Acorde con investigaciones internacionales y en la revisión y discusión de la literatura especializada, a continuación se resumen las características deseables de mayor importancia en el contexto de un mercado eléctrico en el que el segmento transmisión es regulado.[5][6]

Cobertura de costos

El modelo de tarificación debe orientarse a cubrir los costos de inversión (expansión del sistema), operación y mantenimiento del sector de transmisión, incluyendo un

margen de rentabilidad del negocio, en el entendido que se trata de un sector donde no es viable introducir una estructura competitiva. La rentabilidad fijada para este sector generalmente se asocia al riesgo que toma la empresa de transmisión en el negocio. Por su parte, el riesgo de una empresa de transmisión depende del diseño de mercado elegido y en forma particular del esquema de tarifación y características del sistema.

Asimismo, se reconoce la relevancia de que el sistema de tarifas sea capaz de recuperar “costos hundidos” del sector, en especial en la fase de transición de un sistema centralizado a uno competitivo. Con el fin de detectar distorsiones, en general una entidad reguladora, es la encargada de supervisar el desempeño económico de este sector. Además debe generar señales económicas que muestren eficiencia para los agentes: El sistema de precios o de tarifación del sistema de transmisión debe ser capaz de promover la eficiencia en este sector.

¿Qué significa eficiencia en el sector?

La respuesta se debe ver desde dos perspectivas:

La primera en el corto plazo, la eficiencia se relaciona con una utilización adecuada de una capacidad de transmisión limitada, es decir la operación del sistema. La segunda en el largo plazo se busca entregar señales adecuadas de incentivos a la expansión y eficiencia de costos a los agentes del mercado (señales de localización para empresas generadoras y consumos), conjuntamente con asegurar una expansión y financiamiento del sector de transmisión. Es preciso notar que usualmente estas señales de localización están relacionadas exclusivamente con el costo total del sistema de transmisión, sin considerar por ejemplo, restricciones medioambientales o de políticas energéticas específicas.

Adicionalmente, es conveniente tener las señales económicas que correspondan a incentivos relativos a la forma de remunerar instalaciones obsoletas o como tratar la sobre instalación del sistema.

Trato no discriminatorio: La posible independencia parcial o total del operador de red busca asegurar un trato igualitario a los agentes del mercado relacionados con una estructura competitiva (generación, comercialización), respecto de la disponibilidad, seguridad y calidad del transporte de energía. La distribución de responsabilidades entre los agentes debe relacionarse con su contribución a los costos del sistema. La definición de la contribución a los costos del sistema es materia de debate en la actualidad y da lugar a la variedad de modelos existentes.

Transparencia: La metodología y procedimientos utilizados deben ser reproducibles y definir con claridad el tipo de información requerida. Este concepto en general se asocia a la búsqueda de simplicidad en metodologías y procedimientos.

Factibilidad y facilidad de implementar: Se privilegia el uso de metodologías de fácil implementación y que no involucren niveles de coordinación demasiado complejos, como asimismo costos excesivamente altos de gestión y coordinación. Un elemento central en este análisis lo constituye el conjunto de equipos de medición y de administración de la información requerida.

Estabilidad de precios: Se busca evitar cambios repentinos en los precios de este sector. Se espera disponer de una buena estimación de dichos precios para poder tomar decisiones operativas y relacionadas con nuevas inversiones. Esta cualidad ha sido cuestionada por sectores que buscan impulsar sistemas de precios "en tiempo real", donde la eficiencia de señales económicas depende fuertemente del nivel de dinamismo que presenten los precios. Esta tendencia busca reflejar la propiedad de estabilidad de precios a través de un "sistema" de precios estable en el tiempo o lo que puede ser definido como una "estabilidad regulatoria". Se argumenta que su implementación se ve facilitada con los avances recientes en sistemas de monitoreo, procesamiento, comunicación y maduración de los mecanismos de diseño de mercado.

Políticamente Viable: La viabilidad política de una metodología de tarifación es un factor determinante en el desempeño futuro del modelo.

2.3 TÉCNICAS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE TRANSMISIÓN EN LA ACTUALIDAD

A continuación se presenta las principales técnicas de asignación de costos de servicio de una red de transporte, aplicados en la actualidad.

2.3.1 MÉTODOS DE ASIGNACIÓN DE COSTOS DE SERVICIO DE RED

Los cinco primeros métodos, ordenados a su vez de menor a mayor complejidad, han sido utilizados principalmente en los EE.UU. para establecer tarifas de wheeling o sea transacciones que se dan cuando los sistemas de transmisión son sometido a transacciones bilaterales entre un agente comprador y un agente vendedor utilizando las instalaciones de transmisión de un tercero.

1. Estampilla
2. Incremental
3. Itinerario acordado (Contract Path Method)
4. MW-Km
5. Rated System Path

Los tres métodos que siguen a los anteriores son de una aplicación más general y tienen un fundamento teórico mayor que los anteriores.

- 6 Investment Cost Relating Pricing (ICRP)
- 7 Precios puntuales de la electricidad
- 8 Alternativo al ICRP

Siguen a éstos otros tres métodos que han sido dedicados al reparto del cargo complementario, aunque puedan ser también usados para repartir la totalidad del costo de transporte.

9. Áreas de influencia

10. Beneficiarios

11. Participaciones medias

Los dos últimos métodos que se incluyen contienen dos enfoques recientes a la cuestión del pago de las redes.

12 Juegos Cooperativos

13 Derechos de Transporte

En la tabla 2.1 se presenta un resumen de los métodos indicados señalando las principales ventajas y desventajas de los mismos.[7]

TABLA 2. 1 LA REMUNERACIÓN DEL TRANSPORTE

TABLA RESUMEN

MÉTODO	APLICACIÓN	PROCEDIMIENTO	VENTAJAS Y DESVENTAJAS
<p>Estampilla (<i>Postage Stamp</i>)</p>	<p>Utiliza la potencia inyectada por los generadores y la retirada por los consumidores en un momento particular del funcionamiento del sistema, es independiente de la ubicación.</p> <p>Puede utilizar otras medidas de uso.</p>	<p>Se toma el costo total del servicio de transporte y se divide por una medida del uso que cada agente hace de la red (MW –MWH).</p>	<p>La estampilla es la aplicación de una tarifa basada en el costo medio.</p> <p>La principal ventaja es su sencillez.</p> <p>La desventaja es que no tienen una discriminación geográfica que pueda dar señales adecuadas de localización a los agentes (generadores y distribuidores) dejando de lado la importancia la localización de sus respectivos elementos de generación y carga.</p> <p>No considera condiciones de operación en el sistema.</p> <p>De esta manera un cliente cercano de la red esta en iguales condiciones para remuneración a la red que un lejano.</p>
<p>Métodos incrementales</p>	<p>Pretende estipular un precio diferente para los dos tipos de servicios que una compañía presta: por un lado a sus clientes cautivos y por otro a otras compañías que quieren transmitir energía a través de su</p>	<p>El principio de los métodos incrementales es el de comparar esas dos situaciones -con y sin transacción adicional- de forma que la diferencia de sus costos respectivos indique el sobre costo producido por haber permitido la transacción. Una vez calculada la diferencia de costos, ésta se utiliza para establecer un peaje -</p>	<p>Los costos que puedan verse afectados por la variación del flujo en la red del transmisor son por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costo de operación • Costo de oportunidad • Costo de refuerzo • Costo del sistema de transporte <p>Este tipo de métodos cuenta con serias limitaciones:</p>

	<i>red (WHEELING).</i>	<i>como el estampilla- a la transacción, de forma que la compañía transmisora recupere los costos adicionales.</i>	<i>Se parte de que existe un servicio principal básico sobre el que se superponen otros servicios de transmisión.</i> <i>No es aceptable aplicar este tipo de procedimientos cuando coexisten de forma simultánea muchas transacciones, por lo que no es posible averiguar el costo incremental de cada transacción individualmente.</i>
Método del itinerario acordado (Contract Path Method)	<i>Calcula el costo de un determinado servicio de transmisión basándose en un supuesto camino que debe recorrer la energía desde el punto de suministro hasta el punto de consumo.</i>	<i>Es determinado por acuerdo entre las partes. Es decir, comprador, vendedor y transmisor acuerdan sobre un mapa de la red el camino más "lógico" por el que el flujo de energía deberá transitar, pudiendo ser en un único sistema (figura 1) o en varios sistemas (figura 2).</i>	<i>Este método sólo está justificado cuando la importancia de las transacciones es menor y, por tanto, no importa lo que sucede en la red cuando se efectúa la transacción. La realización de transacciones produce efectos no deseados en las redes de compañías vecinas, como es el caso de los flujos en anillo</i>
Método del MW-km	<i>Refleja, además de la incidencia que sobre los flujos de la red tienen las transacciones, la "cantidad" de red que es necesario utilizar.</i>	<i>Primero se requiere disponer de un caso base el mismo que sería el resultado de un flujo de cargas en una situación que se considere significativa de la operación del sistema que incluye las transacciones de "wheeling" que se quieren analizar.</i> <i>El segundo paso consiste en eliminar la transacción de wheeling que se desea evaluar, procediendo al cálculo</i>	<i>La variantes a las que se ha hecho mención se derivan principalmente de la forma en la que se emplea el flujo de cargas y del criterio utilizado respecto de las variaciones del flujo, que pueden ser tres:</i> <ul style="list-style-type: none"> <i>• Se suman tanto las variaciones positivas como las negativas: esto significa que a la transacción que produce un alivio al sistema se le da un "crédito" en forma de MW-km que se restan a los MW-km positivos, de forma que se compensan.</i> <i>• Se computa únicamente el valor absoluto</i> <i>• Se ignoran los valores negativos: se trata de una posición intermedia</i>

		<p>del nuevo flujo de cargas.</p> <p>El último dato es el costo de la red en el caso base (conceptos de inversión, operación y mantenimiento). También se pueden sumar al peaje los posibles sobrecostos de operación.</p>	<p>entre las dos anteriores.</p> <p>Una limitación con la que cuenta éste y otros métodos es que requiere de transacciones bilaterales; transacciones donde exista un vendedor que inyecte potencia en un punto determinada de la red, y un comprador que retire esa potencia en otra punta.</p> <p>Aunque la carencia total de fundamento económico hace que no tengan asegurada su eficiencia económica, que es realmente de lo que se trata.</p>
<p>Rated System Path</p>	<p>El método trata de calcular la contribución de cada línea individual a la capacidad de transferencia entre dos zonas previamente definidas.</p>	<p>El procedimiento parte del hecho de que se conocen los límites de transferencia entre dos zonas basadas en flujos de carga en corriente alterna para diversas contingencias. Al añadir una nueva línea en la red, se vuelven a hacer los cálculos y se obtiene la nueva capacidad máxima de transferencia por cuestiones de fiabilidad o de otro tipo.</p>	<p>En realidad, el método está pensado para asignar los derechos de transmisión a líneas nuevas.</p> <p>Para las líneas existentes se deben repartir de alguna forma esos derechos de transmisión. Esta asignación parece que puede hacerse siguiendo el procedimiento inverso (desmantelamiento progresivo -instalación a instalación- de la red.).</p> <p>Sin embargo esta solución es cuestionable por cuanto no parece que sea realista llegar al desmantelamiento completo.</p>

<p>General Agreement on Parallel Paths (GAPP)</p>	<p>Resolver los problemas que los contratos de wheeling entre compañías ocasionaban a las demás por causa de los loop flows, o también llamados parallel flows.</p>	<p>La parte central de este procedimiento consiste en la creación de la matriz de factores de participación de las transacciones, conocidos como TPFs (Transaction Participation Factors).</p> <p>Estas matrices expresan, para una determinada transacción entre dos compañías, el porcentaje de este intercambio que fluye por el resto de las redes de las compañías vecinas (figura 3 y tabla 1).</p>	<p>El acuerdo GAPP incluye los umbrales a partir de los cuales se debe compensar a las compañías que sufren esos flujos.</p> <p>También se incluyen reglas en el comportamiento de las empresas que realizan contratos de intercambio de energía, de forma que es necesario pedir permiso a las compañías que puedan verse afectadas por un loop flow superior a un determinado porcentaje de la transacción.</p>
<p>Investment Cost Relating Pricing (ICRP)</p>	<p>Cálculo de los costos marginales de largo plazo del transporte que, cuentan con buenas propiedades.</p> <p>(Ver grafico 1)</p>	<p>El procedimiento da comienzo con el cálculo de la "red mínima" necesaria para poder suministrar a toda la demanda y soportar cualquier contingencia.</p> <p>El siguiente paso consiste en calcular los precios sombra (variables duales) para cada línea y barra.</p> <p>A partir de estas tarifas nodales se obtienen otras zonales, para una mayor simplicidad. Los cargos se</p>	<p>En sistemas con tasa de crecimiento altas (Brasileño) se ha llegado prácticamente a la recuperación completa de la remuneración de la empresa de transporte.</p> <p>Puede concluirse que los costos marginales de largo plazo son el medio óptimo de repartir el costo del servicio de transmisión entre todos los usuarios. Enviando señales óptimas a los usuarios y permiten la satisfacción completa de las costos de transporte.</p> <p>Da señales de localización adecuadas: en los lugares de exceso de generación los consumidores no pagan, y de forma simétrica, en las zonas de gran consumo son los generadores los que no deben efectuar pago alguno a la red.</p>

		<p>reparten en función de unos porcentajes establecidos del X% para los generadores y del (1-X)% para los consumidores.</p>	<p>Su cálculo preciso entraña una gran complejidad y dificultad debido a la existencia de fenómenos como economías de escala o el carácter discontinuo de las inversiones en red.</p> <p>Existen varias simplificaciones importantes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Generación fija • No se tienen en cuenta las pérdidas de las líneas. • Los parámetros eléctricos de las líneas no cambian respecto a la inversión. • La inversión en líneas se considera continua. • La asignación del nodo balance condiciona las tarifas de cada barra
<p>Precios Puntuales de la Electricidad</p>	<p>El método presenta una propuesta que utiliza los costos marginales de corto plazo en los SEP, intentando convertir los costos marginales en el elemento vertebrador del mercado eléctrico.</p> <p>Convirtiendo así a los precios spot en la señal óptima de corto plazo</p>	<p>Los costos marginales de corto plazo resultan del equilibrio entre la oferta y la demanda.</p> <p>Esto puede calcularse mediante la resolución de un problema de optimización (en el punto óptimo de trabajo, es decir, cuando la variación del costo se refiere al costo óptimo de operación para una demanda determinada).</p>	<p>Ventajas:</p> <p>Los precios puntuales de la electricidad tienen todas las ventajas requeridas en cuanto a la oportunidad de las señales que envían a los agentes en el corto plazo. Además, no son difíciles de calcular y, a efectos del ingreso del transporte pueden aplicarse aunque el mercado eléctrico no esté organizado en torno a ellos.</p> <p>La volatilidad mostrada por posprecios puntuales, es resultado del real funcionamiento del sistema e indica que sería deseable un uso más racional del sistema existente.</p> <p>Siendo a su vez un instrumento financiero suficiente que puede "blindar"</p>

	<p>para todos los agentes.</p>	<p><i>El objetivo en este problema de optimización es maximizar el beneficio social neto actuando sobre dos variables de control, como son la demanda de cada barra y la generación.</i></p> <p><i>El valor del precio marginal se obtiene como un subproducto del proceso de optimización, debido a que son iguales a los conocidos como precios sombra (variables duales de las restricciones).</i></p> <p><i>La desagregación espacial de estos precios produce un ingreso automático en la red de transporte.</i></p> <p><i>Esto puede verse fácilmente en la figura 4.</i></p>	<p><i>a los agentes del sistema el riesgo que suponen este tipo de fluctuaciones.</i></p> <p>Desventajas:</p> <p><i>Sin embargo, su principal inconveniente es el de no llevar a la recuperación completa de los costos de la red.</i></p> <p><i>Los objetivos de remuneración sólo se consiguen en condiciones muy concretas establecidas por la teoría.</i></p> <p><i>El uso de términos aditivos o multiplicativos. No son recomendables porque alteran en exceso la señal óptima de corto plazo de los precios puntuales, dado el escaso nivel de recuperación alcanzado típicamente con los ingresos variables.</i></p> <p><i>Otro de los "defectos" de los precios puntuales es su volatilidad.</i></p> <p><i>Los precios de corto plazo suelen ser mucho más inestables que las tarifas basadas en componentes de largo plazo, como el del ICRP o el basado en el cálculo de los precios marginales de largo plazo.</i></p> <p>Observaciones:</p> <p><i>La cantidad que le corresponde a la red, llamada Ingreso Variable, aparece de forma automática al valorar la energía de cada barra del sistema a su costo marginal.</i></p> <p><i>Esto puede comprenderse fácilmente si se piensa que una línea es un</i></p>
--	--------------------------------	---	--

			<p>"agente" del sistema que compra una determinada potencia en una barra a un precio y vende una potencia menor -debida a las pérdidas- en otra barra y a otro precio.</p> <p>Este ingreso es positivo normalmente, sin embargo también puede ser negativo o nulo.</p> <p>Ingreso variable negativo se puede dar cuando se produce una transferencia de energía entre una zona de precios caros a otra de precios más baratos.</p>
<p>Método alternativo al ICRP (<i>Investment costs relating pricing</i>)</p>	<p>El método está basado en que los costos de red deben ser recuperados a través de peajes impuestos al flujo que circula por las líneas.</p> <p>Calculando los peajes siguiendo un criterio de maximización de los beneficios del consumo de forma que el comportamiento de los consumidores no se vea apartado del óptimo.</p>	<p>PASO 1</p> <p>Determinación de la expresión del beneficio neto del consumo CNB que será función de los flujos que discurran por las líneas.</p> <p>Para esto es necesario primero definir la función de utilidad de la transmisión (UT).</p> <p>La función UT depende del despacho de generación (g es un vector que contiene la producción de los generadores del sistema), se define como el beneficio que obtiene el consumidor por el hecho de poder</p>	<p>Ventajas:</p> <p>Este método contempla un mayor detalle (que el método ICRP) en cuanto a las variaciones de costo de la generación, tanto temporal como geográficamente.</p> <p>El método parte de un buen principio, el cálculo del beneficio que para los agentes del sistema tiene la existencia de la red.</p> <p>Desventajas:</p> <p>Las capacidades que resultan de este procedimiento de optimización suelen ser inferiores a las reales.</p> <p>Este método debido a una serie de razones expuestas por los autores del método, hacen que no se llegue al objetivo de alcanzar la remuneración adecuada del transporte. Los autores proponen incluir en el problema de optimización la restricción de que lo recaudado sea igual al objetivo de</p>

		<p>recibir energía a través de las líneas de transmisión.</p> <p>Este beneficio es igual a la diferencia de dos funciones, una con un valor fijo (la demanda se supone inelástica al precio de la energía que consume) y otra función depende del despacho de generación.</p> <p>El método se basa en un flujo de cargas en corriente continua, se puede sustituir el vector generación g por una expresión que dependa del vector que contiene los flujos por la red x.</p> <p>Función del beneficio neto del consumo CNB:</p> $CNB = UT'(x) - p \cdot x$ <p>El vector p contiene los peajes de cada una de las líneas.</p> <p>PASO 2</p> <p>Primero se encuentra los flujos óptimos, se plantea la maximización de una función llamada beneficio de la</p>	<p>remuneración, modificando así los peajes.</p> <p>Para obtener la recaudación adecuada.</p> <p>No es adecuado el cálculo del beneficio porque no es una hipótesis que pueda ser considerada realista.</p> <p>Observaciones:</p> <p>Se calcula suponiendo el caso de que todas las barras del sistema se encuentren aisladas y que, por tanto, los consumidores pueden únicamente abastecerse de la generación en su barra existente.</p> <p>Para un consumidor que tenga suficiente generación en su barra la función será igual al costo variable de la generación de su barra.</p> <p>Para un consumidor que no pueda retirar una determinada cantidad E de energía, la función será igual a esa energía multiplicada por el costo de la energía no suministrada más el costo de la producción del generador de su barra que le suministre en parte, si se da el caso.</p> <p>La segunda función depende del despacho de generación y no es más que el costo total de operación.</p> <p>Cuando se plantea el cálculo del beneficio comparando dos situaciones hay que tener en cuenta lo que realmente harían los agentes en cada una de esas situaciones si éstas fueran permanentes.</p>
--	--	--	--

		<p>transmisión (TNB).</p> <p>TNB depende de la variable tiempo, de los flujos de las líneas y de la inversión en ellas realizadas.</p> <p>Para luego con estos flujos óptimos, los peajes se calculan de forma simple.</p>	<p>La evaluación de cada uno de los escenarios requiere de una optimización de largo plazo: una planificación.</p> <p>De lo contrario, las señales enviadas a los agentes no serán eficientes.</p> <p>También es necesario destacar que la necesidad de establecer un nodo de balance introduce una cierta discrecionalidad en el método que no es deseable.</p>
<p>Áreas de influencia</p>	<p>El método de las áreas de influencia es uno de los que ha sido utilizado para asignar el llamado cargo complementario.</p>	<p>Utiliza criterios objetivos para el reparto del cargo complementario al uso eléctrico que hacen los participantes del sistema eléctrico de las instalaciones de red.</p> <p>El uso eléctrico se define como incremental. Es decir se calcula la influencia que sobre la red tiene un incremento de consumo o producción de un usuario.</p> <p>La suma de las participaciones que tiene un determinado agente de cada instalación se divide por la suma de todas las participaciones que sobre esa instalación tienen los demás</p>	<p>Ventajas:</p> <p>Al ser una medida incremental es necesaria ponderar el valor de la variación por la potencia consumida o generada para que a igualdad de utilización incremental tenga más peso quien más grande sea.</p> <p>Una de las ventajas de este método es que puede aplicarse en sistemas del tipo "pool".</p> <p>Es decir, no es necesario definir transacciones bilaterales entre los agentes.</p> <p>Desventajas:</p> <p>Otra crítica de carácter genérico que se ha venido haciendo a esta clase de métodos (áreas de influencia, CRNP Cost Reflective Network Pricing) que miden el uso de la red es que no mandan las señales económicas correctas.</p> <p>El uso físico de una red no es igual al uso económico de la misma.</p>

		<p>usuarios, dando así lugar a la proporción del cargo complementario que le corresponde pagar.</p>	<p>Observaciones:</p> <p>No se tienen en consideración variaciones negativas de flujo en el procedimiento.</p> <p>Dado el caso que se produzca una disminución del flujo, esto no significa que el usuario correspondiente obtenga una bonificación.</p>
<p>Beneficiarios</p>	<p>Generadores. Los beneficios de los generadores se calculan como la diferencia entre los márgenes de contribución de la explotación (ingresos por la venta de energía al precio marginal del nodo menos el costo variable de producción en dos situaciones que difieren entre sí por la existencia o no de una determinada línea.</p> <p>Consumidores. Los beneficios de los</p>	<p>Rreparte el cargo complementario en base a los beneficios que cada instalación de la red proporciona a sus usuarios.</p>	<p>Ventajas:</p> <p>Garantizar que las señales que se mandan a los agentes sean óptimas. Es decir, cumple con el requisito de promover la eficiencia.</p> <p>Desventajas:</p> <p>Complicada aplicación cuando la construcción de una determinada instalación lleva a un ahorro en costos de inversión de generación o de otro tipo.</p> <p>Que dependiendo de la regulación específica, los ingresos por venta de energía pueden incluir otros conceptos (como un término que dependa de la probabilidad de energía no suministrada) que afectarían al cálculo del beneficio, y correspondientemente al resultado de la asignación de costos.</p>

	<p>consumidores se calculan como la diferencia entre lo que pagan por la energía que consumen -al precio marginal del nodo- cuando una determinada instalación de transporte no existe y lo que pagan cuando ésta sí existe.</p>		
<p>Participaciones medias</p>	<p>La medida del uso de la red para cada participante del sistema eléctrico se hace basándose en la "contribución" que su demanda (para los consumidores) o su generación (para los generadores) tiene en el flujo que circula por cada una de las líneas del sistema.</p>	<p>Para una barra cualquiera se tiene que existe un aporte de potencia a través de unas determinadas líneas, y que al mismo tiempo otra potencia se evacua por otras. Si se supone que la procedencia de la potencia entrante es conocida (se conoce la proporción que cada uno de los generadores aguas arriba aporta al flujo de cada línea), el método establece la hipótesis de que esas proporciones se mantienen en la salida del flujo. De esta manera se puede "perseguir" el flujo que sale de cada generador hasta que llega a los consumidores.</p>	<p>Ventajas: Muy sencillo y claro de aplicar, además de que no adolece de los problemas que poseen otro tipo de métodos marginales (como el de áreas de influencia) además de ser mucho más rápido en su cálculo.</p> <p>Desventajas: Este método puede considerarse arbitrario, ya que no tiene fundamentos sólidos ni técnicos ni económicos.</p> <p>Imposible discriminar la parte de los flujos de las líneas que pertenecen a distintos consumidores.</p>

<p>Métodos basados en juegos cooperativos</p>	<p>Se basan en la creación de coaliciones de agentes: individuales (un sólo agente como consumidor o generador), o conformadas por una pareja (consumidor y generador) los que establecen un contrato de compra-venta de energía caracterizada por un costo de transporte en el que es necesario incurrir para que los integrantes de la coalición puedan intercambiarse energía.</p>	<p>Formas:</p> <p>Las coaliciones están formadas por parejas de generadores y consumidores caracterizadas por un determinado costo de transmisión que es resultado del establecimiento de una red "mínima" que haga posible la realización del contrato. Evidentemente el procedimiento requiere de una planificación óptima.</p> <p>El costo de transporte asociado a cada coalición es la que resulta de aplicar un método como el del MW-Km.</p>	<p>Ventajas:</p> <p>Las coaliciones favorables serían aquellas formadas por agentes que estarán en mejor situación en el mercado una vez se construya la línea.</p> <p>Desventajas:</p> <p>Las coaliciones contrarias serían aquellas formadas por agentes que consideran que su situación empeorará con la construcción de la nueva instalación.</p> <p>Esta asignación sería únicamente válida para la red de transporte óptima que fuese resultado de las coaliciones finales. En este método no está representada la red existente</p>
<p>Métodos basados en derechos de transporte</p>	<p>Las saturaciones (cuando el flujo llega a la capacidad máxima de las líneas) llevan a un desacoplamiento de los precios a un lado y otro de las líneas saturadas, por lo que el riesgo del</p>	<p>Contratos de red (Contract networks) para cubrir riesgos en un mercado, es decir, de precios puntuales de la electricidad</p> <p>Contratos por diferencias (contracts for differences o CfDs) aplicables a la red. Estos contratos se especifican por</p>	<p>Ventajas:</p> <p>Es un instrumento financiero que se puede utilizar para que los agentes disminuyan el riesgo en su operación.</p> <p>Desventajas:</p> <p>La seguridad que da este tipo de contratos sobre el precio de compra-venta no es total.</p>

	<p><i>generador (o del consumidor, dependiendo de cómo sea el contrato) aumenta mucho. Es aquí donde intervienen los "contratos de red". Estos contratos los pueden establecer, en principios, tanto generadores como consumidores.</i></p>	<p><i>medio de dos parámetros: el precio de referencia y la potencia (o energía) contratada.</i></p>	<p><i>La variabilidad de las situaciones que pueden producirse en el sistema de transmisión hace que exista -a pesar del establecimiento de estos contratos- incertidumbre sobre los precios de compra y de venta de la energía.</i></p> <p><i>Más claramente, puede que el precio de la barra del generador y la del consumidor sean bastante diferentes debido a congestiones en la red.</i></p>
--	---	--	--

FIGURAS PARA TABLA 2.1

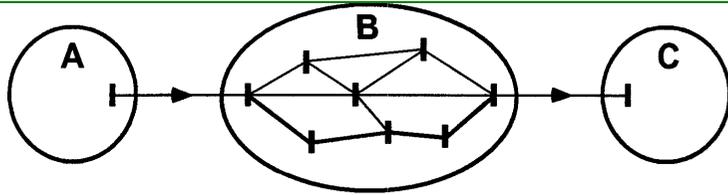


Figura 2.1.1: Ejemplo de contract path con un único sistema

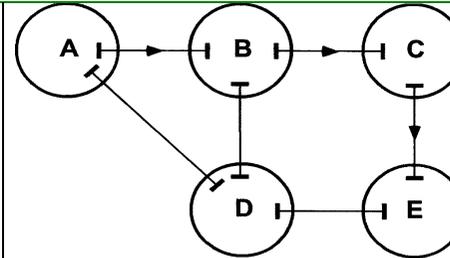


Figura 2.1.2: Ejemplo de contract path con varios sistemas

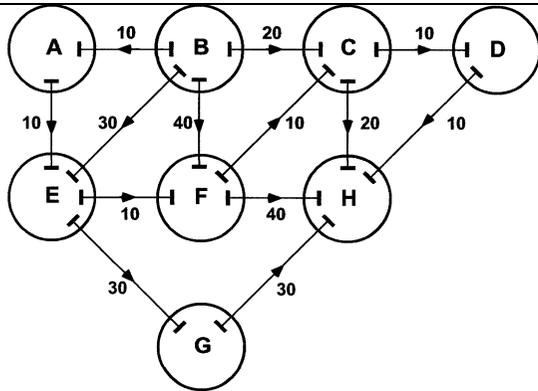


Figura 2.1.3: Ejemplo de transacción multisistema

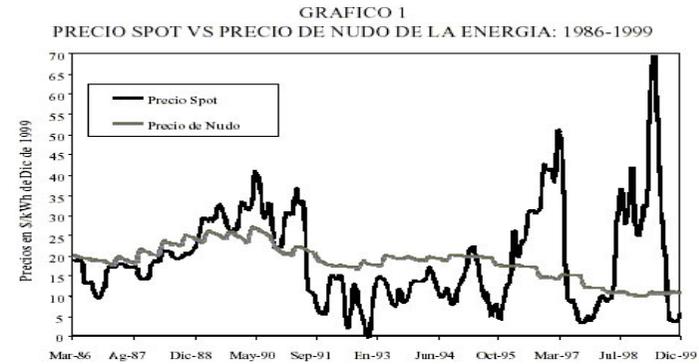


Figura 2.1.4 : Precio Spot Vs Precio de Nudo de la energía

Sist. Atravesado	A	C	D	E	F	G
Porcentaje	10%	30%	10%	40%	50%	30%

Figura 2.1. 5. Factores de participación

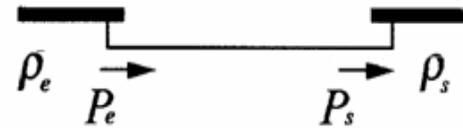


Figura 2.1.6: Una línea como agente económico

2.4 LA TARIFACIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN EL ECUADOR

El 10 de Octubre de 1996, en el Suplemento al Registro Oficial No. 43, se publica la Ley de Régimen del Sector Eléctrico como respuesta a la necesidad de reformular el grado de participación estatal en este sector, debido a la grave situación técnica y económica en la que se encontraban las empresas distribuidoras, por un lado; y por otro, el Instituto responsable del suministro y transporte de energía INECEL. Se planteó como objetivo proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad, para garantizar su desarrollo económico y social (por lo menos ese era el espíritu con el que las corrientes de modernización de ese entonces procuraban para el sector), todo esto dentro de un marco de competitividad en el mercado de producción de electricidad, sobretodo la intención era permitir las inversiones de riesgo por parte del sector privado.

Todo lo anterior, estaba orientado fundamentalmente a brindar un óptimo servicio a los consumidores y a precautelar sus derechos, partiendo de un serio compromiso de preservación del medio ambiente.

2.4.1 EXPANSIÓN Y OPERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

De conformidad con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se conformó en principio una sola Empresa de Transmisión, para operar y mantener el Sistema Nacional de Transmisión, SNT. Este transmisor debe permitir, mediante el cobro de un peaje fijado por el CONELEC, el libre acceso de los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores que requieran transportar energía. Adicionalmente, según lo establecido en el Art. 33 de la mencionada Ley, el transmisor tiene la obligación de expandir el sistema basándose en planes decenales preparados por él y aprobados anualmente por el CONELEC.

La Empresa Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC S. A., se ha conformado bajo el marco jurídico del artículo 26 de la Ley de Régimen del

Sector Eléctrico. Una vez que la vida jurídica del INECEL llegó a su fin el 31 de marzo de 1999, a partir del 1 de abril siguiente, TRANSELECTRIC S. A. ha tomado bajo su responsabilidad la conducción del Sistema Nacional de Transmisión, con los deberes y atribuciones establecidos en el nuevo marco jurídico del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

La Empresa de Transmisión debe transferir a las Empresas Distribuidoras las líneas aisladas de menos de 70 kV pues éstas, según el Reglamento General de la LRSE, no deben formar parte del Sistema Nacional de Transmisión.

Para la expansión de su sistema, TRANSELECTRIC S. A. debe presentar al CONELEC los planes anuales correspondientes. Para la aprobación de esos planes, se considerará el tiempo de amortización de la inversión, las tasas de actualización, la rentabilidad del capital y el peaje propuesto. El CONELEC podrá, en caso de no estar de acuerdo con el transmisor, permitir que los generadores, distribuidores o grandes consumidores relacionados con las obras de transmisión correspondientes, presenten al CONELEC propuestas alternativas, para definir la más conveniente.

En cuanto a la operación del Sistema de Transmisión se ejecutará de acuerdo a los Reglamentos correspondientes; principalmente los de Funcionamiento, Operación y Despacho del Mercado Eléctrico Mayorista, Reglamento de Tarifas y Reglamento de Libre Acceso.

El primer Plan de expansión de TRANSELECTRIC S. A., establecía que el Sistema de Transmisión está operando en condiciones emergentes, debido a la ninguna inversión realizada en los diez últimos años por el ex - INECEL, lo que ha conducido a que transformadores y líneas de transmisión estén trabajando sobrecargados. Fue necesario configurar topologías emergentes que por el carácter de tales han disminuido notablemente la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico ecuatoriano, poniendo en riesgo la continuidad del servicio.

En consecuencia, la expansión del sistema de transmisión ha tomado en cuenta un proceso que prioriza un plan de contingencia para controlar en forma

urgente las restricciones operativas que han sido identificadas y paralelamente, el desarrollo de proyectos de corto, mediano y largo plazo, para la ejecución de las obras de equipamiento para atender el crecimiento de la demanda en forma confiable y utilizando criterios de eficacia y eficiencia, tomando en cuenta que se trata de un servicio bajo un régimen de exclusividad

Como se puede ver, TRANSELECTRIC S.A. debe cumplir con dos objetivos principales, uno es la expansión del sistema y el otro es la operación del mismo, ambos sentados en principios de confiabilidad, eficiencia y eficacia, obviamente para poder hacerlo, es necesario que los ingresos que recibe la empresa permitan cumplir con estos objetivos. Por tanto, la forma de remuneración de la transmisora debe cumplir con los siguientes conceptos:

- Promoción de la operación eficiente.
- Señales adecuadas para las ampliaciones del transporte.
- Recuperación de la inversión de los activos existentes.
- Sencillez y transparencia.
- Aceptable socialmente (Utilidad razonable – sectorial).

2.4.2 LA NECESIDAD DE LA REGULACIÓN

Por regulación se entiende un “sistema de normas e instituciones que permite a un gobierno formalizar e institucionalizar sus compromisos de proteger a los consumidores e inversores en un determinado sector industrial” [8]

La regulación debe perseguir los siguientes objetivos:

Proteger a los consumidores del poder de los monopolios y oligopolios que pueden usar su situación de dominio en el mercado para fijar precios injustificadamente elevados o reducir la calidad de sus prestaciones. La regulación actúa estableciendo un límite a los precios que pueden fijar las empresas, fijando obligaciones referentes a la calidad y continuidad de sus servicios y normas sobre la cobertura de los servicios

Participar en el proceso de planificación de las inversiones. Esta participación puede tomar varias formas. Por ejemplo, el estado puede planificar directamente las inversiones o puede condicionar los planes de las empresas a una autorización administrativa.

Proteger a los inversores frente al estado que podría actuar oportunamente fijando tarifas y obligaciones de suministro que no permitan a los inversores recuperar sus inversiones. En los sectores regulados, en los que los inversores tienen que realizar enormes inversiones en activos específicos que no pueden utilizarse más que donde fueron instalados, hay poco que los inversores puedan hacer –una vez realizada la inversión- para protegerse de un comportamiento oportunista.

Por su parte, el estado podría tener interés en actuar oportunamente para, por ejemplo, beneficiar a los consumidores o reducir la inflación. La regulación previene estos comportamientos estableciendo normas para que los precios reflejen los costes y, a menudo, transfiriendo el poder de fijar esos precios a organismos independientes de regulación.

Tipos de Regulación

Generalmente se distingue entre regulación “económica” y regulación “social”. La primera es específica para cada industria. Se centra en precios, calidad y seguridad, entrada y salida del mercado e inversión. Por su parte, la segunda se dirige a proteger algún interés social, como la salud, la seguridad o el medio ambiente.

La regulación económica se ocupa fundamentalmente de la corrección de los mercados monopolísticos y de la competencia imperfecta, mientras que la regulación social se dirige especialmente a la corrección de externalidades, como las relativas a los problemas de información sobre seguridad y calidad y las relacionadas con el medio ambiente.

Es necesario indicar que la regulación no es la única forma en la que es posible proteger a consumidores e inversores. Los tribunales de justicia y las leyes – entre ellas las leyes de la competencia también actúan en defensa de consumidores e inversores. La diferencia es que, mientras que la regulación actúa por anticipado (ex ante), los tribunales actúan después de los hechos (ex post).

Además, los tribunales actúan generalmente con cierta lentitud y sujetos a normas de procedimiento muy estrictas que hacen difícil probar y sentenciar ciertas conductas. Esta diferencia hace que tribunales y regulación no sean sustitutos perfectos y que, en general, los monopolios estén regulados en la mayor parte del mundo. En el sector eléctrico también aplica esta norma general con pocas excepciones a nivel mundial.

En nuestro país el CONELEC que tiene a cargo la regulación del sistema eléctrico, tiene a cargo las siguientes funciones según establece la LRSE:

- o Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- o Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo;
- o Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad;
- o Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos
- o Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso de los actores del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución;

- o Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor;
- o Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía;
- o Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad velando por la competitividad de los mercados;
- o Promover la realización de inversiones públicas en transmisión;
- o Desarrollar la electrificación en el sector rural; y,
- o Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, las universidades y las instituciones privadas.

2.4.3 MÉTODOS DE REGULACIÓN DE COSTOS EN LA TRANSMISIÓN

En la Tabla 2.2 se resumen los métodos de regulación de costos en transmisión [9].

TABLA 2.2 LA REGULACIÓN DEL TRANSPORTE

TABLA RESUMEN

DESCRIPCIÓN	RELACION MATEMÁTICA	OBSERVACIONES
<p>Regulación por Costos del Servicio</p> <p>Regulación por Tasa de Retorno</p> <p>El esquema fija costos por todas las actividades por las cuales la empresa de transmisión está autorizada a recibir remuneración (Inversión Neta Remunerable), cubriendo los costos en un período tarifario estimado de un año.</p> <p>Se adiciona una componente destinada como utilidad, conocida como tasa de remuneración.</p> <p>Las tarifas por el producto o servicio se fijan a partir de los costos más la tasa de remuneración. Existe un el proceso contable que sugiere la fijación de precios de tal forma de igualar los ingresos que reciba la empresa por la venta de sus productos con los costos totales más la utilidad considerada.</p> <p>Existe asimetría en la información con la que cuentan el regulador y la empresa regulada, debido a la dificultad de acceder a la información de todas las instalaciones de la empresa de transmisión.</p> <p>La fijación de la tasa de remuneración es un proceso de alta sensibilidad, del valor en que sea</p>	$\sum_{i=1}^n p_i \cdot q_i = \text{Costos} + r \cdot RB$ <p>p_i Es el precio del producto.</p> <p>q_i Es la cantidad de producto.</p> <p>n Es el número de servicios prestados.</p> <p>r Es la tasa de remuneración fijada por el regulador.</p> <p>RB Representa la Inversión Neta Remunerable.</p> <p>Costos Son los costos determinados por el regulador.</p>	<p>Corresponde a un esquema tradicional que permitía fijar tarifas de transmisión en ambientes verticalmente integrados.</p> <p>El efecto Averch-Johnson es un problema existente en este tipo de regulación, ya que los retornos que obtenga la empresa regulada dependen directamente del capital invertido.</p> <p>Los aumentos de capital derivados de las nuevas inversiones son transferidos a las tarifas (sistema pass through), la empresa tratará de realizar sobre inversión.</p> <p>Este problema introduce distorsión en el mercado, por lo tanto el regulador debería realizar esfuerzos no solamente para monitorear los costos de la empresa sino para verificar los esfuerzos de esta para reducirlos.</p> <p>“Lo más criticado de este esquema es que brindaba muy pocos incentivos a la empresa regulada para mejorar su eficiencia. Esto porque los esfuerzos para reducir los costos no significan ningún beneficio adicional para esta</p>

<p>fijada la tasa, pueden desprenderse situaciones de:</p> <ul style="list-style-type: none"> o Sobre inversión, si la tasa de remuneración adoptada es mayor que el costo de capital. o Sub inversión, si la tasa de remuneración adoptada es menor que el costo de capital, situación más probable que la anterior 		
<p>Regulación por Incentivos Regulación por Límite de Precios “Price-Cap”</p> <p>Estos esquemas son los denominados:</p> <ul style="list-style-type: none"> - $P = RPI-X$ o - $P = RPI-X+Z$ <p>En los cuales el precio P es variable o se mantiene variando a través de los factores X que representa el índice de eficiencia y Z que representa circunstancias externas que afectan a la empresa.</p> <p>La fijación correcta del índice de eficiencia es fundamental para garantizar utilidades razonables a la empresa de transmisión.</p> <p>Si X es mayor que la verdadera reducción de costos lograda por la empresa, esto irá incurriendo en menores beneficios o mayores pérdidas y va a ser insostenible su situación financiera.</p> <p>Además cuando se calculen las nuevas tarifas al finalizar el nuevo período tarifario, en vez de bajarlas como es deseable políticamente, el regulador tendrá que subirlas.</p>	$P_{i,t} = P_{i,t-1} \left(1 + \frac{I - X}{100} \right) + Z$ <p>$P_{i,t}$ Es el máximo precio unitario para un producto o servicio i del año o semestre t.</p> <p>$P_{i,t-1}$ Es el máximo precio unitario para un producto o servicio i del año o semestre t-1.</p> <p>I Representa la tasa de inflación en porcentaje.</p> <p>X Es el índice de eficiencia expresado en porcentaje que podrá ser positivo o negativo. Un valor positivo limita a la empresa a obtener los beneficios permitidos y un valor negativo cuando se reconoce la necesidad de realizar inversiones suplementarias que, de otro modo, no podrían financiarse. Este factor X puede ser modificado cada año o semestre de acuerdo con el esquema fijado al inicio del período regulatorio.</p> <p>Z Representa un factor de ajuste, positivo o negativo, que permite acondicionar los precios cuando ocurren situaciones externas que afectan al desempeño de la empresa.</p>	<p>La idea principal de este tipo de regulación es que, para un período tarifario, se fijan precios máximos por los servicios regulados.</p> <p>Los períodos tarifarios bajo este esquema son más largos que en la regulación por costos (cuatro - cinco años), en este periodo la empresa de transmisión adapta los esquemas a los precios fijados mejorando su eficiencia y reduciendo los costos y obteniendo mayores beneficios.</p> <p>Si la empresa logra reducir sus costos en un período tarifario puede obtener ganancias extras, generando una señal directa para mejorar su eficiencia productiva.</p> <p>“El price-cap es un método de regulación que permite a la empresa monopolista regulada obtener mayores utilidades en la medida que pueda reducir sus costos por debajo de los precios fijos. Este esquema protege a los usuarios frente a la empresa monopolista ya que fija los precios máximos por el servicio”.</p>

<p>Si X es fijado muy bajo, la empresa puede obtener ganancias excesivas.</p>		
<p>Regulación por Límite de Ingresos “Revenue-Cap”</p> <p>En este esquema los ingresos se fijan sobre la base de un valor esperado de consumo para el período tarifario, que suele ser de cuatro o cinco años.</p> <p>Bajo estas condiciones las empresas monopólicas reguladas enfrentan el riesgo de variación de la demanda, sus ingresos no se modificarán sino hasta el próximo período tarifario.</p> <p>Los precios se ajustan durante el período entre revisiones tarifarias de acuerdo a la inflación menos el aumento de eficiencia o productividad que el regulador estima puede lograr la empresa, lo cual mantiene los precios en su valor real.</p> <p>Se puede incluir características que logren una mejor concepción técnica y económica de la empresa, incluyéndose factores de ajuste adicionales en función de las condiciones de mercado y de factores externos:</p> <p>cambio en los costos por políticas ambientales o cualquier otra variable de tipo econométrico.</p>	$R_t = \left(R_{t-1} + F_{cliente,t} \cdot \Delta Cliente_t + \dots \right) \cdot \left(1 + \frac{I - X}{100} \right) + Z$ <p>R_t Representa los ingresos máximos permitidos para la empresa en el año t.</p> <p>R_{t-1} Representa los ingresos máximos permitidos para la empresa en el año t-1.</p> <p>$F_{cliente,t}$ Es un factor de ajuste del ingreso que tiene en cuenta la variación prevista de consumidores.</p> <p>$\Delta Cliente_t$ Representa la variación prevista del número de consumidores.</p> <p>$F_{energía,t}$ Es un factor de ajuste que considera el impacto de la variación de la energía transportada.</p> <p>$\Delta Energía_t$ Representa la variación prevista de la energía transportada.</p> <p>I Representa la tasa de inflación en porcentaje.</p> <p>X Es el valor de eficiencia expresado en porcentaje que podrá ser positivo o negativo.</p> <p>Z Es un factor de ajuste (+) o (-) que permitirá, ajustar los precios cuando ocurren situaciones extraordinarias, imprevistas o no controladas que afecten el desempeño de la empresa.</p> <p>Ec(1):</p>	<p>En este tipo de regulación los beneficios de la empresa de transmisión son fijados a través de una expresión que tiene en cuenta la tasa de inflación y el índice de eficiencia X.</p> <p>Teniendo en cuenta este límite, las empresas son incentivadas a mejorar sus márgenes de ganancia disminuyendo sus costos.</p> <p>Aspectos Complementarios</p> <p>Los esquemas regulatorios por incentivos, por límite de precios o límite de ingresos, es normalmente acompañada de un conjunto de reglas destinadas a contribuir con su correcta aplicación.</p> <p>Estas componentes adicionales del proceso regulatorio son:</p> <p><input type="checkbox"/> La necesidad de caracterizar en forma detallada y completa la situación de las empresas reguladas al año inicial del período regulatorio.</p> <p><input type="checkbox"/> La elaboración de reglamentos relativos a la calidad del servicio como un mecanismo de control.</p> <p>Generalmente se fijan límites para varios indicadores de confiabilidad y calidad del servicio con penalizaciones por su incumplimiento. Estos son aspectos fundamentales para evitar que las</p>

	$R_t = \left(R_{t-1} + \sum FM_t \cdot \Delta Mercado_t \right) \cdot \left(1 + \frac{I-X}{100} \right) + Z$ <p>$\sum FM_t \cdot \Delta Mercado_t$ Representa los elementos de ajuste que tienen en cuenta la variación de las condiciones de mercado.</p>	<p>empresas descuiden los gastos de mantenimientos e inversiones nuevas para bajar sus costos.</p> <p>□ Un mecanismo de fijación de precios que considere la variación en la eficiencia de la empresa regulada. Este mecanismo deberá ser no lineal porque las reducciones de costos iniciales serán obtenidas con menos esfuerzos y año tras año los porcentajes de disminución de costos serán menores.</p>
<p>Regulación por Comparación “Yardstick Competition”</p> <p>La idea principal de este tipo de regulación es introducir competencia por comparación en etapas de la industria donde existen monopolios naturales no disputables.</p> <p>Cuando existe más de una empresa monopolista, se establecen por comparación entre las empresas o fijando una empresa modelo que actúa de forma eficiente o que respeta ciertos patrones de calidad del servicio.</p> <p>De esta forma se logra superar la barrera impuesta por la asimetría de la información con la que cuenta el regulador por un lado y la empresa regulada por el otro, incurriéndose en la sensibilidad de fijar los patrones de comparación.</p>	$P_i = \alpha_i \cdot C_i + (1 - \alpha_i) \cdot \sum_{j=1}^n (f_j \cdot C_j)$ <p>P_i Es el precio tope global de la empresa i.</p> <p>α_i Representa la parte de la propia información de los costos de la empresa i.</p> <p>C_i Son los costos unitarios de la empresa i.</p> <p>f_j Es un factor de peso de ingresos o cantidades para la empresa o grupo de empresas j.</p> <p>C_j Son los costos unitarios o precios del grupo de empresas comparables j.</p> <p>n Número de empresas comparables en el grupo j.</p>	<p>Esta regulación ha sido adoptado en los sectores eléctricos en la etapa de distribución.</p> <p>Las primeras ideas de este esquema fueron bosquejadas por A. Shleifer , quien introduce la idea para de que los precios de una empresa no se basen en sus propios costos sino en la costos comparativos de otro grupo de empresas similares.</p> <p>Este tipo de esquemas ha sido implementado en varios países y generalmente va de la mano de esquemas del tipo price-cap o revenue-cap.</p> <p>La comparación se puede lograr a través de varios índices de calidad.</p> <p>Es un problema en este tipo de regulación porque no todas las empresas pueden ser comparables debido a varios factores como:</p> <ul style="list-style-type: none"> - tamaño, calidad del servicio, topología, composición social de clientes. <p>Se pretende utilizar niveles de costos de empresas idénticas para determinar los precios, intentando así</p>

		<p>reducir la relación entre el nivel de precios de una empresa en particular y el nivel de costos correspondiente.</p> <p>Debido a ello es usual disponer de una empresa modelo ficticia que sirva de referencia para las diversas comparaciones.</p> <p>Este análisis involucra normalmente la utilización de técnicas de regresión de costos sobre las variables antes mencionadas.</p>
<p>Nuevas Regulaciones Económicas Ajuste Parcial de Costos</p> <p>El incentivo para minimizar los costos se da a través del ajuste periódico de los precios que tienen que ser menor que la proporción en el cambio de los costos.</p>	$P_{i,t} = C_i^* + \lambda(C_{i,t} - C_i^*)$ <p>P_i Es el precio ajustado. C_i^* Son los costos unitarios de referencia. C_i Son los costos unitarios actuales. λ Es un parámetro de partición.</p>	<p>Se trata de otra regulación por incentivos mediante la cual se relacionan los ajustes de precios con los cambios en los costos (propios de la empresa) que fueron observados en un año de referencia.</p>

2.4.4 LA TARIFA DE LA TRANSMISIÓN

Acorde con el artículo 55 de la LRSE la tarifa de transmisión debe sujetarse a lo expresado literalmente:

Art. 55.- Tarifas de Transmisión.-

Las tarifas que paguen los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista por el uso del sistema de transmisión estarán conformadas por dos componentes, cuyos costos deberán ser aprobados por el CONELEC:

- a) El de Operación, que deberá cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación; y, operación y mantenimiento del sistema y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC; y,
- b) El de Expansión, que deberá cubrir los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión.

Los valores recaudados por concepto del componente de expansión, se considerarán como aportes de capital del Fondo de Solidaridad en TRANSELECTRIC S.A., y deberán ser integrados al patrimonio de un fideicomiso cuyo fiduciario, sea público o privado, será elegido por concurso público. Dicho fideicomiso será constituido por TRANSELECTRIC S.A. con el único y exclusivo propósito de atender el pago de las obligaciones requeridas para la ejecución de obras incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión, aprobado por el CONELEC.

2.5 COMPONENTES DE LA TARIFA DE TRANSMISIÓN

2.5.1 EL COSTO MEDIO DE TRANSMISION CMED

El artículo 9 del reglamento de tarifas da una vía explícita para el cálculo de la tarifa de transmisión actual:

ART. 9 DEL REGLAMENTO DE TARIFAS

“Corresponde al costo de capacidad que se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas”

“Los costos de inversión provendrán del programa de expansión optimizada del sistema, para un período de diez años”

“Los costos de depreciación, administración operación y mantenimiento serán calculados por el Transmisor y aprobados por el CONELEC

De lo anterior se desprende la necesidad de tener claro que el valor del costo medio es función de los planes de expansión y los costos de operación y mantenimiento de la red del sistema nacional de transmisión.

2.5.2 EL CARGO VARIABLE DE TRANSMISIÓN CVT

El CVT, es la diferencia de lo que pagan los agentes que retiran energía de la red y lo que se paga a los generadores.

$$CVT = \lambda \sum_i (D_i - G_i)$$

El CVT, resulta ser aproximadamente el valor de las pérdidas totales del sistema valoradas a costo de mercado o marginal (CMAR)

2.5.3 EL FACTOR DE NODO

Es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión en un nodo de la red, producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo.

El factor de nodo es la penalización del costo, la barra de mercado tiene un factor de nodo igual a 1. Los factores nodales (FN) son vínculos, modelo que permite liquidar las transacciones. Los factores nodales eléctricamente

describen como cambian las pérdidas en el sistema de transmisión. Los F.N de un SEP se obtienen al modelar la red de transporte y calcular el flujo de potencia.

Finalmente:

$$CT = CMED + CMAR \quad (2.1)$$

$$Si \quad CMAR = CVT \quad (2.2)$$

$$El \quad CMED \quad que \quad va \quad a \quad la \quad tarifa \quad es \quad (2.3)$$

$$CMED = CT - CVT \quad (2.4)$$

Donde:

CT = Costos Totales de Transmisión.

CMAR = valor de las pérdidas totales del sistema valoradas a costo de mercado o marginal.

CMED = Costo medio de Transmisión.

CVT = diferencia de lo que pagan los agentes que retiran energía de la red y lo que se paga a los generadores

En otras palabras, a los costos totales se le resta las pérdidas y se obtiene el costo medio por transmisión.

Una vez indicados los principios de cálculo actual de la tarifa de transmisión en Ecuador, en el capítulo 3 se analiza detenidamente su forma de cálculo y se compara con la teoría propuesta en esta tesis.

2.5.4 LOS PLANES DE EXPANSIÓN SU CUMPLIMIENTO Y LA TARIFA

La tarifa está directamente relacionada a los planes de expansión como se demuestra más adelante en el análisis de ajustes tarifarios los gastos en operación y mantenimiento bordean el 14 % del presupuesto de TRANSELECTRIC S.A. Esto implica que el plan de expansión constituye el 86% del presupuesto de la empresa.

Para el cálculo del valor medio del peaje de transmisión se detalla el plan de expansión y sus costos tal como indica la tabla 2.2

Al observar la tabla, se determina que los costos relacionados al plan de expansión se encuentran directamente involucrados en la tarifa, un detalle de este cálculo se lo presenta en el ANEXO 4.

En lo referente al grado de cumplimiento esto se lo analiza con detenimiento en el punto 4.7

Tabla 2.2 Costo del plan de expansión período 2006 - 2016

Año	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Período	HISTORICO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Activos											
Valor de reposición a nuevo en operación	839,336										
Plan de expansión		184,543	40,780	55,843	20,083	14,753	21,534	937	6,006	145,843	15,604
a. Líneas de transmisión (VU=45 años)		90,247	10,005	33,611	0	5,628	0	0	0	87,600	5,179
b. Subestaciones (VU=30 años)		94,296	30,775	22,232	20,083	9,125	21,534	937	6,006	58,243	10,425
					0						
Activo Bruto Total	843,036	1,027,579	1,068,359	1,124,202	1,144,285	1,159,038	1,180,572	1,181,509	1,187,515	1,333,358	1,348,962
a. Líneas de transmisión (VU=45 años)	374,027	464,274	474,279	507,890	507,890	513,518	513,518	513,518	513,518	601,118	606,297
b. Subestaciones (VU=30 años)	465,308	559,604	590,379	612,611	632,694	641,819	663,353	664,290	670,296	728,539	738,964
c. Centro de Control de Transmisión CCT	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	3,700	0	0	0	0	0
Anualidad		84,516	87,902	92,406	94,107	95,318	96,227	96,307	96,815	108,580	109,867
a. Líneas de transmisión (VU=45 años)	45	36,219	36,999	39,621	39,621	40,060	40,060	40,060	40,060	46,894	47,298
b. Subestaciones (VU=30 años)	30	47,382	49,988	51,871	53,571	54,344	56,167	56,246	56,755	61,686	62,569
c. Centro de Control de Transmisión CCT (VU=10 años)	5	914	914	914	914	914	0	0	0	0	0
Mensualidad		6,812	7,085	7,448	7,585	7,683	7,756	7,762	7,803	8,751	8,855
a. Líneas de transmisión (VU=45 años)		2,919	2,982	3,193	3,193	3,229	3,229	3,229	3,229	3,780	3,812
b. Subestaciones (VU=30 años)		3,819	4,029	4,181	4,318	4,380	4,527	4,533	4,574	4,972	5,043

CAPITULO 3

PROPUESTA DE MODELO, DETERMINACIÓN DE VARIABLES DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN

3.1 SITUACIÓN ACTUAL

Una vez analizados los métodos de tarifación actuales, se puede aseverar que el método actual que genera la tarifa de transmisión tiene las siguientes características:

1. Es un método de asignación de costos tipo estampilla, pues es parte de un valor fijo de la tarifa total que paga el consumidor. Por tanto su virtud está en su sencillez, y su defecto, el más grave, es de no dar las señales adecuadas al mercado y tampoco en lo referente a la localización.
2. Acorde con el artículo 55 de la LRSE la tarifa de transmisión dependerá de:
 - a) El de Operación, que deberá cubrir los costos económicos correspondientes a la anualidad de los activos en operación; y, operación y mantenimiento del sistema y pérdidas de transmisión, en los niveles aprobados por el CONELEC; y,
 - b) El de Expansión, que deberá cubrir los costos del Plan de Expansión del Sistema Nacional de Transmisión.

Siendo el rubro más importante el 2.1 debido a que toma aproximadamente el 70% del presupuesto de TRANSELECTRIC S.A. como se puede observar en las tablas siguientes:

Tabla 3.1 Presupuesto de inversiones para año 2006

TRANSELECTRIC S.A. RESUMEN PRESUPUESTO DE INVERSIONES PERIODO ENERO - DICIEMBRE 2006 USD												
CONCEPTO	VALOR INVERSION PRESU- PUESTO 2006	FINANCIAMIENTO									Requeri- miento Adicional anticipo	TOTAL PRESU- PUESTO CAJA INVER- SIONES
		RECURSOS PROPIOS				RECURSOS EXTERNOS						
		BODEGA	EFFECTIVO	TOTAL RECURSOS PROPIOS	%	PROVEE- DORES	Financia- miento Externo	Proveedores especiales	TOTAL RECURSOS EXTERNOS	%		
LINEAS DE TRANSMISION	57,720,549	4,410,000	34,977,661	39,387,661	68%	10,277,300	1,073,518	6,982,070	18,332,888	32%	0	36,051,179
SUBESTACIONES	92,898,915	32,308,854	32,317,874	64,626,728	70%	8,604,800	3,959,571	15,707,816	28,272,187	30%	1,176,000	37,453,445
INV RELACIONADAS CON EL SNT	11,003,500	0	3,582,400	3,582,400	33%	0	7,421,100		7,421,100	67%	0	11,003,500
TOTAL OBRAS Y PROJ DIVER	161,622,964	36,718,854	70,877,935	107,596,789	67%	18,882,100	12,454,189	22,689,886	54,026,175	33%	1,176,000	84,508,124
TELECOMUNIC Y OTRAS INV	7,932,353	0	4,500,297	4,500,297	57%	1,386,245	2,045,811	0	3,432,056	43%	0	6,546,108
INVERSIONES GENERALES	869,140	0	869,140	869,140	100%	0			0	0%	0	869,140
VAL DISTRIB (G. Expan & G. Telec.)	1,918,409	0	1,918,409	1,918,409	100%	0			0	0%	0	1,918,409
TOTAL TEL INV GEN y VAL DIST	10,719,901	0	7,287,846	7,287,846	68%	1,386,245	2,045,811	0	3,432,056	0%	0	9,333,657
TOTAL GENERAL INV	172,342,865	36,718,854	78,165,781	114,884,635	67%	20,268,345	14,500,000	22,689,886	57,458,230	33%	1,176,000	93,841,781

Fuente Vicepresidencia Financiera TRANSELECTRIC S. A.

Mientras que para los costos operativos y de mantenimiento se tiene:

Tabla 3.2 Presupuesto de operación y mantenimiento para año 2006

ITEM	DESCRIPCION	AÑOS 2006
50	Supervisión General e Ingeniería	4.322.125
51	Operación Subestación de Transmisión	5.993.640
56	Mantenimiento S/E Transmisión	3.251.754
57	Mantenimiento Líneas de Transmisión	4.45.658
53	Operación del Sistema	832.272
60	Operación y Mantenimiento Fibra Óptica	849.839
94	Operación y Mantenimiento-Administración	8.370.355
	Subtotal Gastos de Operación:	27.665.644
	PROVISIONES	
	Cuentas Incobrables	16.860.736

Fuente: Vicepresidencia Financiera TRANSELECTRIC S.A.

Con estos antecedentes se presenta a continuación un método a través de un modelo matemático que permita cumplir los objetivos de la transmisora.

3.2 IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES

Los avances actuales en los campos científico y técnico se deben principalmente a la implementación de modelos matemáticos que intentan en la medida de lo posible reflejar la realidad que nos rodea, es así que la principal función de estos modelos es la predicción de resultados. Si un modelo matemático predice en gran medida los resultados se puede afirmar que es un modelo eficiente, si a su vez dicho modelo nos permite tomar decisiones para cumplir con objetivos determinados, entonces a más de ser eficiente es un modelo eficaz.

Uno de los pasos más importantes para la generación de un modelo de estas características es una correcta identificación de las variables que están influyendo en el comportamiento mismo del sistema modelado.

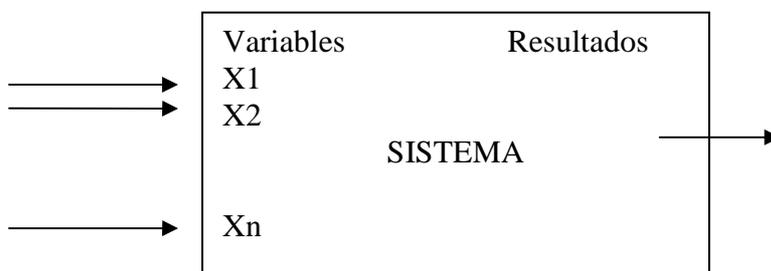
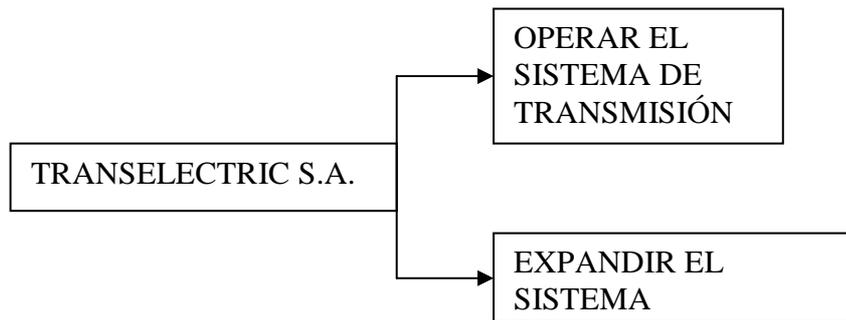
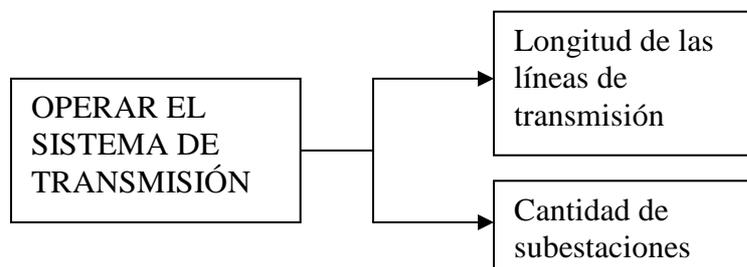


Figura 3.1 Esquema general de una nueva propuesta

Para determinar las variables es necesario partir de los objetivos mismos de la transmisora, así en la figura 3.2 se puede observar el proceso de selección de las variables:



A su vez la operación del sistema depende de:



Y la expansión del sistema de transmisión depende de:

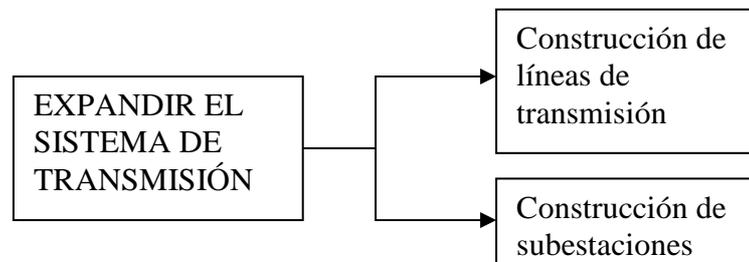


Figura 3.2 Esquema general de las funciones de TRANSELECTRIC S.A.

3.3 METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LAS RELACIONES ENTRE LAS VARIABLES Y LOS RESULTADOS

3.3.1 EL PROGRAMA EVIEWS COMO HERRAMIENTA DE CÁLCULO

El objetivo de este capítulo es presentar un modelo matemático que permita representar con mayor fidelidad el comportamiento de los costos, se debe, entonces, presentar un modelo que relacione variables con resultados, se empieza recordando cuáles son los propósitos de una modelación:

- Permite a los investigadores la organización del conocimiento y las observaciones sobre el sistema, así como las posibles deducciones lógicas que se puedan tener de esta organización.
- Proporciona un marco para contrastar el sistema y sus posibles modificaciones,
- Proporciona una perspectiva sobre detalles y aspectos relevantes.
- Es posible una mayor y mejor manipulación que con el propio sistema,
- Facilita el análisis.
- Con un modelo matemático se describe un problema de forma más concisa que por ejemplo, con una descripción verbal.
- Permite controlar mejor las fuentes de variación que facilitaría el estudio directo del sistema.

Si a esto se agrega el uso del computador, que es una herramienta muy útil, cuya aplicación se ha extendido a todos los campos del quehacer humano. Esto brinda la posibilidad de procesar datos rápidamente a través de una amplia gama de programas de aplicación. Asimismo, los programas permiten elaborar una amplia variedad de informes con una gran calidad de presentación, por lo que adquirir los conocimientos para el buen uso de este recurso permite explotarlo al máximo.

Siendo así se ha emprendido, como metodología para el desarrollo de esta parte del estudio, con los siguientes pasos:

- 1) Recopilación histórica de los costos tanto de inversión como de operación y mantenimiento.
- 2) Utilización del programa econométrico Economic Views EVIEWS
- 3) Obtención de las ecuaciones que relacionen las variables con los resultados
- 4) Análisis de resultados.

Cabe señalar que el EVIEWS es programa de aplicación cuyas bondades permiten hacer de éste, una herramienta ideal de apoyo para el economista. Dado que la econometría se emplea principalmente para verificación empírica de la teoría económica, el economista utiliza frecuentemente ecuaciones matemáticas, para llevar a cabo su estudio, uno de ellos es éste, el Econometric-Views, paquete estadístico que facilita al economista apreciar la relación entre variables económicas, determinando su causalidad y comportamiento a través del tiempo.

En el Anexo 2 de esta tesis se resume la forma de valoración de un modelo económico estadístico con esta herramienta, para entender de mejor manera el uso y aplicabilidad de la misma.

Con todos estos criterios se procedió a establecer las relaciones costo – variable para:

- a) Líneas de transmisión
- b) Subestaciones de maniobra
- c) Transformadores
- d) Operación del sistema

3.3.2 VARIABLES DE COSTO LINEAS DE TRANSMISIÓN

La construcción de las líneas depende principalmente de los siguientes factores:



Figura 3.3 Variables de Costo en Líneas de Transmisión.

Longitud (l) Es evidente que el costo de una línea está directamente relacionado con su longitud, así a mayor longitud mayor cantidad de material, mayor inversión en construcción etc.

Voltaje (t) La geometría de las estructuras está en relación directa a su voltaje por obvias razones de aislamiento. La variación de la cantidad de aisladores, así como en la cantidad de material y por tanto en peso de las estructuras serán factores determinantes en su costo.

Zona (z) Las líneas de transmisión tienen costos que varían de acuerdo a muchos factores los principales son:

Tipo de zona: 1 = Costa u Oriente, 2 = Sierra

Cada tipo de zona tiene sus particularidades, así:

Tabla 3.3 Comparación de características de líneas de transmisión entre zonas

Zona	Suelo	Cimentación	Característica Vano	Derechos de vía
Sierra	Suelos son buenos, con una alta capacidad portante de compresión	Tipo zapata o cilindro "pata de elefante" las profundidades de excavación son reducidas y la cantidad de material para las cimentaciones	Vanos largos, menor tipo de estructuras	Costos altos en zonas productivas o cruce de ciudades

Costa	Suelos malos baja capacidad portante	Tipo pilote, en alto porcentaje, gran cantidad de material, alta profundidad de excavación	Vanos cortos, mayor número de estructuras	Costos onerosos en zonas productivas como plantaciones de banano y cacao
Oriente	Suelos malos baja capacidad portante	Tipo piloteo Tipo zapata o cilindro "pata de elefante" en alto porcentaje, mediana cantidad de material, alta profundidad de excavación" Estructuras más bien livianas, debido a que la demanda de energía es baja	Vanos cortos y vanos largos casi en 50%	Costos onerosos, tierras sobrevaloradas por paso de oleoductos

Fuente: División de Líneas de Transmisión TRANSELECTRIC S. A.

Número de Circuitos (n) Se refiere a si son líneas de doble o simple circuito, las estructuras de doble terna por razones evidentes serán más costosas que las de simple terna. Las líneas de doble terna son obviamente más costosas que las de simple terna pues, necesitan estructuras más robustas, mayor cantidad de aisladores y herrajes en general.

En base a todas estas variables se ha recolectado la información de los costos de las líneas de transmisión en Ecuador obteniendo los siguientes valores:

Tabla 3.4 Datos de costos de líneas de transmisión y de sus variables

Nº	TIPO	Costos Miles USD	Longitud km	N circuito	Voltaje kV	ZONA	Año	Valor al 2007 Miles USD
1	Vicentina - Guangopolo	134,48	7,00	1	138	2	1980	570,1952
2	Totoras - Ambato	261,09	7,00	1	138	2	1988	856,3752
3	Policentro - Pascuales	662,56	15,10	2	138	1	1986	2332,2112
4	Pascuales - Salitral	706,82	17,40	2	138	1	1978	3166,5536
5	Sta.Rosa - Vicentina	448,71	18,50	1	138	2	1980	1902,5304
6	Pucara - Ambato	419,62	27,74	1	138	2	1974	2081,3152
7	Severino - Chone	1.201,24	29,80	1	138	1	2000	2210,2816
8	Portoviejo - Manta	1.835,93	30,00	1	138	1	2002	2937,488
9	Totoras - Agoyan	1.942,06	33,00	2	138	2	1988	6369,9568
10	Totoras - Riobamba	1.784,80	42,88	2	230	1	1986	6282,496
11	Paute - Cuenca	2.531,54	67,08	2	138	2	1980	10733,7296
12	Sta. Rosa – Sto Domingo	4.342,22	78,34	2	230	2	1980	18411,0128
13	Sto Domingo - Quevedo	7.005,11	104,00	2	230	1	1978	31382,8928
14	Milagro - Machala	6.623,71	133,70	2	138	1	1987	22520,614
15	Cuenca – Loja	4.141,59	134,20	1	138	2	1987	14081,406
16	Paute – Milagro	9.498,86	135,74	2	230	1	1980	40275,1664
17	Pasto Quito 1	16.108,07	136,50	2	230	2	2003	23839,9436
18	Tena – Coca	11.235,50	140,00	1	138	1	2004	15280,28
19	Quevedo - Pascuales	9.495,63	145,25	2	230	1	1980	40261,4712
20	Paute - Riobamba	6.663,33	157,32	2	230	2	1988	21855,7224

Fuente: Departamento de Valoración de Activos de Transelectric S.A. y División de Líneas de Transmisión TRANSELECTRIC S. A.

3.3.3 CÁLCULO DE LA RELACIÓN COSTO - VARIABLE EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

A estos datos, se los ordena y se los trae a valor presente (2007), de esta manera ya se tiene un mismo eje de referencia con el cual se puede iniciar la búsqueda de una relación matemática entre los costos y sus variables. Con la utilización del programa EVIEWS se facilitó la determinación de esta relación siempre considerando los criterios explicados en la tabla 3.5

3.3.3.1 Procedimiento:

Se procede a importar los datos desde Excel a Eviews creando las variables que representaran a cada parámetro. Las relaciones a priori se corren en el programa en base las siguientes variables:

Tabla 3.5 Criterios de relación entre costos de líneas y variables

Variable	Significado	Criterio de relación
l	Longitud de la línea	Proporcional directa (a mayor longitud mayor coste)
n	Numero de circuitos (1 ; 2)	El número de circuitos debe establecer un factor multiplicador con el voltaje
t	La tensión o voltaje de transmisión (138 kV;230kV)	El voltaje debe establecer un factor multiplicador con el número de circuitos
z	Zona a la que pertenece la línea (1 costa; 2 Sierra)	La zona debe ser un sumando importante en la relación, puesto que es evidente una importante diferencia en los costos de las líneas en las diferentes zonas

3.3.3.2 Criterios para estimación de la ecuación:

La ecuación puede estimarse en base a los siguientes criterios:

1. El costo de las líneas de transmisión es un hecho que es función de la longitud, por tanto la ecuación será función directa de esta, es más será prácticamente la determinación de un costo unitario.

2. El voltaje y el número de circuitos seguramente trabajan en el costo en forma conjunta es decir los factores deben multiplicarse, pues cada uno de ellos por si solo no tendrá un “peso” en la ecuación final.
3. La zona con seguridad tendrá un factor diferenciado logarítmico pues las obras en la Sierra tienen costos diferentes a la Costa.

Por tanto la ecuación va a tener la forma:

$$\text{Costos L/T} = C_1(t \cdot n)^m l \pm C_2 \log(z) \cdot l$$

Donde $C_1, C_2 =$ constantes

$l =$ longitud

$n =$ número de circuitos

$t =$ nivel de tensión o voltaje

$z =$ zona de ubicación de la línea de transmisión

$m =$ exponente

Una vez tabulados los datos se estima una ecuación de la siguiente manera

$$\text{costos} = c_1 \cdot l \cdot \sqrt[3]{(t \cdot n)^2} + c_2 \cdot \log(z) \cdot l \quad (3.6)$$

Donde la variable “costos” dependerá de los respectivos parámetros a través de los coeficientes C_1, C_2 .

Luego de desarrollar este proceso en EViews se tiene los siguientes resultados:

Tabla 3.6 Relación costo - variable en líneas de transmisión resultado Programa Eviews

Dependent Variable: COST

Method: Least Squares

Date: 07/12/07 Time: 13:12

Sample(adjusted): 1 16

Included observations: 16 after adjusting endpoints

$$\text{COST} = C(1) * (l) * (t * n)^{2/3} + C(2) * \text{LOG}(z) * l$$

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	1126.004	41.70318	27.00043	0.0000
C(2)	-31299.83	5119.818	-6.113466	0.0000
R-squared	0.972107	Mean dependent var		3003239.
Adjusted R-squared	0.970114	S.D. dependent var		3277193.
S.E. of regression	566544.6	Akaike info criterion		29.44897
Sum squared resid	4.49E+12	Schwarz criterion		29.54554
Log likelihood	-233.5917	Durbin-Watson stat		2.584760

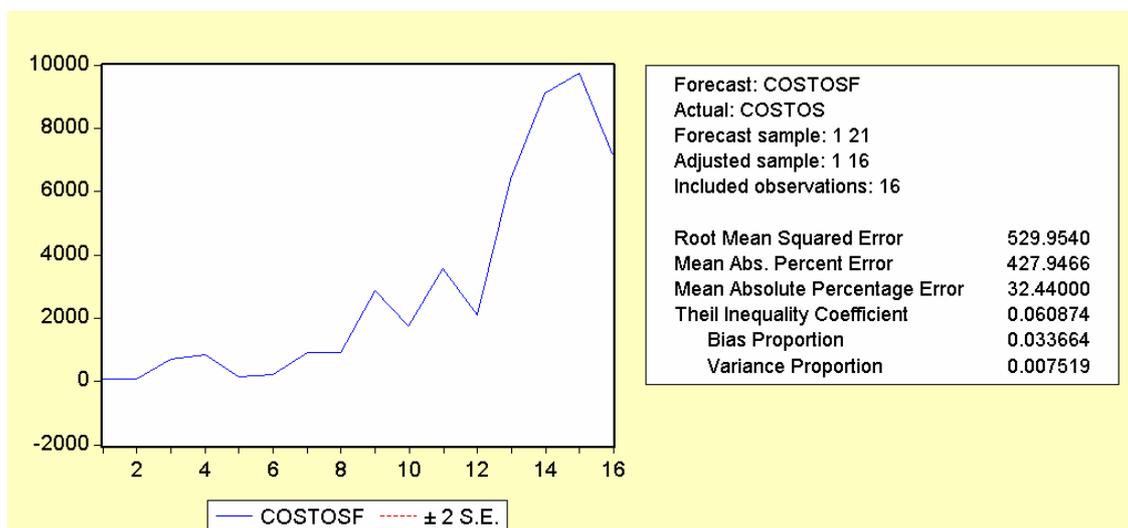


Figura 3.4 Curva en Variables de Costo en Líneas de Transmisión

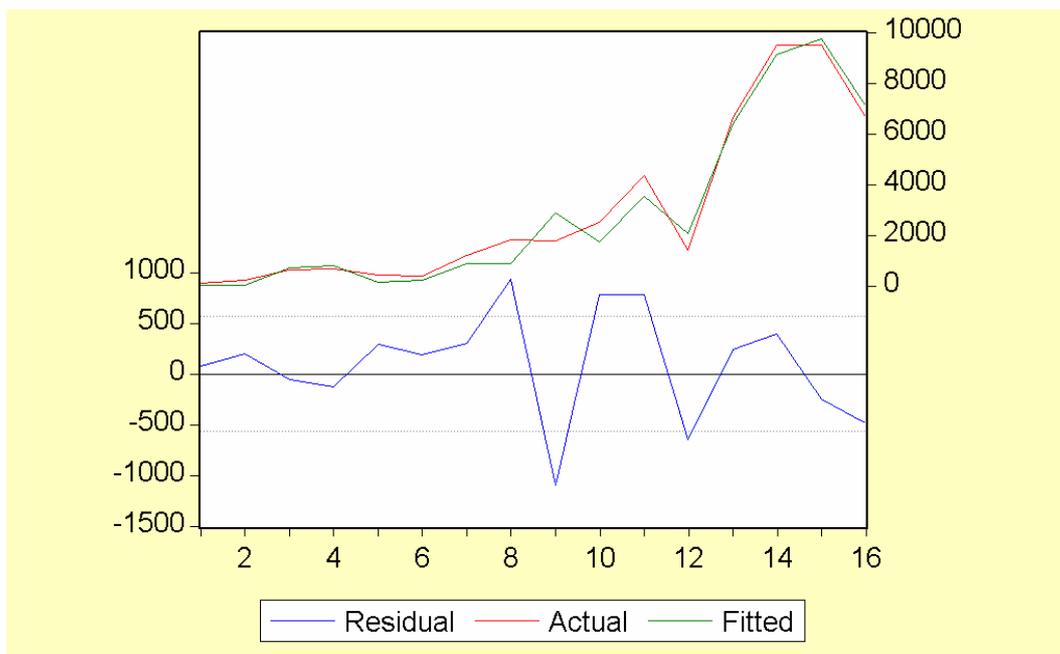


Figura 3.5 Curva Residual Real Estimada en Variables de Costo en Líneas de Transmisión

3.3.3.3 Análisis de Resultados

Como se puede ver en los resultados de la regresión aplicada los siguientes términos:

Se tienen 16 iteraciones con 2 variables explicativas, es decir se dispone de 14 grados de libertad. Lo que implica que el modelo al contar con los suficientes grados de libertad, es altamente fiable.

Se puede ver que el costo de una línea de transmisión es directamente proporcional a la longitud, la tensión o voltaje, y el número de circuitos que posee la línea y negativamente proporcional a la zona.

Es así que se esperaría que en la zona 2 resulte más costosa la línea por el aumento de aislamiento (disminución de la rigidez dieléctrica debido a la disminución de la presión) , pero por medio de los datos de la tabla de costos de líneas y Eviews se puede ver que no es así, ya que intervienen otros

factores como por ejemplo que en la zona 2 se logra vanos promedio de 480 metros comparados con los de la costa (400m) , lo cual representa menos número de torres, el terreno de la sierra (zona 2) es más estable comparado con la costa en donde se debe hacer diferentes actividades como cambio de suelo para mejorarlo o también se realiza Pilotaje lo cual hace más costosa la línea en la costa (zona 1).

El factor R^2 , mismo que es la medida estadística de éxito de la regresión (ver anexo 2) toma un valor de 0,972 y el ajustado R^2 toma un valor de 0.97, como se puede ver la capacidad de predicción de la fórmula es excelente. La bondad del ajuste del sistema propuesto es muy buena.

Algo que se debe destacar es la ausencia de un valor independiente. Esto surgió luego de varias corridas previo a obtener estos valores.

Los errores estándar de las variables son elevados debido a los altos valores con los que se calcula, pues se trabaja con 7 y 8 cifras.

Los valores de la t estadística en general revelan la imposibilidad de que alguno de los coeficientes sean cero, especialmente el coeficiente que multiplica a la longitud de la línea, en general los valores son superiores a los coeficientes de t estadística para 14 grados de libertad, lo que implica que las variables son en forma individual estadísticamente significativas. Esto habla de por si que la selección de variables fue correcta.

3.3.3.4 Análisis de Errores

Si se observa Gráficas de Curvas: Residual, Real, Estimada se puede concluir:

1. La regresión ofrece un ajuste de buena calidad dado que puede observarse un comportamiento regular en la evolución temporal de los residuos. Es decir, el error simula una evolución aleatoria, alterna con

regularidad valores positivos y negativos, “cruza” la media con regularidad. Esto revela que no hay problemas de sub especificación.

2. El modelo no presenta períodos notables de subestimación o sobreestimación, propio de un modelo debidamente especificado.
3. Se observa una subestimación al final de la muestra lo que limitará en algo la capacidad predictiva del modelo.

3.3.4 ANÁLISIS DE SENSITIVIDAD DEL MODELO EN LINEAS DE TRANSMISIÓN

Resulta útil, en lo referente a los costos de las líneas de transmisión, hacer un análisis de sensibilidad de las variables con el objetivo de determinar cuál de las variables resulta más influyente en el costo final.

3.3.4.1 Derivadas Parciales

$$\text{costos} = c_1 \cdot l \cdot \sqrt[3]{(n \cdot t)^2} + c_2 \cdot l \cdot \log(z) \cdot \sqrt{(n \cdot t)^3} \quad \text{tomado de (3.7)}$$

$$\frac{\partial c}{\partial l} = c_1 \cdot \sqrt[3]{(n \cdot t)^2} + c_2 \cdot \log(z) \cdot \sqrt{(n \cdot t)^3} \quad (3.8)$$

$$\frac{\partial c}{\partial n} = \frac{2}{3} c_1 \cdot l \cdot \sqrt[3]{\frac{t^2}{n}} + \frac{3}{2} c_2 \cdot l \cdot \log(z) \cdot \sqrt{n \cdot t^3} \quad (3.9)$$

$$\frac{\partial c}{\partial t} = \frac{2}{3} c_1 \cdot l \cdot \sqrt[3]{\frac{n^2}{t}} + \frac{3}{2} c_2 \cdot l \cdot \log(z) \cdot \sqrt{t \cdot n^3} \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial c}{\partial z} = \frac{c_2 \cdot l \cdot \sqrt{(n \cdot t)^3}}{z \cdot \ln(10)} \quad (3.11)$$

Para realizar el gráfico se cambia a por unidad los valores tomando como base los valores de la tabla 3.7:

Tabla 3.7 Valores Base para obtener parámetros en por unidad

Parámetro	Valor Base
Longitud	100 Km
Voltaje	230 kV
Numero de circuitos	2
Zona	1
C1	1
C2	-1

Con los datos de las líneas en por unidad y aplicando las respectivas fórmulas de las derivadas parciales se tiene la siguiente tabla:

Tabla 3.8 Valor de cálculo de las derivadas parciales costo líneas vs. Variables

Respecto a su longitud	Respecto al número de circuitos	Respecto al nivel de tensión	Respecto a la zona
$\frac{\partial C}{\partial l}$	$\frac{\partial C}{\partial N}$	$\frac{\partial C}{\partial T}$	$\frac{\partial C}{\partial Z}$
0,3986762	0,04100212	0,00090059	0,0024983
0,3986762	0,04100168	0,00027368	0,0024983
0,71137866	0,06909639	0,01491719	0,03048586
0,71137866	0,07962255	0,01817464	0,03512941
0,3986762	0,10836275	0,00090059	0,00660265
0,3986762	0,16249272	0,00125859	0,00990076
0,44814047	0,17454725	0,00150774	0,02127124
0,44814047	0,17571824	0,00210803	0,021414
0,57147256	0,15100463	0,01390713	0,03331237
1	0,27663089	0,02633325	0,18626412
0,57147256	0,30695258	0,01745347	0,06771395
0,69897	0,50542357	0,02960758	0,17015639
1	0,67097632	0,03053861	0,45178106
0,71137866	0,61181731	0,01442479	0,2699392
0,3986762	0,78606191	0,00036519	0,04789598
1	0,87574925	0,02960758	0,58966116
0,69897	0,88060786	0,00472847	0,29648132
0,44814047	0,82001628	0,00301936	0,099932
1	0,9371046	0,02960758	0,63097307
0,69897	1,01495825	0,02502927	0,34170287

En donde la figura correspondiente es:

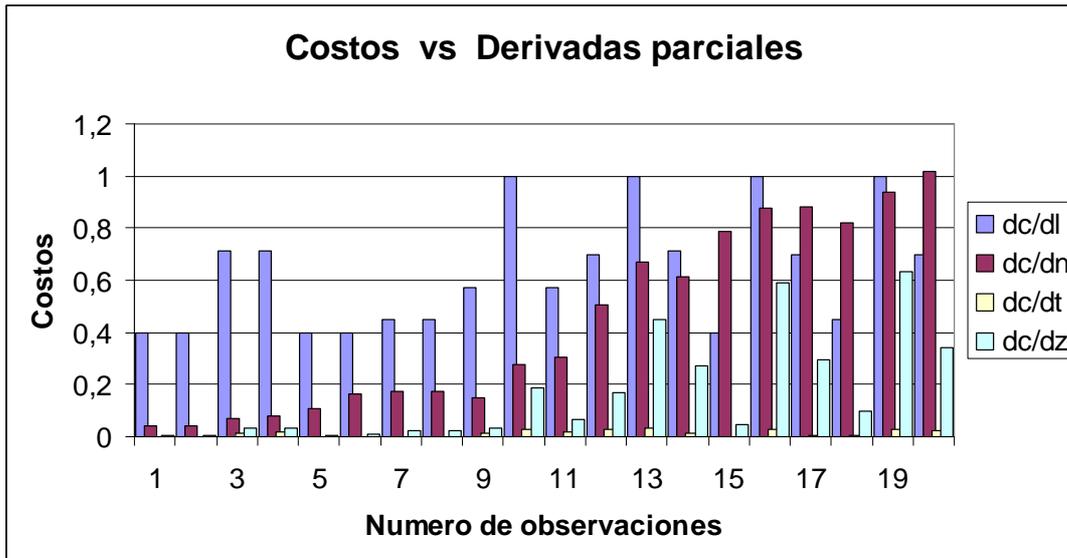


Figura 3.8 Curva Costo Vs. derivadas parciales de Variables en Líneas de Transmisión

Por medio de la figura se puede observar que el parámetro más influyente en el costo de las líneas es: la longitud y a continuación el número de circuitos.

3.3.4.2 Variación del Costo en Función de cada Parámetro

Este análisis se realiza manteniendo constantes todas las variables (parámetros) excepto la que se quiere realizar el análisis, ya que ésta irá variando en rangos adecuados.

Por medio de las gráficas se podrá ver la variación de la variable dependiente (costo).

3.3.4.2.1 Variación del costo en función de la longitud

Aquí la longitud se variará en pasos de 20 km y las demás variables se mantendrán constantes.

Tabla 3.9 Constantes para determinar variación del costo en función de la longitud

Parámetro	Valor
Longitud	Variable
Voltaje	230 kV
Numero de circuitos	2
Zona	1
C1	4617.866
C2	-16.065

Tabla 3.10 Variación del costo en función de la longitud

Longitud	Costo
0	0,0
10	1618692,3
20	3237384,5
30	4856076,8
40	6474769,1
50	8093461,4
60	9712153,6
70	11330845,9
80	12949538,2
90	14568230,4
100	16186922,7
110	17805615,0
120	19424307,2
130	21042999,5
140	22661691,8
150	24280384,1
160	25899076,3
170	27517768,6
180	29136460,9
190	30755153,1
200	32373845,4

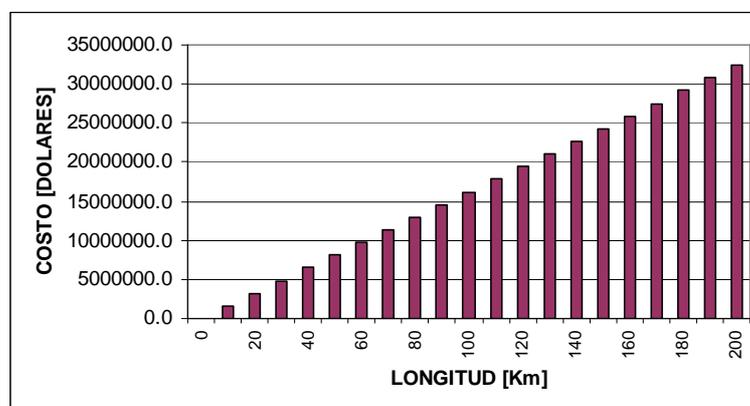


Figura 3.9 Curva Costo Vs. Longitud de Líneas de Transmisión

Se puede ver que el costo es linealmente proporcional a la longitud.

3.3.4.2.2 Variación del costo en función del Voltaje.

De igual forma se efectúa el análisis para el voltaje:

Tabla 3.11 Constantes para determinar variación del costo en función del voltaje

Parámetro	Valor
Longitud	100 km
Voltaje	Variable
Numero de circuitos	2
Zona	1
C1	4617.866
C2	-16.065

Tabla 3.12 Variación del costo en función del Voltaje

Voltaje	Costo
0	0,0
69	7254015,2
138	11515031,4
230	16186922,7
300	19323831,4
420	24183097,6
500	27163917,6

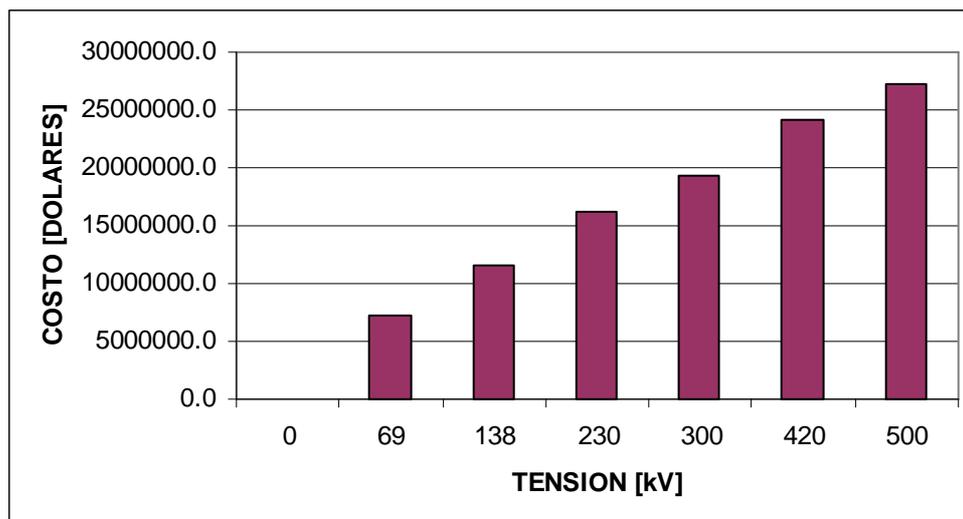


Figura 3.10 Curva Costo Vs. Voltaje de Líneas de Transmisión

El costo es proporcional al $\sqrt[3]{t^2}$ del voltaje.

3.3.4.2.3 Variación del costo en función del número de circuitos

Se procede de igual forma para el número de circuitos y la zona:

Tabla 3.13 Constantes para determinar variación del costo en función del número de circuitos

Parámetro	Valor
Longitud	100 km
Voltaje	230 kV
Numero de circuitos	Variable
Zona	1
C1	4617.866
C2	-16.065

Tabla 3.14 Variación del costo en función del número de circuitos

Número de circuitos	Costo
0	0,0
1	10197122,3
2	16186922,7

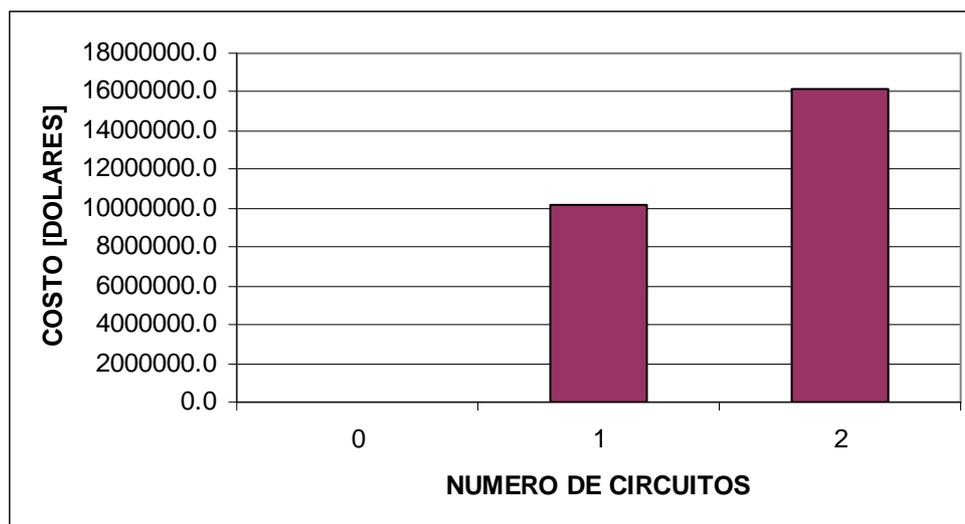


Figura 3.11 Curva Costo Vs. Número de circuitos de Líneas de Transmisión

El costo es proporcional al $\sqrt[3]{n^2}$ del número de circuito, resulta muy interesante notar que la variación es la misma que para el voltaje, lo que significa que ambos parámetros influyen en conjunto.

3.3.4.2.4.- Variación del costo en función de la Zona

Por último se analizan los costos respecto a la zona:

Tabla 3.15 Constantes para determinar variación del costo en función de la Zona de construcción

Parámetro	Valor
Longitud	100 km
Voltaje	230 kV
Numero de circuitos	2
Zona	Variable
C1	4617.866
C2	-16.065

Tabla 3.16 Variación del costo en función de la Zona

Zona	Costo
0	No definido
1	16186922,7
2	11415726,8

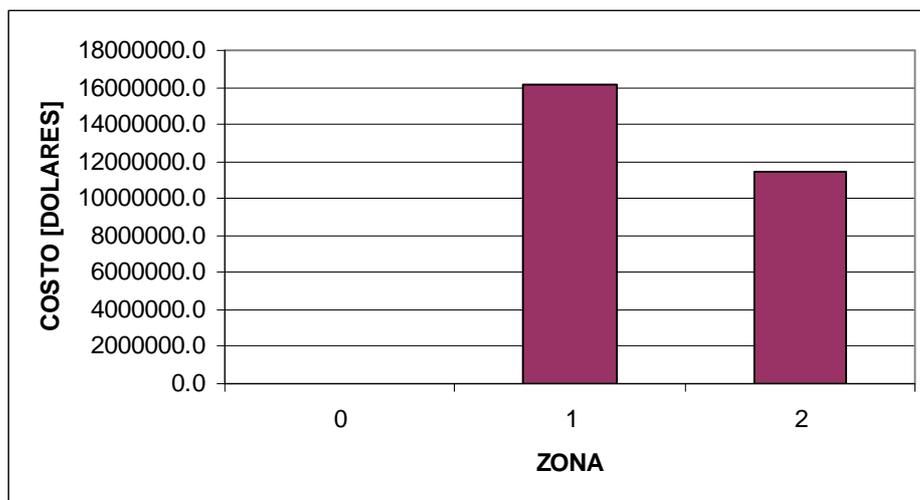


Figura 3.12 Curva Costo Vs. Zona de construcción de Líneas de Transmisión

El costo es negativamente proporcional a la zona es decir que en la Costa (zona 1) resulta más cara la línea que en la Sierra (zona 2). Esto se explica debido a los costos en los que se incurre para mejorar las cimentaciones de las estructuras, como los procesos de pilotaje, sustitución de suelos, etc.

3.3.5 CÁLCULO DE LA RELACIÓN COSTO - VARIABLE EN SUBESTACIONES

3.3.5.1 Procedimiento

Respecto a la construcción de las subestaciones, el coste de éstas depende de las siguientes variables:

Voltaje (t) Los costes de las subestaciones están en relación a su voltaje, debido a que una variación en este parámetro determina una variación en su aislamiento y este influye directamente en su precio (variable T)

Número de Bahías (b230, b138, b69) Las bahías o posiciones de subestación influyen en forma determinante los costes de una subestación, pues cada una de ellas implica un equipamiento completo, en el cual se encuentran TCs, TPs, disyuntores, seccionadores, tableros de control, etc. A este respecto se tiene bahías de 230 kV, 138 kV y 69 kV.

Zona(z) Las subestaciones también varían sus costos por la zona, pues las obras de construcción mucho dependen de los tipos de suelo, las formaciones geológicas, la eficiencia de la construcción depende también del tipo de clima etc.

Una vez identificadas las variables se analiza la relación de éstas con los resultados es decir con los costos tanto de líneas como de subestaciones, para ello disponemos de los siguientes datos:

Tabla 3.17 Datos de Costos de Subestaciones y de sus Variables

No	Subestación	Costos de reposición	BAHÍAS				Zona
			230 kV	138 kV	69 kV	Reactores	
1	S/E MULALO	4474715,37	0	4	1	0	2
2	S/E AMBATO	5901848,27	0	4	4	0	2
3	S/E VICENTINA	7380941,24	0	8	0	0	2
4	S/E SANTA ELENA	7298613,80	0	2	7	0	1
5	S/E TULCÁN	8003692,65	0	4	5	1	2
6	S/E CUENCA	8889625,46	0	5	6	0	2
7	S/E PORTOVIEJO	7858581,45	0	5	8	2	1
8	S/E SALITRAL	6754418,85	0	5	2	0	1
9	S/E CHONE	12564896,12	0	4	5	0	1
10	S/E RIOBAMBA	11741797,38	4	0	6	1	2
11	S/E DOS CERRITOS	13666684,85	3	0	5	0	1
12	S/E MACHALA	9808763,06	1	5	6	2	1
13	S/E POLICENTRO	19193033,02	0	3	5	2	1
14	S/E SANTO DOMINGO	19707866,22	6	5	4	1	1
15	S/E TOTORAS	23284332,05	8	6	5	1	2
16	S/E MILAGRO	24324108,18	9	5	7	2	1
17	S/E SANTA ROSA	22007947,33	9	10	0	0	2
18	S/E QUEVEDO	26987125,44	6	5	5	1	1
19	S/E PASCUALES	33407224,49	10	11	8	2	1

Fuente: División de Subestaciones y Departamento de Valoración de Activos TRANSELECTRIC S. A.

Se procede a importar los datos desde Excel a Eviews creando las variables que representarán a cada parámetro. Las relaciones a priori se corren en el programa en base los siguientes criterios:

Tabla 3.18 Criterios de relación entre Costos de Subestaciones y Variables

Variable	Significado	Criterio de relación
T	La tensión o voltaje de transmisión (138 kV;230kV)	Proporcional directa (a mayor aislamiento mayor coste)
b230	Número de bahías existentes de 230kV	Proporcional directa (a mayor número de bahías mayor coste)

b138	Número de bahías existentes de 138kV	Proporcional directa (a mayor número de bahías mayor coste)
b69	Número de bahías existentes de 69kV	Proporcional directa (a mayor número de bahías mayor coste)
Z	Zona a la que pertenece la subestación (1 costa; 2 Sierra)	Factor multiplicador a determinar y que deberá relacionar al número de bahías en general

Consideraciones para el modelo:

Para las bahías de los reactores se toma desde el terciario del transformador a 13,8 kV.

Vale recalcar que las subestaciones consideradas en este análisis tienen el siguiente sistema de barras:

Para 230 kV sistema de doble barra.

Para 138 kV y 69 kV sistema de Barra principal y de transferencia

Es por eso que ambas de las bahías de línea y de transformador, los disyuntores de acoplamiento y transferencia en las respectivas barras también son considerados como bahías.

Luego se procede a importar los datos desde EView creando las variables que representarán a cada parámetro quedando de la siguiente manera:

Costos	Precio en dólares
b230	Número de bahías existentes de 230kV
b138	Número de bahías existentes de 138kV
b69	Número de bahías existentes de 69kV
react	Número de bahías existentes para banco de reactores
z	La zona donde esta ubicada la subestación.

3.3.5.2 Criterio para estimación de la ecuación:

La ecuación puede estimarse en base a los siguientes criterios:

1. Las subestaciones son función de su tamaño, es decir del número de posiciones o bahías y a su vez de los niveles de voltaje de éstas
2. Las subestaciones dependerán con seguridad con un factor exponencial de la zona donde se ubican debido a que los costos son diferentes en costa y sierra.

Por tanto la ecuación va a tener la forma:

$$Costos_{subest} = \sum K_i \cdot b_i + \log(z) * \sum K_i \cdot b_i \quad (3.12)$$

Donde:

K_i = constantes por tipo e bahía

b_i = Tipo de bahía

z = Zona

Se estima una ecuación de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{costos} = & c_1 \cdot b230^{0.7} + c_2 \cdot b138^{0.7} + c_3 \cdot b69^{0.7} + c_4 \cdot \text{react} + \\ & + c_5 \cdot \log(z) \cdot (b230 + b138 + b69 + \text{react})^{0.7} \end{aligned} \quad (3.13)$$

Donde la variable “costos” dependerá de los respectivos parámetros a través de los coeficientes $C(1)$, $C(2)$, $C(3)$, $C(4)$, $C(5)$

Luego de desarrollar este proceso en EView se tiene los siguientes resultados

Tabla 3.19 Relación Costo - Variable en Subestaciones Resultado Programa Eviews

Dependent Variable: COSTOS
Method: Least Squares
Date: 07/24/07 Time: 11:31
Sample: 1 19
Included observations: 19
COSTOS=C(1)*B230^0.7+C(2)*B138^0.7+C(3)*B69^0.7+C(4)*REACT
T
+C(5)*LOG(Z)*(B230+B138+B69+REACT)^0.7

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	3324102.	513161.0	6.477698	0.0000
C(2)	1819724.	556178.2	3.271835	0.0056
C(3)	1478420.	575663.4	2.568202	0.0223
C(4)	216769.3	1442146.	0.150310	0.8827
C(5)	-495119.0	479790.5	-1.031948	0.3196
R-squared	0.838780	Mean dependent var		14381906
Adjusted R-squared	0.792717	var		
S.E. of regression	3841015.	S.D. dependent var		8436529.
Sum squared resid	2.07E+14	Akaike info criterion		33.38131
Log likelihood	-312.1224	Schwarz criterion		33.62984
		Durbin-Watson stat		2.772626

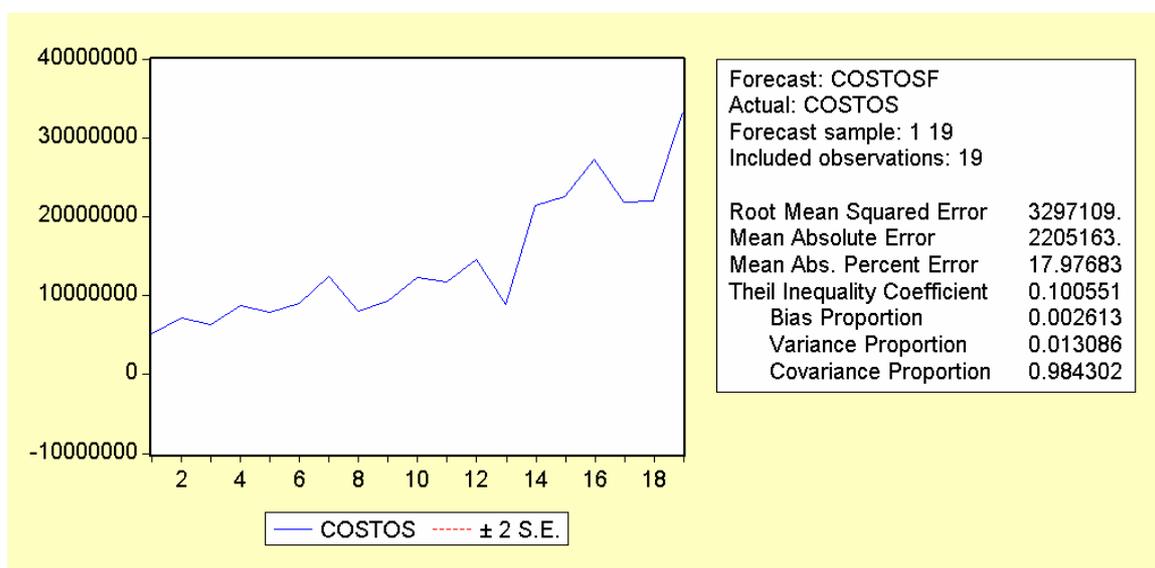


Figura 3.13 Curva en Variables de Costo en Subestaciones

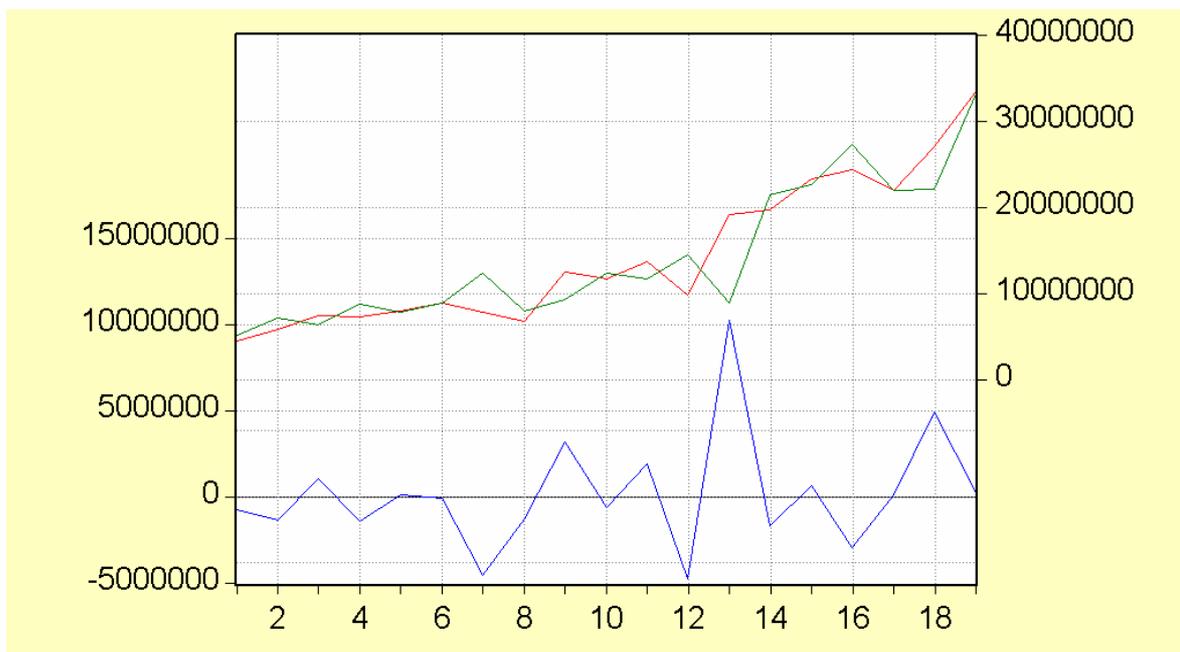


Figura 3.14 Curva Residual Real Estimada en Variables de Costo en Subestaciones

3.3.5.3 Análisis de resultados

Como se puede ver en los resultados de la regresión aplicada se tiene los siguientes términos:

Se tienen 19 iteraciones con 5 variables explicativas, es decir se dispone de 14 grados de libertad. Lo que implica que el modelo cuenta con suficientes grados de libertad

Los signos determinan que los costos de las subestaciones son directamente proporcionales en general al número de bahías elevados a una potencia de 0,7. Así mismo se puede observar que es inversamente proporcional a la zona, en forma logarítmica pero siempre relacionado al factor del número y tipo de bahías como sería lógico, lo que implica que las subestaciones en la costa son bastante más costosas que en la sierra, todo esto debido a que los problemas de suelos, obliga a desarrollar plataformas en pilotaje lo que incrementa significativamente los costos.

El factor R^2 toma un valor de 0.83 y el R^2 ajustado toma un valor de 0,79, como se puede ver la capacidad de predicción de la fórmula es muy buena. En resumen la bondad del ajuste del sistema propuesto es matemáticamente muy bueno.

De igual forma que en líneas de transmisión el modelo no considera factores independientes, pues no convergió con adecuados valores

Al igual que en las líneas de transmisión los valores de la t estadística en general revelan la imposibilidad de que alguno de los coeficientes sean cero, en general los valores son superiores a los coeficientes de t estadística para 14 grados de libertad, lo que implica que las variables son en forma individual estadísticamente significativas. Esto habla de por sí que la selección de variables fue correcta.

3.3.5.4 Análisis de Errores

Si observamos: Gráficas de Curvas: Residual, Real, Estimada podemos concluir:

1. La regresión ofrece un ajuste de buena calidad, dado que puede observarse un comportamiento regular en la evolución temporal de los residuos. Es decir, el error simula una evolución aleatoria, alterna con regularidad valores positivos y negativos, "cruza" la media con regularidad. Esto revela que no hay problemas de sub especificación.
2. El modelo presenta un período notable de subestimación referente al dato de la subestación No 7 esto es debido a que en dicha subestación el costo de la ampliación se incrementó por variantes en las líneas adyacentes a la misma, lo que convierte a este dato en atípico, lo que valida mejor el modelo.

3. El ajuste presenta prácticamente un valor de error atípico (las líneas horizontales delgadas por encima y debajo de los residuos marcan el intervalo de confianza para los errores). Se refiere a la subestación Totoras que se explicó anteriormente.

3.3.6 CÁLCULO DE LA RELACIÓN COSTO - VARIABLE EN TRANSFORMADORES

En lo que respecta a los transformadores, éste es un caso especial de un equipo grande, voluminoso y cuyos costos son determinantes en los proyectos de expansión, motivo por el cual se le ha dedicado un acápite especial, haciendo un análisis particular del mismo como se explica a continuación:

Tabla 3.20 Variables de Costo para Transformadores de Potencia en Subestaciones

Nº	Descripción Transformador en subestación	# Fases	Potencias	Potencia Máxima	Relación de transformación	Voltaje	LTC	PRECIO UNITARIO
1	S/E PASCUALES	3	200/224	224	138/69-13.8	138	1	1723651,60
2	S/E IBARRA	3	40/53.32/66.66	66,66	138/69-13.8	138	1	1142877,60
3	S/E Sto DomingoTranfo 1	1	33.33/44.33/55.67	55,55	230/ $\sqrt{3}$ /138/ $\sqrt{3}$ -13.8	230	0	688905,60
4	S/E Sto DomingoTranfo 2	1	20/26.67/33.33	33,33	138/ $\sqrt{3}$ /69/ $\sqrt{3}$ -13.8	138	0	547786,60
5	S/E RIOBAMBA	1	20/26.67/33.33	33,33	230/ $\sqrt{3}$ /69/ $\sqrt{3}$ -13.8	230	1	897202,60
6	S/E DOS CERRITOS	1	33.33/44.33/55.67	55,55	230/ $\sqrt{3}$ /69/ $\sqrt{3}$ -13.8	230	1	1052009,60
7	S/E MACHALA	1	20/26.67/33.33	33,33	138/ $\sqrt{3}$ /69/ $\sqrt{3}$ -13.8	138	1	793787,60
8	S/E TOTORAS	1	20/26.67/33.33	33,33	138/ $\sqrt{3}$ /69/ $\sqrt{3}$ -13.8	138	0	547629,60
9	S/E POLICENTRO	1	30/40/50	50	138/ $\sqrt{3}$ /69/ $\sqrt{3}$ -13.8	138	1	967777,60

3.3.6.1 Criterios y procedimiento

Se procede a importar los datos desde Excel a Eviews creando las variables que representaran a cada parámetro. Las relaciones a priori se corren en el programa en base los siguientes criterios:

Tabla 3.21 Criterios de relación entre costos de transformadores y variables

Variable	Significado	Criterio de relación
T	La tensión o voltaje a la que trabaja el transformador	Proporcional directa (a mayor aislamiento mayor coste)
nf	Número de devanados	Proporcional directa (si el transformador es monofásico o trifásico)
W	Potencia máxima del transformador	Proporcional directa (a mayor potencia mayor coste)
LTC	Cambiador de tomas bajo carga	Proporcional directa (si el transformador tiene LTC su coste es mayor)

Se estima una ecuación de la siguiente manera:

$$\text{Costos} = c_1 \cdot nf + c_2 \cdot w + c_3 \cdot t + c_4 \cdot ltc \quad (3.13)$$

Donde la variable “costos” dependerá de los respectivos parámetros a través de los coeficientes $c(1)$, $c(2)$, $c(3)$, $c(4)$. Luego de desarrollar este proceso en EView se tiene los siguientes resultados:

Tabla 3.22 Relación costo - variable en transformadores resultado Programa Eviews

Dependent Variable: COSTOS

Method: Least Squares

Date: 07/04/07 Time: 16:07

Sample(adjusted): 1 9

Included observations: 9 after adjusting endpoints

$\text{COSTOS} = C(1) \cdot NF + C(2) \cdot W + C(3) \cdot T + C(4) \cdot LTC$

	Coefficien t	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C(1)	331867.0	105966.9	3.131800	0.0259
C(2)	1308.541	1381.994	0.946850	0.3872
C(3)	1265.937	354.0549	3.575540	0.0159
C(4)	308028.9	55033.10	5.597157	0.0025
R-squared	0.986155	Mean dependent var	1009382.	

Adjusted R-squared	0.977849	S.D. dependent var	478936.2
S.E. of regression	71281.51	Akaike info criterion	25.48776
Sum squared resid	2.54E+10	Schwarz criterion	25.57542
Log likelihood	-110.6949	Durbin-Watson stat	2.365573

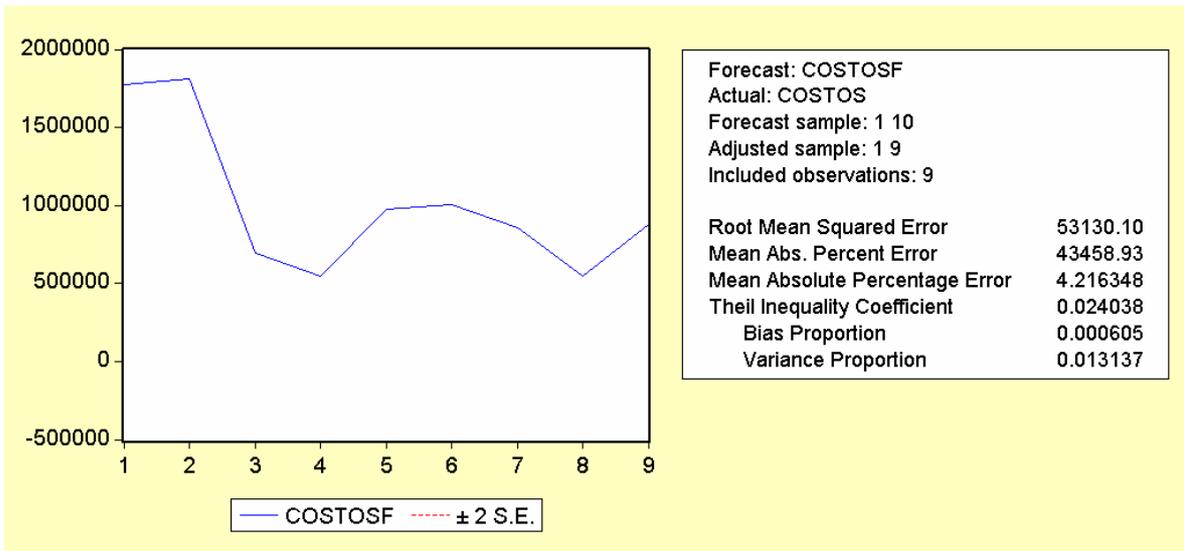


Figura 3.15 Curva del Costo de los transformadores del SNI en función de las variables propuestas

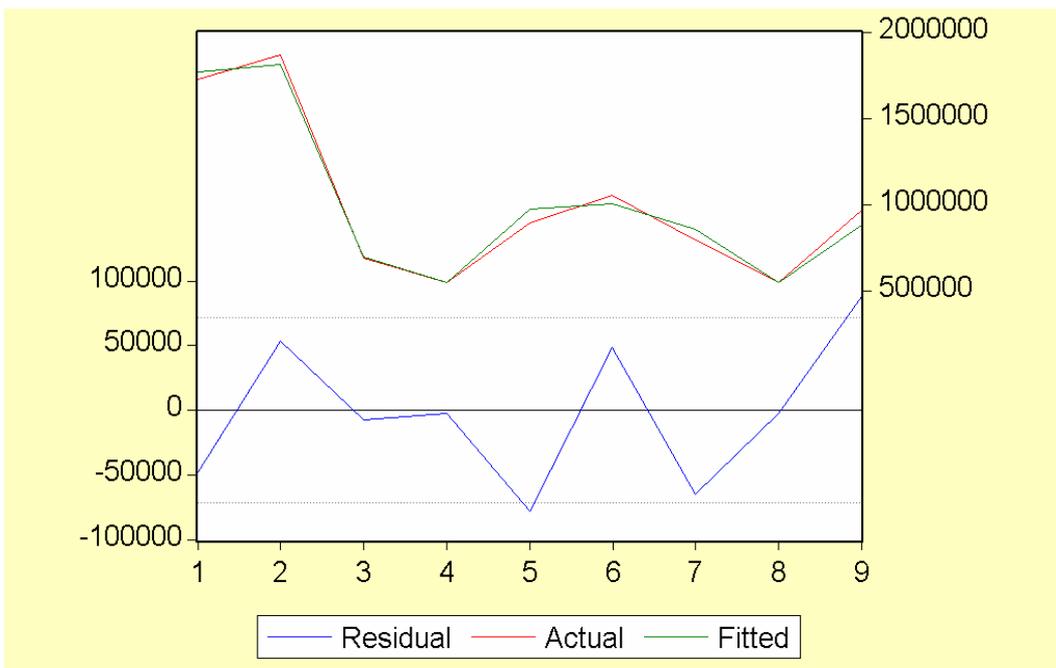


Figura 3.15 Curva Real Residual estimada de los Transformadores del SNI

3.3.6.2 Análisis de resultados

Como se puede ver en los resultados de la regresión aplicada se tiene los siguientes términos:

Se tienen 19 iteraciones con 4 variables explicativas, es decir se dispone de 15 grados de libertad. Lo que implica que el modelo cuenta con suficientes grados de libertad

Los signos determinan que los costos de los transformadores son directamente proporcionales a las variables asignadas.

El factor R^2 toma un valor de 0.986 y el R^2 ajustado toma un valor de 0.97, como se puede ver la capacidad de predicción de la fórmula es excelente. En resumen la bondad del ajuste del sistema propuesto es casi matemáticamente perfecto.

De igual forma que en líneas de transmisión el modelo no considera factores independientes, pues no convergió con adecuados valores

Al igual que en las líneas de transmisión los valores de la t estadística en general revelan la imposibilidad de que alguno de los coeficientes sean cero, en general los valores son superiores a los coeficientes de t estadística para 14 grados de libertad, lo que implica que las variables son en forma individual estadísticamente significativas. Esto habla de por sí que la selección de variables fue correcta.

3.3.6.3 Análisis de Errores

Si se observan: Gráficas de Curvas: Residual, Real, Estimada se puede concluir:

1. La regresión ofrece un ajuste de alta calidad, dado que puede observarse un comportamiento regular en la evolución temporal de los residuos. Es decir, el error simula una evolución aleatoria, alterna con regularidad valores positivos y negativos, “cruza” la media con regularidad. Esto revela que no hay problemas de sub especificación. Tal como en los casos anteriores.

3.3.7 CÁLCULO DE LA RELACIÓN COSTO - VARIABLE EN OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Las variables de costo de operación y mantenimiento son lineales respecto al tiempo y obedecen directamente al incremento de instalaciones que van integrándose al Sistema Nacional de Transmisión. Se puede partir de los datos históricos que se tiene y observar el comportamiento de los costos:

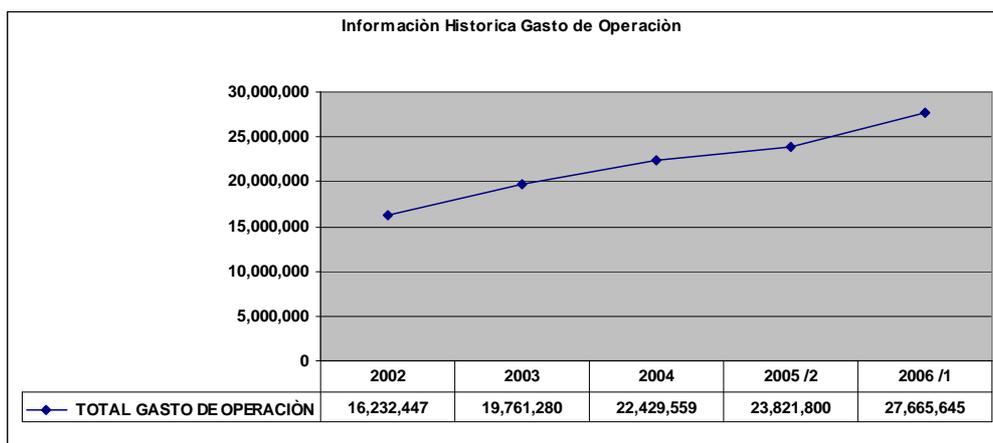


Figura 3.16 Gráfico Comportamiento de Costo en Operación y Mantenimiento del SNI

Fuente: Gerencia de Explotación de TRANSELECTRIC S. A.

De este comportamiento simple de los costos de operación y mantenimiento se puede obtener una modelación lineal, como se puede ver la variable independiente es el tiempo. Esto es lógico debido a que al irse incorporando líneas y subestaciones al Sistema Nacional Interconectado, los costos en operación y mantenimiento aumentan. Los cálculos se presentan a continuación:

Tabla 3.23 Relación Costo - Variable en Operación y Mantenimiento
Resultado Programa Eviews

Dependent Variable: Y					
Method: Least Squares					
Date: 05/16/07 Time: 10:43					
Sample: 2002 2006					
Included observations: 5					
Y=C(1)+C(2)*X					
	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.	
C(1)	13904072	709290.2	19.60280	0.0003	
C(2)	2692692.	213859.0	12.59096	0.0011	
R-squared	0.981428	Mean dependent var	21982146		
Adjusted R-squared	0.975237	S.D. dependent var	4297614.		
S.E. of regression	676281.6	Akaike info criterion	29.97578		
Sum squared resid	1.37E+12	Schwarz criterion	29.81956		
Log likelihood	-72.93945	Durbin-Watson stat	2.708356		

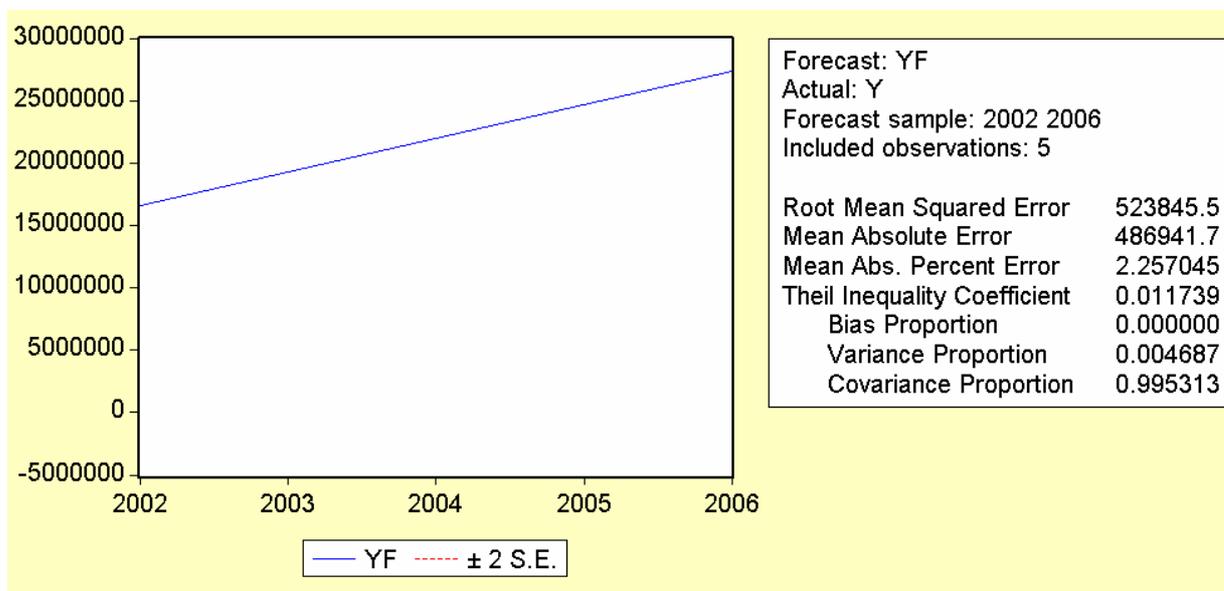


Figura 3.17 Curva en Variables de Costo en Operación y Mantenimiento

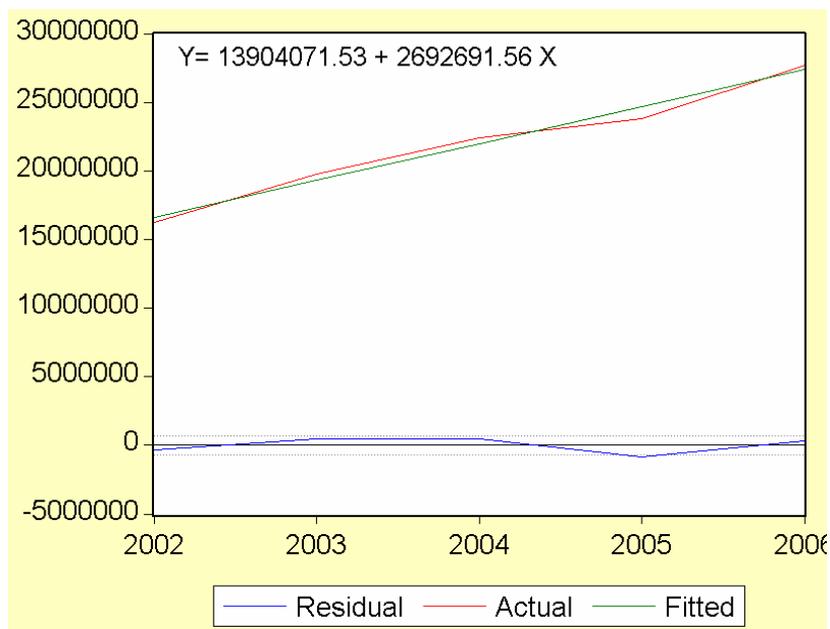


Figura 3.18 Curva Residual Real Estimada en Variables de Costo en Operación y Mantenimiento.

3.3.7.1 Análisis de resultados

Como se puede ver en los resultados de la regresión aplicada tenemos los siguientes términos:

Los costos de operación y mantenimiento son directamente proporcionales al tiempo, con un factor prácticamente constante, por lo que no son significativos los grados de libertad.

El factor R^2 toma un valor de 0.98 y el $R^{2'}$ toma un valor de 0,97, como se puede ver la capacidad de predicción de la fórmula es excelente, no hay duda al respecto.

Se tiene una constante en la ecuación lineal, lo cual es lógico por la temporalidad del sistema de transmisión.

Al igual que en las líneas de transmisión los valores de la t estadística en general revelan la imposibilidad de que alguno de los coeficientes sean cero.

3.3.7.2 Análisis de Errores

Al observar las Curvas: Residual, Real, Estimada se puede concluir:

1.- La regresión ofrece un ajuste de excelente calidad dado que puede observarse un comportamiento regular en la evolución temporal de los residuos. Es decir, el error simula una evolución aleatoria, alterna con regularidad valores positivos y negativos, "cruza" la media con regularidad. Esto revela que no hay problemas de sub especificación.

3.- El modelo no presenta un período notable de subestimación

3.- El modelo lineal es casi perfecto para los cálculos de operación y mantenimiento.

3.3.8 MODELO PARA 500 kV

Ecuador no ha iniciado todavía a la fecha de publicación de este estudio, un proyecto de 500 kV. Sin embargo y con la finalidad de establecer un referente de consulta para las líneas de transmisión que se avizoran, como la Coca Pífo Yaguachi Guayaquil o Paute cuyo proyecto arrancará los estudios este año, se ha considerado necesario investigar los costos para este nivel de tensión en los sistemas de transmisión.

Este proyecto deberá contar con por lo menos una base de datos que permita estimar un costo, a pesar de que no será posible determinar variables de costo como en 230 o 138 kV puesto que no contamos con los datos necesarios ni estadísticos

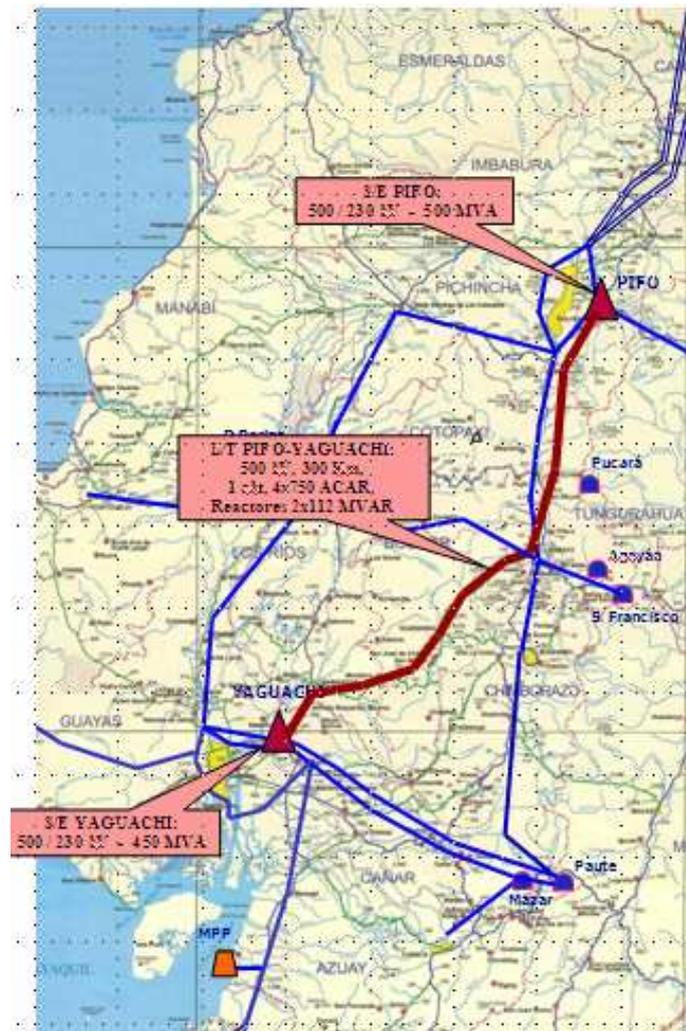


Figura 3.19 Proyecto de línea de transmisión 500 kV planificado por TRANSELECTRIC S.A.

Para cumplir con este objetivo se ha recabado la información posible y confiable en Internet encontrándose los siguientes valores:

COSTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES DE 500 kV
--

	Costos en Colombia	Costos en EEUU	Costos en China-Korea	
año	1997	1999	1999	
costo por km	310000	340000	270000	usd

Costos de S/E en Colombia

año	Bahía de Línea		Bahía de Transformador		Bahía de Acople	
	1997	2004	1997	2004	1997	2004
Barra doble + Transferencia	2341821	2258037	1932084	1840074		1374197
Interruptor y medio	2901706	2237123	2422629	1754751	1575178	1450900

Figura 3.20 Tabla resumen de costos de equipamiento en líneas y subestaciones de 500 kV ver ANEXO 7

De la tabla 3.20 se puede concluir que los costos de líneas de 500 kV son similares en todo el mundo, empero en los países orientales es sensiblemente menor, al parecer, por su bajo costo de mano de obra.

Un proyecto de doble barra, y una línea de 500 kV como el proyectado por TRANSLELECTRIC S.A. bordearía los 130 millones de USD sin considerar los costos de los transformadores que aumentarían el costo en 15 millones. Es decir el proyecto final de la figura 3.19 estaría en el orden de los 150 millones de USD, presupuesto que coincide con lo estimado en el plan de expansión aprobado por CONELEC para este proyecto.

3.3.9 MODELO FINAL PROPUESTO

Con todos los análisis antes expuestos se llega al modelo final propuesto, el cual modela los costos de los elementos que conforman al SNI y su expansión, recolectando todos los factores calculados nos quedaría resumido en la tabla 3.24

Tabla 3.24 Ecuación final para determinar costes en proyectos de expansión del sistema nacional interconectado

Número de coeficiente	Valor coeficiente que multiplica a	Parámetro	Concepto
1	1126.004	$(l)*(t*n)^{2/3}$	Longitud de la línea de transmisión en km. por voltaje, por número de circuitos elevado a la 2/3 (0.7)
2	-31299.83	$\text{LOG}(z)*l$	Logaritmo de la zona por longitud
3	3324102.	B230	Número de circuitos
4	1819724.	B138	Zona
5	1478420.	B69	Nivel de voltaje del sistema de transmisión
6	216769.3	REACT	Bahías para bancos de reactores
7	-495119.0	$\text{LOG}(Z)*(B230+B138+B69+REACT)^{0.7}$	Logaritmo de la zona por un factor de número de bahías
8	331867.0	t	Voltaje de transformador
9	1308.541	nf	Transformador mono o trifásico
10	1265.937	W	Potencia máxima
11	308028.9	LTC	Cambiador de tomas bajo carga

Este vector explica la necesidad de multiplicar directamente la columna 2 por la columna 3, a este resultado se le debe obtener su valor absoluto, puesto que no tiene sentido los valores negativos.

Una vez calculado este valor, que se puede denominar de EXPANSIÓN del sistema se procede a calcular el factor de EXPLOTACIÓN del sistema es decir

de operación y mantenimiento, el cual como se ve en el acápite 3.3.5 es una relación lineal temporal bastante precisa:

$$Y = 1390,4 + 2693,7T$$

Donde T es el tiempo en años que se considere para el mantenimiento, y Y el costo de operación y mantenimiento del sistema está en miles de dólares. Con esto se completa el modelo matemático para la predicción de costes de un sistema de transmisión.

En el siguiente Capítulo se aplica la propuesta de cálculo para el plan de expansión.

CAPITULO 4

ANÁLISIS COMPARATIVO MÉTODO ACTUAL VS MÉTODO PROPUESTO, DETERMINACIÓN DE LA TASA DE DESCUENTO PARA TRANSMISIÓN

4.1 COMPARACIÓN DE CÁLCULO TARIFARIO

Una vez concluido el modelo para el cálculo de las tarifas en transmisión nos resta comparar con el método actual, para ello es necesario explicar el procedimiento para la elaboración del plan de expansión, pues en definitiva es la proyección de las obras que contempla dicho plan, es el que determina el costo de la tarifa.

4.1.1 EL PLAN DE EXPANSIÓN Y SUS ETAPAS

En la elaboración del plan de expansión se pueden distinguir 3 etapas con sus respectivas fechas límites por cada año:

1. Etapa de presentación de primer borrador hasta el 31 de mayo
2. Etapa de aprobación final hasta el 30 de septiembre.

Etapa de presentación de primer borrador hasta el 31 de mayo (fase inicial):

A continuación se presenta un esquema del procedimiento de elaboración del plan de expansión mismo que está basado en lo estipulado por la LRSE.

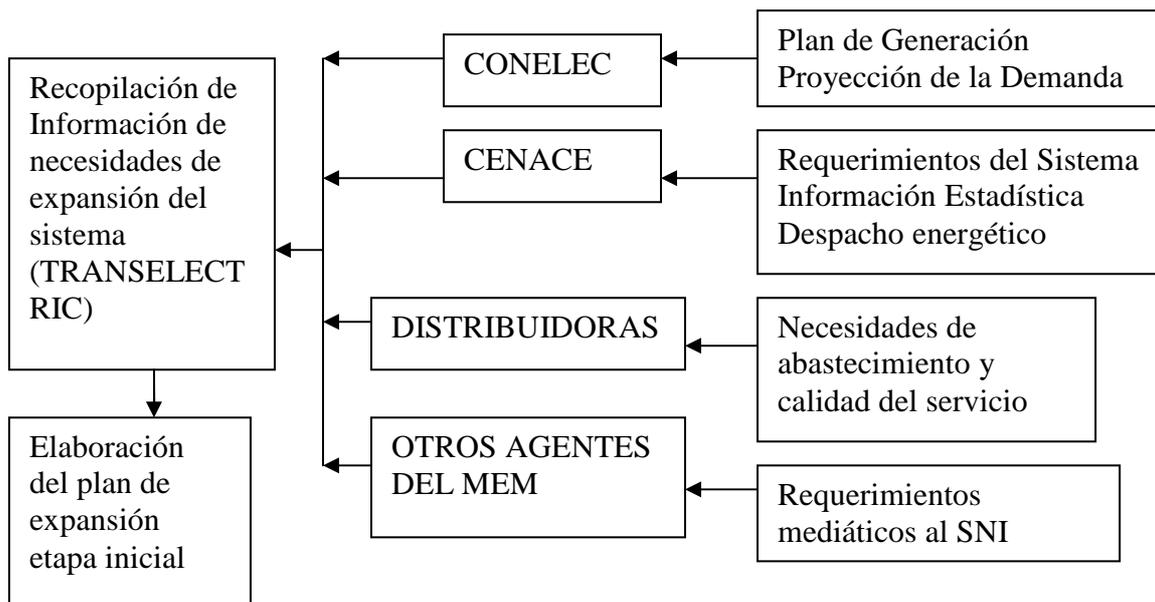


Figura 4.1 Esquema de Proceso de Elaboración del Plan de Expansión Fase Inicial

Como se puede ver en el Esquema 4.1 para la elaboración de la fase inicial del plan de expansión se recopila toda la información referente a las necesidades del sistema, dichas necesidades son canalizadas por las diferentes instituciones y agentes que componen el sector eléctrico ecuatoriano. Una vez establecidas estas necesidades se procede a elaborar un plan de expansión, mismo que deberá entregarse a CONELEC para su revisión hasta el 31 de mayo de cada año.

Revisión del organismo regulador

Luego viene la etapa de revisión por parte del organismo regulador, donde emite sus observaciones acorde a su información y parecer, emite sus observaciones, se procede a elaborar en forma definitiva el Plan de expansión de la transmisión. Paralelamente y con las modificaciones en acuerdo con CONELEC se calcula el costo medio de transmisión para el plan definitivo, en otras palabras se entrega la tarifa de transmisión. Esta tarifa, como se puede deducir se revisa anualmente.

Etapa de aprobación final

Una vez incorporadas las observaciones, se procede a entregar el plan definitivo y su aprobación se efectúa hasta el 30 de septiembre de cada año.

En el esquema siguiente se resume este proceso:

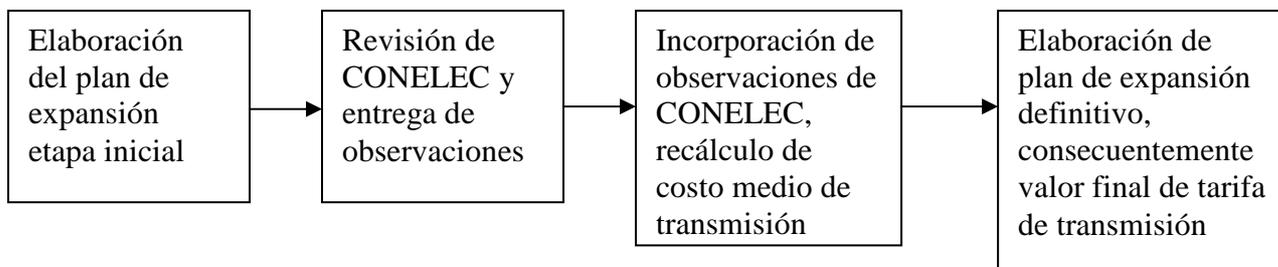


Figura 4.2 Esquema de Proceso de Elaboración del Plan de Expansión Fase Final

4.1.2 EL CÁLCULO ACTUAL DE LOS COSTOS

Al elaborarse el plan de expansión, éste en cada una de sus fases se presenta con los costos medios de transmisión, dichos costos se basan en las estimaciones de las áreas respectivas de TRANSELECTRIC S.A. vale decir líneas de transmisión, subestaciones y telecomunicaciones. Luego de la revisión de CONELEC tanto en la fase inicial como en la final se presentan dichos costos.

En la actualidad no existe un método que sustente los costos de las obras de expansión, y su cálculo está basado en la experiencia de los técnicos. Esta es la razón principal de la elaboración de la propuesta de tarifación aquí descrita.

4.1.3 COMPARACIÓN DE CÁLCULO DE COSTOS ENTRE EL MÉTODO ACTUAL Y EL PROPUESTO

Al comparar el cálculo de los costos entre el método propuesto y el actual se aprecian interesantes diferencias, esto se resume en las tablas 4.1 y 4.2 siguientes, los cálculos en detalle se entregan en el ANEXO 3 de este estudio. Si observamos los valores de este trabajo con los del plan de expansión de TRANSELECTRIC S. A. se puede ver que en subestaciones se tiene una diferencia de valores con margen de hasta el 20% y para líneas se tiene un margen de variación de hasta el 10%, siendo las diferencias promedio de 7.9% en subestaciones y del 2.5 % en líneas de transmisión.

Si se considera que la propuesta de esta tesis se basa en modelación matemática a partir de datos estadísticos, se puede avizorar que en el cálculo de los presupuestos, al final estarían en el orden de varios millones de dólares.

Tabla 4.1 Resumen de Comparación de Cálculo de Costos entre Método Actual y Propuesto en Subestaciones

N°	SUBESTACION	INVERSIÓN SEGÚN MODELO PROPUESTO	INVERSIÓN SEGÚN SE LO HACE ACTUALMENTE	% DIFERENCIA
		COSTOS	COSTOS	
1	S/E ESMERALDAS	2,476,789.08	2,386,000.00	-3.8
2	S/E SANTA ELENA	2,947,129.12	2,710,000.00	-8.8
		482,116.91	525,000.00	8.2
3	S/E BABAHOYO	4,672,386.30	4,138,000.00	-12.9
4	S/E STO DOMINGO	3,630,578.16	3,833,000.00	5.3
		2,812,580.51	2,977,000.00	5.5
5	S/E CHONE	2,457,160.96	2,653,000.00	7.4
6	S/E MULALÓ	3,024,422.54	3,205,000.00	5.6

7	S/E MILAGRO	3,566,663.64 1,327,595.45	4,592,000.00 1,352,000.00	22.3 1.8
8	S/E LAS ESCLUSAS	9,247,017.86	9,185,000.00	-0.7
9	S/E AMBATO	2,138,132.97	1,884,000.00	-13.5
10	S/E SAN GREGORIO PORTOVIEJO	3,932,353.09 5,985,570.45	5,039,000.00 5,748,000.00	22.0 -4.1
11	S/E SALITRAL	6,548,988.19	7,714,000.00	15.1
12	S/E NUEVA PROSPERINA	2,931,204.21 6,559,846.07	3,755,000.00 8,194,000.00	21.9 19.9
13	S/E MACHALA	1,869,047.94	1,810,000.00	-3.3
14	S/E IDELFONSO	4,864,166.67 1,245,263.26	5,802,000.00 1,352,000.00	16.2 7.9
15	S/E SININCAY	3,432,597.96	3,828,000.00	10.3
16	S/E LAGO CHONGÓN	3,749,319.99	3,936,000.00	4.7
17	S/E CUMBARATZA	2,354,023.55	2,552,000.00	7.8

Tabla 4.2 Resumen de Comparación de Cálculo de Costos entre Método Actual y Propuesto en Líneas de Transmisión

N°	LINEA	INVERSIÓN SEGÚN MODELO PROPUESTO	INVERSIÓN SEGÚN SE LO HACE ACTUALMENTE	DIFERENCIA
		COSTOS	COSTOS	
1	MILAGRO-MACHALA	22,514,537.95	22,297,000.00	-1.0
2	QUEVEDO-PORTOVIEJO	18,345,179.07	20,200,000.00	9.2
3	4 ESQUINAS- SAN GREGORIO	545,589.87	550,000.00	0.8
4	ZHORAY-SININCAY	7,786,187.23	7,727,000.00	-0.8
5	CHONGON-SANTA ELENA	8,509,962.09	8,547,000.00	0.4
6	TRINITARIA-SALITRAL	1,423,676.61	1,560,000.00	8.7
7	PROSPERINA	1,000,646.13	960,000.00	-4.2

8	MILAGRO- LAS ESCLUSAS	9,005,815.18	9,200,000.00	2.1
9	PIFO	898,406.22	960,000.00	6.4
10	TOTORAS - QUEVEDO	23,208,827.31	24,100,000.00	3.7

Como se puede observar existen diferencias en los cálculos propuestos sin un fundamento matemático, es decir como se lo hace actualmente y la propuesta de esta tesis, conforme avance el análisis se determinará el impacto final en el costo medio de transmisión.

4.2 CÁLCULO DEL COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN, COMPARACIÓN ENTRE MÉTODO ACTUAL Y PROPUESTO

Primero debemos calcular los activos del transporte de energía en los cuales podemos distinguir 3 tipos:

1. Los activos de las líneas de transmisión cuya depreciación se calcula a 45 años,
2. Los activos de subestaciones de transformación transmisión cuya depreciación se calcula a 30 años,
3. Los activos del centro de control de transporte transmisión cuya depreciación se calcula a 10 años,

En esta subdivisión hay una diferencia marcada en la vida útil, las líneas de transmisión, siendo instalaciones prácticamente estructurales, tienen un alto período de uso, las subestaciones y sus equipos de maniobra y los equipos de los sistemas de control, son tecnologías de punta y se deprecian rápidamente.

Todos los cálculos que se presentan a continuación tienen como referencia el ANEXO 4 donde se presentan los cálculos del costo medio de transmisión.

4.2.1 CÁLCULO DE ACTIVOS

Los siguientes cuadros muestran el resumen del valor de reposición a nuevo del activo bruto histórico a diciembre del 2005, las obras que ingresaron en el 2006 y el que se tuvieron a diciembre del 2006.

Para el cuadro 4.3 se realiza la suma de todos los activos tanto para líneas de transmisión como para subestaciones y además el centro de control existentes hasta el 2005.

(Para detalle correspondiente a cada Línea de transmisión y subestación ver tablas en Anexo 5: "VRN LINEAS DE TRANSMISIÓN TOTAL Y CONEXIÓN (v may-06)" y "VRN SUBESTACIONES TOTAL Y CONEXIÓN (v may-06)")

Tabla 4.3 Resumen Valor de Reposición a nuevo hasta 2005

DESCRIPCION	VRN TOTAL	SIN CONEXIONES
	USD	USD
LINEAS DE TRANSMISIÓN	376.916.311	372.603.228
SUBESTACIONES	545.335.789	431.038.899
CENTRO DE CONTROL	3.699.919	3.699.919
TOTAL	925.952.019	807.342.045

El siguiente cuadro muestra los costos totales de los proyectos que ingresaron en el 2006 los mismos que se calcularon con el modelo propuesto en esta tesis en Anexo 3, ver tabla "OBRA QUE INGRESAN EN OPERACIÓN DURANTE EL AÑO 2006"

Tabla 4.4 Resumen Valor de Reposición a nuevo para obras que ingresan en el 2006

DESCRIPCION	VRN OBRAS 2006	S/CONEX 2006
	USD	USD
LINEAS DE TRANSMISIÓN	1.424.000	1.424.000
SUBESTACIONES	34.269.490	34.269.490
TOTAL	35.693.490	35.693.490

Finalmente se tiene el activo total bruto hasta diciembre del 2006 el mismo que es la suma de los activos hasta el 2005 y los ingresados en el 2006

Tabla 4.5 Resumen valor de reposición a nuevo para activo total bruto hasta diciembre 2006

DESCRIPCIÓN	VRN TOTAL	SIN CONEXIONES
	USD	USD
LINEAS DE TRANSMISIÓN	378.340.311	374.027.228
SUBESTACIONES	579.605.279	465.308.389
CENTRO DE CONTROL	3.699.919	3.699.919
TOTAL	961.645.509	843.035.535

4.2.2 ACTIVO BRUTO TOTAL

El siguiente paso es determinar el activo bruto total el mismo que será la suma del activo histórico total y el activo total del plan de expansión.

Para el activo bruto total de expansión de debe determinar el costo de cada uno de los proyectos que se tiene planificado para los siguientes años desde el 2007 hasta el 2016, estos costos se han determinado a través del programa planteado en esta tesis y se detallan en la siguiente tabla tanto para líneas de transmisión como para subestaciones.

En la Tabla 4.6 se indica el nombre del proyecto y el costo que tendrá este en su respectivo año de inversión.

Vale indicar que para el activo bruto de centro de control este se mantiene constante por ser mínima su influencia en los cálculos finales.

9,5	- Pascuales, 69 kV, 2 x 12 MVAR	791									791	
9,6	- Perimetral, 69 kV, 2 x 12 MVAR	791									791	
9,7	- Esmeraldas 69 kV, 1 x 12 MVAR adicional		220								220	
9,8	- Pascuales, 138 kV, 2 x 30 MVAR			1.479							1.479	
9,9	- Trinitaria, 69 kV, 2 x 12 MVAR					927					927	
9,10	- Pomasqui, 138 kV										-	
9,11	- Santo Domingo 69 kV, 1 x 12 MVAR							500			500	
9,12	- Ibarra 69 kV, 1 x 12 MVAR								500		500	
9,13	- Babahoyo 69 kV, 1 x 12 MVAR								500		500	
9,14	- Mulaló 69 kV, 1 x 6 MVAR									452	452	
10	Interconexión con Colombia, segunda línea 230 kV.	35.713									35.713	
11	Sistema de transmisión Nororiente, 138 kV.	9.088		3.453							12.541	
12	S/T Salitral - Trinitaria, 138 kV.		1.409								1.409	
13	Subestación Perimetral (Guayaquil), 230/69 kV.	7.354									7.354	
14	Sistema transmisión Limón-Méndez-Macas, 138 kV.	482		6.950							7.432	
15	Sistema transmisión Milagro-Esclusas-Trinitaria, 230 kV.	13.025	10.333								23.358	
16	S/E Pifo, 230/138 kV.		7.692								7.692	
17	Sistema de transmisión Totoras-Quevedo, 230 kV.			25.456							25.456	
18	Sistema de transmisión Loja-Cumbaratza, 138 kV.					3.006					3.006	
19	Sistema de transmisión Quito-Guayaquil, 500 kV.									145.391	145.391	
TOTAL		184.543	40.780	55.843	20.083	14.753	21.534	937	6.006	145.843	15.604	505.926
TOTAL LINEAS DE TRASNMIÓN		90.247	10.005	33.611	-	5.628				87.600	5.179	232.270
TOTAL SUBESTACIONES		94.296	30.775	22.232	20.083	9.125	21.534	937	6.006	58.243	10.425	273.656

4.2.3 CÁLCULO DE LA ANUALIDAD

Para el estudio de la anualidad se presentan los siguientes datos de vida útil, Dichos valores están establecidos por ley por lo que se debe aplicar tanto al método actual como al propuesto

- Líneas de transmisión, vida útil de 45 años
- Subestaciones, vida útil de 30 años
- Centros de Control de Transmisión, vida útil de 10 años.

$$\text{Anualidad}_{\text{periodo}=1,2,\dots,10} = A_{\text{LT periodo}=1,2,\dots,10} + A_{\text{S/E periodo}=1,2,\dots,10} + A_{\text{CCT periodo}=1,2,\dots,10}$$

Anualidad de Líneas de Transmisión.

$A_{\text{LT periodo}=1,2,\dots,10}$ = Función PAGO (Tasa de descuento anual **valor FIJO**, Número de años de Vida útil **valor FIJO**, A.B.T.-L.T. periodo= 1,2,...,10)

Anualidad de Subestaciones.

$A_{\text{S/E periodo}=1,2,\dots,10}$ = Función PAGO (Tasa de descuento anual **valor FIJO**, Número de años de Vida útil **valor FIJO**, A.B.T.-S/E. periodo=1,2,...,10)

Anualidad de Centro de Control de Transmisión CCT.

$A_{\text{CCT periodo}=1,2,\dots,10}$ = Función PAGO (Tasa de descuento anual **valor FIJO**, Número de años de Vida útil **valor FIJO**, A.B.T.-CCT periodos)

Nota: Se mantiene constante para todos los periodos.

Mensualidad.

$$\text{Mensualidad}_{\text{periodo}=1,2,\dots,10} = M_{\text{LT periodo}=1,2,\dots,10} + M_{\text{S/E periodo}=1,2,\dots,10} + M_{\text{CCT periodo}=1,2,\dots,10}$$

Mensualidad de Líneas de Transmisión.

$M_{\text{LT periodo}=1,2,\dots,10}$ = Función PAGO (Tasa de descuento mensual **valor FIJO**, Número de años de Vida útil **valor FIJO X12**, A.B.T.-L.T. periodo= 1,2,...,10)

Mensualidad de Subestaciones.

$M_{S/E \text{ periodo}= 1,2,\dots,10}$ = Función PAGO (Tasa de descuento mensual **valor FIJO**,
Número de años de Vida útil **valor FIJO X12**, A.B.T. S/E. periodo=1,2,...,10)

Mensualidad de Centro de Control de Transmisión CCT.

$M_{CCT \text{ periodo}= 1,2,\dots,10}$ = Función PAGO (Tasa de descuento mensual **valor FIJO**,
Número de años de Vida útil **valor FIJO X12**, A.B.T. CCT periodos)

Nota: Se mantiene constante para todos los periodos.

4.2.4 GASTOS

Se tiene gastos de:

- Operación y mantenimiento O&M. **(a)**
 - Ingreso por Cargo Variable de transmisión IPCVT. **(b)**
 - Neto a la tarifa de transmisión NTT **(c)**
- a) Los gastos de operación y mantenimiento de mantienen los mismos del modelo anterior
- b) Los Ingreso por Cargo Variable de transmisión IPCVT se mantienen los del modelo anterior

Lo explicado anteriormente se resume en la tabla 4.7 ya con los valores para el nuevo modelo

Potencia US \$/MW-año		2,79	2,87	2,89	2,86	2,81	2,73	2,61	2,52	2,66	2,58
Evaluación flujos anuales											
Ingresos anuales		94.214	101.394	106.573	110.093	113.160	114.460	114.172	114.967	126.972	128.444
Promedio de ingresos mensuales		7.620	8.209	8.628	8.917	9.169	9.275	9.251	9.316	10.284	10.403
Evaluación Flujo período valor presente											
Ingresos a valor presente anuales		94.214	87.739	85.787	82.438	78.823	74.165	68.818	64.462	66.226	62.320
Total de ingresos a valor presente		764.993									
Ingresos a valor presente mensuales		7.088	7.104	6.946	6.677	6.387	6.010	5.576	5.223	5.364	5.048
Total de ingresos a valor presente		61.423									
Demanda a Valor Presente											
Potencia anual		2.539	2.471	2.402	2.332	2.273	2.205	2.139	2.074	2.016	1.956
Total de potencia		22.407									
Energía VP		14.743	13.427	13.125	12.812	12.548	12.229	11.910	11.595	11.311	11.009
Suma Energía a VP		124.709									
Tarifa Media											
Tarifa media flujo potencia US \$/kW-año											34,1
Tarifa media flujo energía US\$ctvs/kWh											0,613421
Tasa de Descuento anual-mensual											
			7,50%								0,60%
Tarifa media en Potencia mensual US \$/kW-mes											2,74

Resultados con el nuevo modelo

Los resultados obtenidos con el modelo anterior se detallan a continuación

Tarifa Media			
Tarifa media flujo potencia US \$/kW-año			34,7
Tarifa media flujo energía US\$ctvs/kWh			0,623826
Tasa de Descuento anual-mensual			
		7,50%	0,60%
Tarifa media en Potencia mensual US \$/kW-mes			2,79

Resultados con el modelo anterior

Los cálculos se los realiza con una tasa de descuento constante y aprobada por el CONELEC de 7,5%, sin embargo ya se puede ver una interesante diferencia entre los cálculos del modelo propuesto y los cálculos del modelo actual.

4.2.5 ANALISIS DE LA DIFERENCIA

Aparentemente la diferencia es pequeña del orden del 1,5%, su diferencia se esperaba más en el orden cualitativo que cuantitativo, sin embargo si consideramos la energía consumida por el país [x] en 2006 como ejemplo, veremos que la empresa se beneficiaría en 1,7 millones como se indica en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Comparación de cálculo del modelo propuesto versus modelo actual

	kWh CtvsUSD	kWh USD	GWh	kWh	Total
Modelo propuesto	0.613421	0.0061342 1	16,384.50	16,384,500,000.0 0	100,505,963.7 5
Modelo actual	0.623826	0.0062382 6	16,384.50	16,384,500,000.0 0	102,210,770.9 7
	DIFERENCIA USD				1,704,807.22

4.3 LA TASA DE DESCUENTO

En la actualidad la tasa de descuento es fijada y aprobada por CONELEC las razones para haber fijado en un valor del 7,5 % no se establece ni se la discute en esta tesis, simplemente se calcula la tasa de descuento real que se debe aplicar para la construcción de los proyectos de transmisión eléctrica conforme lo determinan las teorías económicas vigentes. A continuación se presenta el cálculo de la tasa de descuento utilizando la teoría del costo ponderado de capital o WACC por sus siglas en inglés.

4.3.1 CÁLCULO DE LA TASA DE DESCUENTO

Sabemos que el costo ponderado de capital viene dado por:

$$\text{WACC} = (K / (K + D)) \times \text{CE} + (D / (K + D)) \times \text{CD} \times (1 - t) \quad (4.1)$$

Donde WACC es el costo promedio ponderado del capital a utilizarse como tasa de descuento; K el patrimonio, D la deuda (esta fórmula supone un solo tipo de deuda), CE el costo del capital propio, CD el costo de la deuda, y t la tasa impositiva.

Además:

$$\text{Costo del capital propio CE} = \text{Re} = \text{Rf} + \text{Beta} \times (\text{RM} - \text{Rf}) \quad (4.2)$$

Donde *Re* es el retorno de una acción en el mercado de capitales, *Rf* es la tasa libre de riesgo, *RM* el rendimiento o retorno promedio del mercado accionario, beta la sensibilidad de los retornos.

Es necesario entonces establecer el costo del patrimonio (equity) y el costo de la deuda entonces usamos el modelo capital-asset pricing model (CAPM) para calcular el costo del patrimonio (equity). Los datos presentados aquí corresponden al año 2006, pues, el objetivo de este capítulo es determinar el valor a este año considerando el plan de expansión a partir de 2007.

Para el factor *fr* (risk-free rate) empleamos el valor de 7,53 para bonos a diez años, el valor de beta se da como dato por segmento. El riesgo de mercado se lo calcula tomando los datos de referencia de www.moodys.com. Así en la tabla 4,9 se resume el cálculo establecido:

Tabla 4.9 Prima de riesgo y el riesgo soberano de Ecuador en función del “rating soberano”

PAIS	RATING MOODYS Ene-06	DEFAULT SPREAD	%	VOLAT. RELATIVA ACCIONES	DEFAULT SPREAD AJUSTADO	RISK PREMIUM USA	PREMIO X RIESGO TOTAL
ARGENTINA	B3	600	6	1.5	9.00%	5.00%	14%
CHILE	A1	60	0.6	1.5	0.90%	5.00%	6%
COLOMBIA	Baa2	120	1.2	1.5	1.80%	5.00%	7%
ECUADOR	B3	600	6	1.5	9.00%	5.00%	14%
HONG KONG	Aa3	60	0.6	1.5	0.9%	5.00%	6%

CLASIFICACION DEUDA	MEDIDA DE RIESGO p/RENTA FIJA DE BONOS	RIESGO PAIS C/ 100 P. 1%	VOLATILIDAD MERCADO DE ACCIONES	MEDIDA DE RENTA FIJA A VARIABLE MAYOR RIESGO	MEDIDA DE RIESGO PAIS USA	(Rm - Rf)
---------------------	--	--------------------------	---------------------------------	--	---------------------------	-----------

Por tanto los parámetros a considerarse son los siguientes:

Básica del Banco Central	2,93%	(Rf)
Pasiva Referencial para operaciones en \$	4,04%	
Activa Referencial para operaciones en \$	8,91%	
Legal vigente (vigente 1 al 31 de mayo/06)	8,11%	
Máxima Convencional	12,17%	
Ecuador Global 2012 (Deuda Externa)	101,3%	
Ecuador Global 2030 (Deuda Externa)	103,5%	

PRIMA DE RIESGO : $R_m - R_f$

Evidencia de premios por riesgo en USA:

Formula: Risk Premium: (Stocks - T.Bills) (-) (Stocks - T.Bonds)

Período (Stocks (-) T.Bills) (-) (Stocks (-) T.Bonds)

1928 – 2005 5,95% (-) 4,80% = 1,15

1965 – 2005 4,29% (-) 3,21% = 1,08

1993 – 2005 7,07% (-) 3,76% = 3,31

Risk Premium USA = 5,54

BONOS DEL TESORO AMERICANO:

T. Bills: son de corto plazo de un año o menos.

T. Bonds: son de largo plazo de 5, 10 o más años

Tabla 4.10 Riesgo total versus riesgo de mercado

INDUSTRIA	Beta Activo MERCADO	Beta Activos TOTAL
Transporte aéreo	1,09	2,04
Bancos	0,48	1,48
Biotecnología	1,36	3,32
Tv Cable	1,19	1,86
Cemento	0,74	1,23
Chemical	0,68	1,41
Electricidad	0,47	0,77
Entretenimiento	1,22	2,33
Atención Médicos	0,84	2,23
Metales & Minería	0,87	1,78
Equipos Exploración Petróleo	0,89	0,97
Papel y productos forestales	0,57	1,16
Producción Petróleo	0,54	2,21
Petróleo Integrado	0,80	1,59
Restaurant	0,63	2,19
Telecomunicaciones	1,11	2,19
BETA MERCADO: INDICE ACCIONARIO		

DETERMINANTES DE BETAS:[xi]

¿Qué es un Beta? Es una medida de riesgo, para valorar la volatilidad de la inversión. Las Betas son calculadas::

- 1.- Tipo de negocio: mientras más sensible es el negocio por las condiciones del mercado, mayor es su Beta. Empresas con operaciones cíclicas tienen Betas mayores, ejm. Compañías de Aviación. Empresas con Betas < a 1 son empresas defensivas, ejemplo servicios básicos.
- 2.- Grado de Leverage Operacional: esta en función de la estructura de costos de la empresa, especialmente por la carga de costos fijos en el total de costos. Una empresa con mayores costos fijos que variables, tendrá mayor riesgo.
- 3.- Leverage Financiero: su aumento incrementará el beta del patrimonio de la empresa.

El Beta de los activos está relacionado con el riesgo sistemático de los activos operacionales, mientras que el Beta del patrimonio está asociado al riesgo del capital de los accionistas (acciones). El riesgo del accionista es diferente del riesgo de la empresa.

Finalmente para el cálculo de r_f tomamos el valor de 2.98, el factor $R_m - r_f$ sería del 14 % y el factor β tomaríamos los siguientes valores:

$$R_e = R_f + \beta_i (R_m - R_f)$$

$$R_e = 2.93 + 0.77(14) \text{ electricidad}$$

$$R_e = 2,98 + 1 (14\%)$$

$$R_e = 17\%$$

Con estos valores procedemos al cálculo de los nuevos valores de los costos del patrimonio CE o K_e .

El cálculo del WACC se lo puede resumir a continuación:

Tabla 4.11 Cálculo del WACC para el sector eléctrico en Ecuador

Deuda sobre patrimonio [xii]	Costo promedio de la deuda [xiii]	CE o R_e	Valor calculado de WACC
21.00%	9.00%	17.0%	15.0%

4.3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TASA DE DESCUENTO

Para este análisis de sensibilidad se ha variado la tasa de descuento anual en pasos de 0.5% desde 9.0% hasta 17.0% con los valores de: Tarifa Media de Flujo de Potencia anual, Tarifa Media de Flujo de Energía, Tarifa Media en Potencia Mensual.

Para una mejor visualización se ha procedido a graficar cada una de estas tarifas con respecto a la variación de la tasa de descuento.

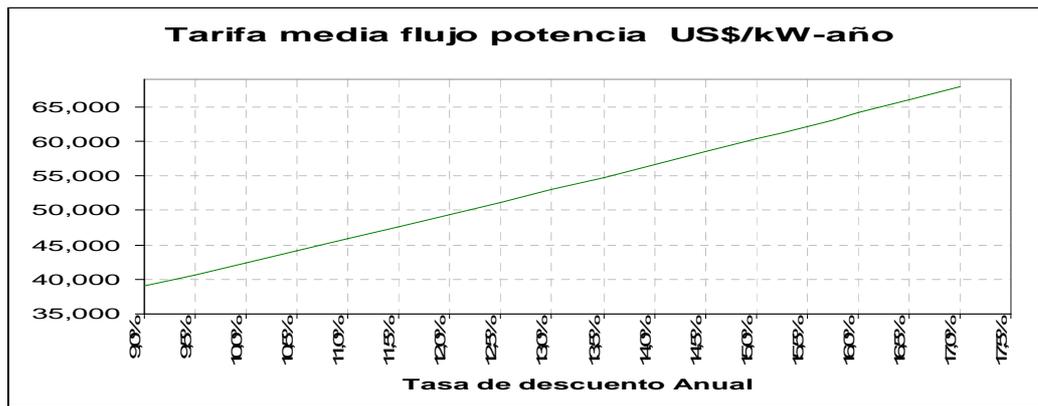


Figura No 4.3 Análisis de sensibilidad de la tarifa media del flujo de potencia respecto a la tasa de descuento.

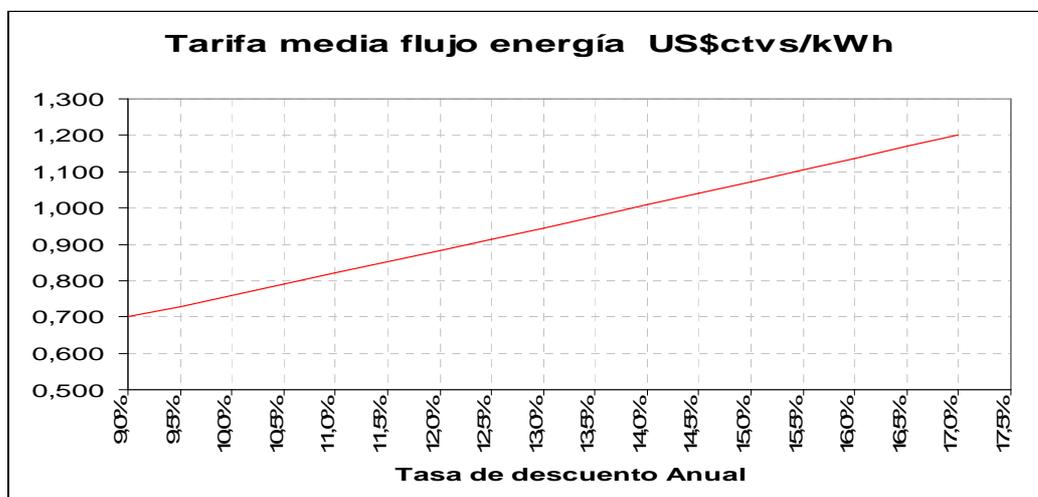


Figura No 4.4 Análisis de sensibilidad de la tarifa media de la energía respecto a la tasa de descuento.

De acuerdo a las gráficas se puede ver que la variación de cada una de las tarifas es de manera lineal.

4.4 LA TARIFA DE TRANSMISIÓN EN COMPARACIÓN CON OTROS PAISES

Finalmente es necesario establecer una comparación con los modelos de tarifación de otros países.

En el Anexo 6 se presenta un cuadro comparativo por país sobre Marco Regulatorio Vigente [xiv] y se hace un resumen de los modelos de tarifación de transmisión en otros países. Resulta conveniente comparar un modelo distinto y de óptimo funcionamiento respecto del modelo ecuatoriano.

4.5 EL MODELO CHILENO COMPARACIÓN CON EL MODELO ECUATORIANO

Una vez realizado el estudio del modelo chileno se pueden obtener los siguientes parámetros de comparación tal como lo indica la tabla 4.13

Tabla 4.12 Comparación entre el modelo chileno y el modelo ecuatoriano

	CHILE	ECUADOR
Tensiones de transmisión	500,220,154,110 66 kV	230 y 138 kV
Cantidad y propiedad de las empresas.	No existe un monopolio legal. No obstante la casi totalidad de la red pertenece a la empresa privada HQI Transelec Chile.	Existe un monopolio nacional a cargo de Transelectric, cuyo capital es 100% estatal.
Papel de transportista en la regulación.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y la Comisión Resolutiva Antimonopolio obligó a la desintegración vertical del transportista.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.
Incidencia de la red en la formación del precio spot.	Existen precios sport por nodo para energía y potencia de punta. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales.	Existen precios spot por nodo para la energía. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales. El precio de potencia de punta es único en la red.
Remuneración al transportista por red preexistente.	Transmisión troncal: Las instalaciones existentes se remuneran por el AVI (anualidad del valor nuevo de inversión) calculada al 10% sobre costos estándares más el COMA (costo de operación, mantenimiento y administración) calculado sobre costos estándar. Subtransmisión: Se remunera el AVI, pero sólo para las instalaciones económicamente adaptadas y el COMA.	Se remunera al transportista: Un costo medio por los activos, calculado de modo que se cubra el costo de los activos estimado mediante un flujo de fondos descontado en el que se incluyen las inversiones del programa óptimo de expansión, y un costo estándar de operación y mantenimiento. Para el cálculo de anualidades de costo de activos se toma vida útil 45 años para líneas y 30 para estaciones y tasa 7.5%. Un costo estándar de operación y mantenimiento.
Distribución de los pagos	Se tiene una modalidad de distribución de los pagos entre generadores y consumidores, en función del uso que ellos hacen de las instalaciones del sistema troncal, da una correcta señal de localización a los generadores asignado mayores costos de transporte a aquellas centrales más alejadas de los centros de consumo y da una mayor	Únicamente el transmisor asume el pago de las nuevas instalaciones. Siempre y cuando éstas estén dentro del plan de expansión aprobado.

	claridad en los que serán los sujetos de pago por el uso del sistema de transmisión	
--	---	--

Para los cálculos de los activos de los proyectos de expansión y el COMA (costo de operación, mantenimiento y administración) en Chile se contratan consultorías quienes determinan los valores a remunerarse, dichos estudios se someten a revisiones y se obtienen los valores más consensuados entre los diferentes involucrados del sector.

En Ecuador los costos de los activos de los proyectos del plan de expansión se los determina en base a informes emitidos por TRANSELECTRIC S.A. mismos que son aprobados por CONELEC. Además la tasa de descuento es del 7,5% lo que no garantiza rentabilidad alguna como se verá en el capítulo 4 así como el procedimiento del plan de expansión.

Básicamente en Chile se aprueba la denominada “Ley Corta” aprobada en Mayo del 2002 a diferencia de Ecuador cuyo último cambio se da en 1996. Esta ley propone sobre el sector de la transmisión, se puede ver que existe un cambio significativo especialmente en lo relacionado a lo que es tarifación y expansión de la red de alta tensión, del cual propone sustituir el procedimiento privado de tarifación y expansión de la transmisión actual por uno regulado.

La ley corta también introduce normativas que apuntan hacia futuras interconexiones de sistemas eléctricos, normando los intercambios de energía y potencia que se produzcan a través de estas instalaciones, facilitando y aclarando con ello los ingresos que percibirán sus futuros propietarios. [xv]

Se puede establecer una comparación de los efectos que han generado por un lado la Ley Corta de Chile y por otro la LRSE en Ecuador.

Tabla 4.13 Comparación efectos producidos por las leyes en Ecuador y Chile

Efectos producidos Ley Corta Chile 2002	Efectos producidos LRSE 1996
Se aclaran los conceptos tarifarios por flujos de potencia en contra flujo, reduciendo las complicaciones de recaudación por parte del transmisor	No hay este concepto
La modalidad de distribución de los pagos entre generadores y consumidores, en función del uso que ellos hacen de las instalaciones del sistema troncal, da una correcta señal de localización a los generadores asignado mayores costos de transporte a aquellas centrales más alejadas de los centros de consumo y da una mayor claridad en los que serán los sujetos de pago por el uso del sistema de transmisión	La red en Ecuador no está compartida su costo por generadores y/o consumidores. No se da ninguna señal al mercado
La necesidad de nuevas inversiones se ordena a través de un estudio de expansión del sistema troncal, en donde la presencia del panel de expertos en la decisión de las nuevas instalaciones a construir, asegura a generadores y consumidores que habrá una asignación óptima de los recursos	Ídem en Ecuador con la salvedad que muchos de los estudios en Chile salen a consultoría Privada
o Se restringe la propiedad de las empresas eléctricas en las empresas propietarias del sistema troncal, impidiendo con ello en forma acertada la integración vertical generación-transporte	En Ecuador no hay posibilidad de que la red pertenezca aunque sea en parte a un generador o distribuidor

En general se puede afirmar que el sistema chileno se encuentra mucho más organizado, da mejores señales al mercado, aunque coincide en aceptar el monopolio natural del transmisor. Obviamente los mejores efectos de una buena distribución y generación contribuyen a respaldar las funciones y objetivos del sector de la transmisión.

4.6 EFECTO DEL VALOR CALCULADO EN LA TARIFA DE ENERGÍA

Acorde con los análisis establecidos en 4.2 y 4.3 con una tasa de descuento del orden del 15% la tarifa media del flujo de energía transmitida está detallada en la tabla 4.12:

Tabla 4.14 Cálculo de la tarifa de transmisión con WACC calculado

Tarifa Media		
Tarifa media flujo potencia US \$/kW-año		60.3
Tarifa media flujo energía US\$ctvs/kWh		1.072412
Tasa de Descuento anual-mensual	15.00%	1.17%
Tarifa media en Potencia mensual US \$/kW-mes		4.63

(Simplemente corriendo el programa EXCEL detallado en el Anexo 3 y evaluando para los nuevos valores). Con lo que el costo de transmisión US\$ctvs/kWh es de 1.07 es decir como un 72% más caro que el actual.

4.7 IMPACTO DE LA TARIFA EN FUNCIÓN DE LAS OBRAS DEL PLAN DE EXPANSIÓN. ANÁLISIS DE AJUSTES TARIFARIOS

Aparentemente la transmisora perdería una gran cantidad de dinero pero queda una pregunta: ¿Cuál es el Impacto de la tarifa en función de las obras del plan de expansión?

Se supone que el usuario paga por la expansión del sistema por su confiabilidad y su continuidad de servicio, Por tanto para este análisis debemos separar los costos de la expansión del sistema y los costos de operación y mantenimiento. Para ello podemos referirnos a la figura 4.5 para observar la evolución de los costos de operación y mantenimiento de TRANSELECTRIC S.A.

TRANSELECTRIC S.A.
CUADRO COMPARATIVO GASTOS DE OPERACIÓN
AÑO 2002-2006 (en millones)

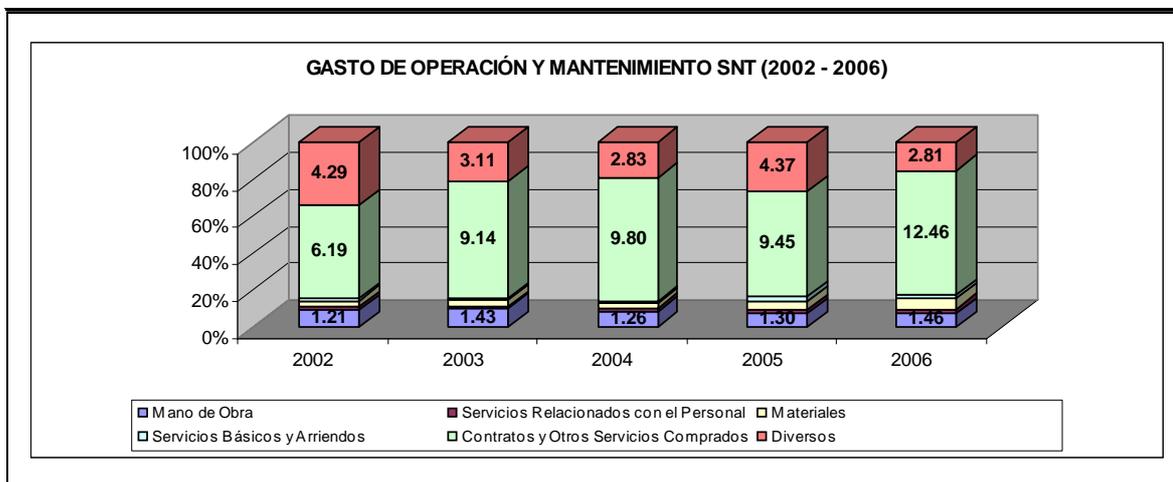


Figura No 4.5 Gasto de operación y mantenimiento SNT (2002 – 2006) en porcentaje.

Fuente Gerencia de Explotación y Departamento Financiero TRANSELECTRIC. S.A.

Como se puede observar en la figura 4.5 los costos de operación y mantenimiento tienen una media de 14% en 5 años, tomando como base este valor, podemos afirmar que el impacto sobre la tarifa del plan de expansión está en el 86% restante, que se va en las inversiones del plan de expansión.

Si el plan se cumple únicamente en parte, ¿qué influencia debe tener en la tarifa?

En la tabla 4.15 se detalla por ejemplo el grado de cumplimiento del plan de expansión para las diferentes obras, tomando como base el plan de expansión de 2005, podemos observar el plan de cumplimiento hasta el 2007

Tabla 4.15 Porcentaje de avance de cumplimiento del plan de expansión hasta 2007

OBRA No.	DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS	FECHA DE ENTRADA	AVANCE ACTUAL %	FECHA ENTRADA FINAL
40	S/E SALITRAL: Ampliación de una Bahía de 138 kV y GIS de 69 kV (10 bahías).	31-Dic-06	73	
66	S/E POMASQUI: Ampliación de 4 bahías de 138 kV.	31-Oct-06	100	11-Nov-07
67	S/E SANTA ROSA: Instalación de Capacitores 3x25 MVAR en 138 kV.	31-Mar-07	41	
73	S/E STA. ROSA: Ampliación bahías 230 kV para Interconexión con Colombia.	31-Mar-07	41	
75	S/E POMASQUI: Ampliación bahías y reactor 230 kV para Interconexión con Colombia .	31-Mar-07	58	
76	S/E POLICENTRO: Instalación de un transformador monofásico de reserva	30-Sep-06	90	
86	S/E AMBATO: Equipamiento de bahía de transferencia de 69 kV.	30-Sep-06	96	
89	S/E SHORAY: Construcción de subestación de seccionamiento de 230 kV.	31-Ene-07	96	
92	S/E TENA: Ampliación de dos bahías de 138 kV.	31-Mar-07	100	
93	S/E LOJA: Instalación de GIS de 69 kV.	31-Ago-06	1	
99	S/E DOS CERRITOS: Instalación de un transformador monofásico de reserva	30-Nov-06	100	
102	S/E BAÑOS : Construcción subest. seccionamiento 138 kV (secc. L/T Agoyán-Totoras).	31-Mar-07	25	
108	S/E QUEVEDO: Instalación de un transformador monofásico de reserva	30-Sep-06	100	18-Nov-07
1	L/T VICENTINA-POMASQUI-IBARRA 138 kV: seccionamiento actual línea Vicentina-Ibarra.	31-Oct-06	85	
60	L/T TRINITARIA - SALITRAL A 138 kV	31-Dic-06	65	
62	L/T ZHORAY (PAUTE) - CUENCA A 230 kV	28-Feb-07	75	
LT-4	L/T BAÑOS-PUYO-TENA: se energiza a su voltaje de diseño de 138 kV.	31-Mar-07	85	
68	SEGUNDA INTERCONEXION CON COLOMBIA A 230 kV (Pomasqui-Frontera norte)	31-Mar-07	78	
69	SEGUNDA INTERCONEXION CON COLOMBIA A 230 kV (Santa Rosa-Pomasqui)	15-Jun-07	44	
LT-8	L/T TRINITARIA - LAS ESCLUSAS, 230 kV.	30-Sep-06	15	

Como se puede ver las obras sufren retrasos, muchos de lo cual ya se analizó en el primer capítulo, como son la estructura vertical de la transmisora, el aparato burocrático en el ámbito ambiental que constituye una externalidad a la empresa, la injerencia política, etc.

Evaluar los costos de los retrasos y la consecuente penalización vía tarifa debería implicar una serie de acciones, que corresponderían al regulador, tales como:

- Certificar el porcentaje de avance de las obras.

- Ponderar las fases de los proyectos acorde a las curvas de inversión de los mismos
- Determinar en que porcentaje de avance de la curva de inversiones se encuentra cada proyecto, pues la curva de inversión de un proyecto del sector eléctrico se asemeja a una campana de Gauss. Por tanto no es igual que el proyecto se atrase en la fase de estudios que en la de construcción.

En la Tabla 4.15 se puede estimar rápidamente un porcentaje de atraso cercano al 30%, lo que implicaría una penalización, que si la consideramos para facilitar la estimación directamente proporcional al retraso, de ese orden, ésta se aplicaría en la tarifa para el rubro de expansión.

Para hacer una estimación, es decir si el kWh transmitido en la actualidad es de 0.61 centavos, de este valor se resta el 14% de operación y mantenimiento y se procede a penalizar con el 30 % por concepto de retrasos, la tarifa por kWh. transmitido sería de 0.452. Sin embargo esto no sería posible aplicar en la actualidad por las siguientes razones:

- 1) La transmisora hasta ahora no tiene un contrato de concesión, por tanto no es legal la aplicación de penalizaciones
- 2) Los retrasos muchas veces son cuestiones externas a los proyectos y se debe evaluar las responsabilidades
- 3) La transmisora recauda aproximadamente el 62% de lo que transporta, (dato que se lo puede obtener fácilmente con cualquier corte de cartera de pago para la transmisora) razón por la cual se puede estimar que en lugar de los 0.61 centavos recibe una tarifa de 0.378 centavos, esto implica que de por si la empresa transmisora esta ya penalizada.

Los ajustes tarifarios, por tanto, no resultan posibles mientras no se solucionen los problemas tanto legal, como de recaudación.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

5.1.1 La estructura del sector eléctrico está basada en los procesos de producción de la energía eléctrica, donde la transmisión es un nexo, entre generadores y distribuidores, con funciones definidas por ley. La ingerencia estatal en los procesos de producción es definitiva lo que convierte al sector en general en lento e ineficiente por ser poco competitivo.

5.1.2 El sector eléctrico ecuatoriano se mira a si mismo como una isla, apartado de los demás sectores, como el judicial, el educativo, el financiero y otros, los análisis de las instituciones rectoras del sector no han tenido la capacidad para presentar una visión integral del mismo, como se lo presenta en el primer capítulo de esta tesis.

5.1.3 La estructura de TRANSELECTRIC S. A. S.A. es básicamente vertical, no existe espacio para que la institución ingrese a un esquema de modernización dinámico, debido a que como indica la conclusión anterior esta basada en la ley. El análisis FODA de la empresa, es el resultado de varios años de estudio y que en esta tesis se lo presenta en forma resumida en el primer capítulo, revela que la institución esta más preocupada de un tema de mejora y recaudación de ingresos y agilización de cobros, que en un cambio estructural que permita un empoderamiento de sus gerencias, con lo cual se facilitarían los objetivos del plan estratégico.

5.1.4 La tarifa de transmisión en Ecuador es de tipo estampilla, actúa como un impuesto, si bien su aplicación es simple, sin embargo, este impuesto *no mira* ubicaciones geográficas ni riesgos.

5.1.5 La determinación de los costos de los sistemas de transmisión para los proyectos del plan de expansión no tiene una base científica o estadística, el proceso para fijarla es lento, depende del "expertise" de los técnicos de TRANSELECTRIC S.A.

5.1.6 La tarifa de transmisión debe cubrir los costos del transporte en general considerando los planes de expansión del sistema nacional interconectado. El capítulo 3 nos demuestra que la expansión del sistema es función de los costos de las subestaciones y las líneas de transmisión en gran medida.

5.1.7 Tanto los costos de las líneas de transmisión como las subestaciones pueden ser calculados mediante modelos matemáticos basados en información estadística, así como los costos de operación y mantenimiento, con lo cual se puede tener una base científico-estadística para el cálculo de los costos de transmisión.

5.1.8 Con el uso de herramientas computacionales modernas podemos afirmar que el modelo para el cálculo de costos en transmisión propuesto en este estudio, es de alta calidad como se demuestra en los análisis de errores correspondientes y las gráficas que presentan la realidad versus el modelo presentado en todos los casos.

5.1.9 Para las líneas de transmisión las variables que determinan el costo de las mismas en orden de importancia son:

1. La longitud de la línea.
2. El número de circuitos
3. El nivel de voltaje
4. La zona de construcción del proyecto.

Por las expresiones encontradas las variables voltaje y número de circuitos están estrechamente vinculada, produciendo un efecto que en Química se conoce como efecto H_2O , es decir no tendría mucho sentido la una variable sin la otra..

5.1.10 Para las subestaciones las variables que determinan el costo de las mismas en orden de importancia son:

1. La tensión o voltaje de transmisión (138 kV- 230kV)
2. Número de bahías existentes de 230kV
3. Número de bahías existentes de 138kV
4. Número de bahías existentes de 69kV
5. Zona a la que pertenece la subestación.

Del estudio realizado se puede concluir que:

5.1.10.1. Las subestaciones son función de su tamaño, es decir del número de posiciones o bahías y a su vez de los niveles de voltaje de éstas

5.1.10.2 Las subestaciones dependen de un factor exponencial de la zona donde se ubican debido a que los costos son diferentes en costa y sierra.

5.1.11 Para los transformadores de potencia el costo de estos equipos depende de:

1. La tensión o voltaje a la que trabaja el transformador
2. Número de devanados
3. Potencia máxima del transformador
4. Cambiador de tomas bajo carga

5.1.12 Los costos de operación y mantenimiento son directamente proporcionales al tiempo, es decir conforme se incorporan los proyectos al Sistema Nacional Interconectado, los costos crecen en relación lineal.

5.1.13 Si aplicamos la teoría del costo ponderado de capital a la tasa de descuento como se presenta en el capítulo 4, podemos concluir que ésta es mucho mayor a la que actualmente se le reconoce. El elemento riesgo es fundamental en el incremento de este valor.

5.2 RECOMENDACIONES

5.2.1 El sector eléctrico ecuatoriano debe tener una visión integral de sí mismo, considerándose como parte de un todo, que le permitirá la correcta

determinación de los factores de interacción entre las diferentes entidades, para encontrar las leyes, reglamentos y políticas en general que den agilidad, y eficiencia al sector.

5.2.2 Se recomienda a la empresa TRANSELECTRIC S.A. que en su plan estratégico se considere la necesidad de modificar su estructura organizativa, con gerencias que tengan capacidad de decisión, de contratación de recursos humanos y que manejen con alguna libertad sus recursos, tanto humanos como económicos.

5.2.3 Se recomienda la utilización del vector de costos presentado en la tabla 3.24 la cual esta basada en los cálculos estadísticos de esta tesis para la determinación de costos de sistemas de transmisión

5.2.3 Se recomienda que la tasa de descuento que se reconoce ala transmisora sea calculada con las teorías económicas actuales, como la presentada en este estudio. Es esencial que el concepto de riesgo ingrese en los cálculos de las variables económicas.

5.2.4 El objetivo final de un trabajo de tesis de maestría, debería ser impulsar a generar una visión filosófica diferente de nuestras instituciones, lo que permitirá fortalecerlas y evitar la ingerencia de los intereses de grupo.

Espero que este estudio que ha requerido una gran cantidad de información y paciencia, contribuya en algo a este objetivo, no cabe duda que en general, en nuestro país nos falta desesperadamente este enfoque diferente en todos los sectores. La EPN ha dado un gran paso con la consecución de este objetivo al decidir cubrir esta necesidad con este programa de postgrado. No cabe duda el gran papel de la Escuela Politécnica Nacional en la mejora de los diferentes sectores productivos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Michael.Porter, “Ventaja competitiva”, Compañía Editorial Continental, México, 1996
- [2] Nota del Autor: En la actualidad los contratos de construcción y suministro que se suscriban en la empresa de transmisión deben tener el visto bueno de Procuraduría para montos superiores a \$ 140.000 aproximadamente, es decir el costo estimado de apenas 1 km. de línea de 138 kV, El trámite tiene un período promedio de 1 mes.
- [3] Tomás Fahrenkrog B., Rodrigo Palma B., Juan Pérez R.”TARIFICACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION ELECTRICA” Departamento de Ingeniería Eléctrica - Universidad de Chile, 2003 Cuadernos de economía ISSN 0717-6821 versión on-line
- [4] Green Richard, “Electricity transmission pricing: an international comparison”, Utilities Policy, 1997.
- [5] Rudnick H., Cura E. y Palma R., “Use of systems approaches for transmission open access”, International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 1999
- [6] Rudnick H., Palma R. y Fernández J., “Marginal pricing and supplement cost allocation in transmission open access”, IEEE Transactions on Power Systems, Mayo 1995
- [7] Resumen de conferencia dictada por el Ing. Patricio Gómez en la Maestría de Administración de Negocios del sector Eléctrico EPN Julio 2006, elaboración : autor
- [8] Modelos de regulación e instituciones para el sector eléctrico Carlos Ocaña Pérez de Tudela Junio 2003
- [9] TARIFICACIÓN ÓPTIMA DE SERVICIOS DE TRANSMISIÓN EN MERCADOS COMPETITIVOS DE ENERGÍA, Tesis doctoral de Gabriel Benjamín Salazar Yépez, Capítulo 3, Páginas 21 -33
- [10] Concejo Nacional de Electricidad CONELEC, ESTADISTICA DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO 2006, Producción y venta de energía Pág. 25
- [11] INVERSIONES Y CREACIÓN DE VALOR III, Econ. Carlos Artieda C., MBA PROFESOR

- [¹²] Vicepresidencia Financiera de TRANSELECTRIC S.A. Informe de gestión financiera 2007
- [¹³] Vicepresidencia Financiera de TRANSELECTRIC S.A. Informe de gestión financiera 2007
- [14] Regulación de la transmisión y el transporte de la interconexión, CIER Documentos de Análisis de Discusión, Noviembre 2006
- [15] Pontificia Universidad católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica, IEE3327 Mercados Eléctricos, Cristián Marcelo Muñoz M., AES Gener .S.A.

ANEXO 1
DETALLE DE PRESUPUESTO EJECUTADO
VERSUS ASIGNADO

CODIGO: FOR-GDI-13



TRANSELECTRIC S.A
PRESUPUESTO DE INVERSIONES
MES : DICIEMBRE 2006
Dólares

CUENTAS / PROY.	CONCEPTO	ASIG INICIAL ANUAL	ASIG REG ANUAL	ASIG REG A DIC	VALOR EJECUTADO								
					MEN DIC	ACUM A DIC	BODEGA	CONT SUSC 2006	TOTAL	%	% EJEC ANUAL	OBSERVACIONES	
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN													
127	02	L/T Milagro - Machala a 230 kV	15,969,355	6,065,355	6,065,355	139,908	600,513		8,268,156	8,868,669	146.22	146.22	Contrato 353-2006 Capítulo a Estructuras
127	04	L/T Quevedo - Portoviejo a 230 kV	8,214,200	8,214,200	8,214,200	4,545	32,129			32,129	0.39	0.39	Contrato 324-2006 capítulo b conductor y accesorios
143	51	L/T Esclusas - Trinitaria a 230 kV	60,000	60,000	60,000	192,321	1,062,841			1,062,841	1,771.40	1,771.40	Contrato 310-2006 capítulo c aisladores y accesorios
127/143	60	L/T Trinitaria - Salitral a 138 kV	1,491,000	1,491,000	1,491,000	63,953	90,297			90,297	6.06	6.06	
127	62	L/T Pasto - Cuenca a 230 kV	5,954,794	5,954,794	5,954,794	41,094	206,311			206,311	3.46	3.46	
127	68	L/T Pasto - Quito a 230 kV Tercera Interconexión	17,468,600	19,739,828	19,739,828	90,324	391,409		15,917,131	16,308,540	82.62	82.62	Contrato 195-2006 estructuras acero galvanizado
69	L/T Santa Rosa - Pomasqui (Terc. Interc.)	8,562,600	9,424,977	9,424,977	0	48,412		5,031,828	5,080,240	53.90	53.90	Contrato 210-2006 aisladores y herrajes	
109	L/T Chongón - Santa Elena	0	89,000	89,000	0	67			67	0.07	0.07	Contrato 209-2006 Adquisición de conductor	
127	111	L/T Milagro - Esclusas a 230 kV	0	130,000	130,000	0	0		0	0.00	0.00	Contrato 195-2006 estructuras acero galvanizado	
		TOTAL	87,720,549	51,169,154	51,169,154	532,145	2,431,978	0	29,217,115	31,649,093	61.85	61.85	
SUBESTACIONES													
127	12	Ampl. S/E Milagro 1 posición L/T Milagro San Idelfonso	3,724,001	3,724,001	3,724,001	1,867,432	3,533,257		233,975	3,767,232	101.16	101.16	Contrato 288-2006 ST/8 capítulo a
127	22	Ampliación S/E Loja, capacitores 69 kV	587,600	753,600	753,600	45,205	673,962			673,962	89.43	89.43	
127	24	S/E Puyo	2,836,000	1,403,633	1,403,633	260,438	306,200		2,028,574	2,334,775	166.34	166.34	Contrato 258-2006 ST/8 capítulo c
127	38	Ampliación S/E Esmeraldas, capacitores 69 kV	587,600	683,600	683,600	45,487	109,915	322,115		432,030	63.20	63.20	Contrato 270-2006 obras civiles
127	40	Ampliación S/E Salitral	13,860,000	13,440,000	13,440,000	118,395	588,244	214,332	272,749	1,075,326	8.00	8.00	Contrato 288-2006 ST/8 capítulo a
127	41	Ampliación S/E Ibarra	3,872,000	3,403,910	3,403,910	474	35,094	1,226,827	1,518,536	2,780,458	81.68	81.68	Contrato 107-2006 Banco capacitores
127	49	Ampliación S/E Santa Elena, capacitores 69 kV	587,600	603,600	603,600	78,154	566,513			566,513	93.86	93.86	Contrato 182-2006 conductores y cables de fuerza
127	50	Ampliación S/E Portoviejo, capacitores 69 kV	587,600	633,600	633,600	349,926	598,836			598,836	94.51	94.51	Contrato 300-2006 obras civiles
127	52	S/E Dos Cerritos capacit 2x12 MVAR 69 kV	0	390,000	390,000	0	0			0	0.00	0.00	Contrato 308-2006 aisladores y herrajes
127	66	Ampliación S/E Pomasqui 138 kV	1,257,000	1,257,000	1,257,000	0	21,571		560,000	581,571	46.27	46.27	Contrato 283-2005 Adq transformadores ST/5 Cap 2
127	67	S/E Santa Rosa capacit. 3x25 MVAR 138 kV	1,041,000	1,041,000	1,041,000	0	0			0	0.00	0.00	Contrato 298-2006 ST/9 Capítulo a Sum de equipos
127	73	Ampl. S/E Santa Rosa 2 pos 230 kV Inter.	307,000	307,000	307,000	51,347	410,113		3,346,154	3,756,267	1,223.54	1,223.54	Contrato 299-2006 ST/9 Capítulo c Sistemas de Superv. control, protección y medición
127	75	Amp S/E Pomasqui 230 kV (Ter Int Colomb)	1,224,000	1,016,752	1,016,752	0	0		1,125,646	1,125,646	110.71	110.71	Contrato 298-2006 ST/9 Capítulo a Sum de equipos
127	76	S/E Policentro Transformador 138/69 kV	1,200,000	1,200,000	1,200,000	4,248	6,306		1,033,302	1,039,608	86.63	86.63	Contrato 278-2005 Adq transformadores ST/5 Cap 2
127	77	S/E Totoms Transformador 138/69 kV	805,000	805,000	805,000	0	0		626,022	626,022	77.77	77.77	Contrato 278-2005 Adq transformadores ST/5 Cap 2
127	78	S/E Santo Domingo Transf. 230/138/69 kV	759,200	759,200	759,200	1,241	2,343		1,417,265	1,419,608	186.99	186.99	Contrato 278-2005 Adq transformadores ST/5 Cap 2
127	79	S/E Machala transformador 138/69 kV	1,050,000	1,050,000	1,050,000	0	0		855,712	855,712	81.50	81.50	Contrato 278-2005 Adq transformadores ST/5 Cap 2
127	80	S/E San Cayetano 230 kV (nueva S/E Portoviejo)	5,587,500	5,587,500	5,587,500	150,769	188,698		475,702	634,399	11.35	11.35	Contrato 257-2006 Obras civiles
127	81	S/E Ochoa León 230 kV (nueva S/E Cuenca)	5,746,000	5,403,000	5,403,000	92,275	296,279		296,303	592,583	10.97	10.97	Contrato 185-2006 Obras civiles se adjudica en jun-06
127	83	Ampliación S/E Portoviejo 1 posición 138 kV	539,000	539,000	539,000	21,897	24,409			24,409	4.53	4.53	Contrato 319-2006 cables de fuerza y control
127	84	S/E Portoviejo capacitores 12 MVAR 69kV	642,000	390,000	390,000	0	0			0	0.00	0.00	Contrato 329-2006 tableros
127	88	Ampliación S/E Quevedo 1 pos 230 kV	680,000	680,000	680,000	0	1,989			1,989	0.29	0.29	
127	86	Ampliación S/E Ambato	28,600	28,600	28,600	2,655	4,324			4,324	15.12	15.12	
127	89	S/E Shory	13,078,004	12,498,004	12,498,004	144,247	687,953		257,391	945,344	7.56	7.56	Contrato 121-2006 Construcción obras civiles saldo
127	90	Ampliación S/E Santa Rosa (segundo banco)	2,681,000	3,192,000	3,192,000	180,579	2,890,198			2,890,198	90.55	90.55	
127	91	Ampliación S/E Machala 230 kV	2,222,000	870,621	870,621	305,570	1,501,062		1,172,550	2,673,612	307.09	307.09	Contrato 288-2006 ST/8 capítulo a
127	92	Ampliación S/E Tena	497,000	159,770	159,770	0	0		145,499	145,499	91.07	91.07	Contrato 288-2006 ST/9 capítulo a
127	93	Ampliación S/E Loja	48,000	48,000	48,000	54,960	161,240			161,240	335.92	335.92	
127	94	Ampliación S/E Cuenca	0	0	0	-672	71			71	0.00	0.00	
127	98	S/E Riobamba Transformador 230/69 kV	1,150,000	1,150,000	1,150,000	127	15,631	966,618	25,284	1,007,532	87.61	87.61	Contrato 278-2005 Adq transformadores ST/5 Cap 2
127	99	S/E Dos Cerritos Transformador 230/69 kV	1,250,000	1,250,000	1,250,000	48	548	1,080,614		1,081,162	86.49	86.49	Contrato 292-2006 Conductores
127	101	Ampliación S/E Totoras 230 kV	1,528,000	2,496,090	2,496,090	174,759	2,666,048			2,666,048	106.81	106.81	Contrato 108-2006 Capítulo 2 ST/5 alcance
102	Construcción S/E Baños 138 kV	3,212,000	1,444,169	1,444,169	0	28,253	48,381	1,257,980		1,334,614	92.41	92.41	Contrato 278-2005 Adq transformadores ST/5 Cap 2
143	103	Construcción S/E Prosperina	7,688,000	7,688,000	7,688,000	9,704	16,937			16,937	0.22	0.22	Contrato 107-2006 Banco capacitores
127	104	Ampliación S/E Pascales	6,680,410	6,680,410	6,680,410	186,834	2,468,563		417,461	2,886,026	43.20	43.20	Contrato 258-2006 ST/8 capítulo c
127	107	Construcción S/E Manta	3,994,000	3,994,000	3,994,000	3,835	5,399			5,399	0.14	0.14	Contrato 288-2006 ST/8 capítulo a
108	S/E Quevedo instalación de un transformador	870,000	870,000	870,000	0	0				0	0.00	0.00	Contrato 288-2006 ST/8 capítulo a
		TOTAL	93,049,115	87,441,060	87,441,060	4,149,932	17,779,958	7,791,188	13,133,804	38,704,950	44.26	44.26	
INVERSIONES RELACIONADAS CON EL SNT													
127	48	Centro de Control de Transmisión CCT	0	175,000	175,000	82,432	2,137,839			2,137,839	1,221.62	1,221.62	
127	72	Edificio Policentro	0	1,258	1,258	0	75,232			75,232	0.00	0.00	
127	74	Construcción Bodega S/E Pascales	840,000	840,000	840,000	0	175,842			175,842	20.93	20.93	
127	57	Modernización S/E Esmeraldas	2,177,100	1,869,100	1,869,100	-17,658	10,520			10,520	0.56	0.56	
109	L/T Milagro - San telefoso (cambio postes)	2,386,400	1,786,400	1,786,400	0	0				0	0.00	0.00	
121	51	Cerramiento S/E Santo Domingo	178,000	0	0	0	0			0	0.00	0.00	
121	51	Cerramiento S/E Quevedo	178,000	0	0	0	0			0	0.00	0.00	

ANEXO 2
MÉTODO DE EVALUACIÓN DE FUNCIONES
USANDO EIEWS

ANEXO 2

VALORACION DEL PROCEDIMIENTO USANDO PROGRAMA EVIEWS

El programa EVIEWS presenta varios factores que permiten determinar el grado de exactitud de los resultados obtenidos, estos factores son los siguientes:

Regression Coefficients

Los coeficientes estimados. Los menores coeficientes de regresión de cuadrados que son computados por la fórmula de OLS normal

Si su ecuación es especificada por lista, los coeficientes se etiquetarán en la columna "Variable" con el nombre de la regresividad correspondiente; si su ecuación es especificada por fórmula, EViews lista los coeficientes reales, C(1), C(2), etc.

Para los modelos lineales simples, el coeficiente mide la contribución marginal de la variable independiente a la variable dependiente, sosteniendo todas las otras variables arregladas. Si el presente, el coeficiente del C es la constante o intercepta en el es el nivel bajo de la predicción cuando todas las otras variables independientes son cero. Los otros coeficientes se interpretan como la cuesta de la relación entre la variable independiente correspondiente y la variable dependiente, asumiendo todas las otras variables no cambian.

Standard Errors

La columna "Std. Error" informa los errores normales estimados de los coeficiente calculados. Los errores normales miden la fiabilidad estadística del coeficiente estima el más grande los errores normales, el ruido más estadístico en las estimaciones. Si los errores son normalmente distribuidos, hay aproximadamente 2 oportunidades en 3 que el verdadero coeficiente de la regresión queda dentro de

un error normal del coeficiente reportado, y 95 oportunidades fuera de 100 que queda dentro de dos errores normales.

La matriz de la covarianza de los coeficientes estimados se computa como,

$$s^2(X'X)^{-1}, \quad s^2 = \hat{\epsilon}'\hat{\epsilon}/(T - k), \quad \hat{\epsilon} = y - Xb \quad (.1)$$

y los errores normales de los coeficientes estimados son las raíces cuadradas de los elementos diagonales de esta matriz.

t-Statistics

La t-estadística que se computa como la proporción de un coeficiente estimado a su error normal, se usa para probar la hipótesis que un coeficiente es igual a cero. Para interpretar la t-estadística, se debe examinar la probabilidad de observar la t-estadística dada que el coeficiente es igual a cero y tiene relación con “probability” que se explica mas abajo.

Probability

La última columna del rendimiento muestra una t-estadística a la probabilidad de dibujo tan extremo como el uno realmente observado, bajo la asunción que los errores son normalmente distribuidos, o que los coeficientes estimados normalmente son asintóticamente distribuidos.

Esta probabilidad también es conocida como el p-valor o el nivel de importancia marginal. Dado un p-valor, se puede decir de una ojeada si se rechaza o acepta la hipótesis que el verdadero coeficiente es cero contra una alternativa “two-sided” de que difiere del cero. Por ejemplo, si se está realizando la prueba a los 5% el nivel de importancia, un p-valor baja que. se toman 05 como evidencia para rechazar la hipótesis nula de un cero coeficiente. Si se quiere dirigir una prueba uno-sided, la probabilidad apropiada es una media reportada por EViews.

Los p-valores se computan de una t-distribución con grados de T-k de libertad. Siendo los grados de libertad el número de observaciones menos uno (N-1)

R-squared

Los R-cuadrados (R^2) son las medidas estadísticas del éxito de la regresión prediciendo los valores de la variable dependiente dentro de la muestra. Es el fragmento de la variación de la variable dependiente explicado por las variables independientes. La estadística igualará uno si la regresión encaja perfectamente, y ceros si ninguno encaja. Puede ser negativo si la regresión no tiene un intercepto o constante, o si el método de estimación es dos-fase los mínimos cuadrados.

$$R^2 = 1 - \frac{\hat{\epsilon}'\hat{\epsilon}}{(y - \bar{y})'(y - \bar{y})}, \quad \hat{\epsilon} = y - Xb, \quad \bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^T y_i}{T} \quad (2)$$

Donde ϵ es el residuo, Y es el error de la variable (left-hand)

Adjusted R-squared

Un problema con usar R^2 como una medida de bondad de ajuste es que los R^2 nunca disminuirán cuando se agrega más regresiones. En el caso extremo, se puede obtener siempre un R^2 de uno que si se incluye tantas regresiones independientes como allí es observaciones de la muestra.

Los ajustes R^2 , normalmente denotados como \bar{R}^2 , castigan los R^2 para la suma de regresiones que no contribuyen al poder explicativo del modelo. Los ajustes R^2 se computan como:

$$\bar{R}^2 = 1 - (1 - R^2) \frac{T - 1}{T - k} \quad (3)$$

Los \bar{R}^2 nunca es más grande que los R^2 , puede disminuir cuando se agrega regresiones, y dependiendo del modelo utilizado, puede ser negativo.

Standard Error of the Regression (S.E. of regression)

El error normal de la regresión es una medida sumaria basada en la variación estimada de los residuos. El error normal de la regresión se computa como:

$$s = \sqrt{\hat{\epsilon}'\hat{\epsilon}/(T - k)}, \quad \hat{\epsilon} = y - Xb \quad (4)$$

Sum of Squared Residuals

La suma de residuos cuadrados puede usarse en una variedad de cálculos estadísticos, y se presenta separadamente para su conveniencia:

$$\hat{\epsilon}'\hat{\epsilon} = \sum_{i=1}^T (y_i - X_i b)^2 \quad (5)$$

ANEXO 3
CÁLCULO DE COSTOS
MODELO PROPUESTO

9,6	- Perimetral, 69 kV, 2 x 12 MVAR	791										791
9,7	- Esmeraldas 69 kV, 1 x 12 MVAR adicional		220									220
9,8	- Pascuales, 138 kV, 2 x 30 MVAR			1.479								1.479
9,9	- Trinitaria, 69 kV, 2 x 12 MVAR					927						927
9,10	- Pomasqui, 138 kV											-
9,11	- Santo Domingo 69 kV, 1 x 12 MVAR							500				500
9,12	- Ibarra 69 kV, 1 x 12 MVAR								500			500
9,13	- Babahoyo 69 kV, 1 x 12 MVAR								500			500
9,14	- Mulaló 69 kV, 1 x 6 MVAR									452		452
10	Interconexión con Colombia, segunda línea 230 kV.	35.713										35.713
11	Sistema de transmisión Nororiente, 138 kV.	9.088		3.453								12.541
12	S/T Salitral - Trinitaria, 138 kV.		1.409									1.409
13	Subestación Perimetral (Guayaquil), 230/69 kV.	7.354										7.354
14	Sistema transmisión Limón-Méndez-Macas, 138 kV.	482		6.950								7.432
15	Sistema transmisión Milagro-Eclusas-Trinitaria, 230 kV.	13.025	10.333									23.358
16	S/E Pifo, 230/138 kV.		7.692									7.692
17	Sistema de transmisión Totoras-Quevedo, 230 kV.			25.456								25.456
18	Sistema de transmisión Loja-Cumbaratza, 138 kV.					3.006						3.006
19	Sistema de transmisión Quito-Guayaquil, 500 kV.									145.391		145.391
TOTAL		184.543	40.780	55.843	20.083	14.753	21.534	937	6.006	145.843	15.604	505.926
TOTAL LINEAS DE TRASNMIÓN		90.247	10.005	33.611	-	5.628				87.600	5.179	232.270
TOTAL SUBESTACIONES		94.296	30.775	22.232	20.083	9.125	21.534	937	6.006	58.243	10.425	273.656

ANEXO 4
CÁLCULO COSTO MEDIO DE TRANSMISIÓN AÑO 2006

ANEXO 5
VRN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN TOTAL
Y CONEXIÓN
VRN SUBESTACIONES TOTAL
Y CONEXIÓN

ANEXO 5

VRN LINEAS DE TRANSMISIÓN TOTAL Y CONEXIÓN (v may-06)

No-	ZONA	LINEA DE TRANSMISION	LONGITUD (kM)	TENSION (kV)	VALOR REPOSICION A NUEVO RED US\$
1	NORTE	L/T Jamondino Pasto Quito (Pomasqui)	137,2	230	14.576.375
2		L/T Molino 297 – Totoras			4.207.858
3		L/T Sta. Rosa Sto. Domingo	60,0	230	12.660.859
4		L/T Sta. Rosa Pomasqui	46,0	230	7.380.824
5		L/T Sta. Rosa Totoras	111,0	230	21.779.635
6		L/T Riobamba Totoras	43,0	230	4.207.858
7		L/T CT Sta. Rosa Sta. Rosa	0,5	138	51.240
8		L/T Guagopolo Vicentina	7,0	138	603.733
9		L/T Ibarra Tulcán	74,0	138	5.711.047
10		L/T Mulaló Vicentina	74,0	138	6.208.533
11		L/T Pucará Ambato	28,0	138	2.723.153
12		L/T Pucará Mulaló	35,0	138	4.105.197
13		L/T Sta. Rosa Vicentina	19,0	138	2.010.524
14		L/T Agoyán Totoras	33,0	138	
15		L/T Totoras Ambato	7,0	138	713.950
16		L/T Tulcán Panamericana 14	6,0	138	551.364
17		L/T Vicentina Ibarra	80,0	138	8.997.117
18	SUR	L/T Molino - Pascuales 138	83,0	230	15.585.907
19		L/T Molino Milagro187	97,0	230	18.807.224
20		L/T Molino - Totoras 296			15.094.788
21		L/T PAUTE CUENCA			-
22		L/T Molino - Riobamba	157,0	230	15.094.788
23		L/T Cuenca Limón	61,0	138	4.445.528
24		L/T Cuenca Loja	134,0	138	11.398.694
25		L/T Loja Cumbaratza	54,0	138	
26		L/T Molino Cuenca	67,0	138	8.353.084
27	NOORIENTAL	L/T Sta. Rosa Sto. Domingo	18,0	230	3.657.179
28		L/T Quevedo Portoviejo			-
29		L/T Sto. Domingo Quevedo	104,00	230	19.911.800
30		L/T Daule Peripa Chone	33,2	138	2.268.424
31		L/T Quevedo - Daule Peripa 80a	43,0	138	3.876.397
32		L/T Esmeraldas Sto. Domingo	154,0	138	17.151.159
33		L/T Chone - Severino	29,8	138	2.402.483
34		L/T Daule Peripa 80b - Portoviejo	91,0	138	8.501.570
35	OCCIDENTAL	L/T Molino 139 - Pascuales	105,0	230	20.194.695
36		L/T Milagaro Machala			-
37		L/T Milagro Pascuales	53,0	230	5.023.059
38		L/T Pascuales Trinitaria	29	230	6.291.973
39		L/T Quevedo Pascuales	145	230	27.809.815
40		L/T MACHALA-FONTERA			10.394.247
41		L/T Milagros Dos Cerritos			4.052.215
42		L/T Dos Cerritos Pascuales			970.843

43		L/T Eléctroquil 56 - Posorja	39	138	4.508.381
44		L/T Pascuales - Sta. Elena	60	138	6.497.489
45		L/T Milagro Babahoyo	47	138	6.862.476
46		L/T Milagro San Idelfonso			19.728.552
47		L/T Pascuales - Eléctroquil 56	46	138	1.233.970
48		L/T Pascuales Policentro	16	138	2.491.391
50		L/T Trinitaria Salitral			-
51		L/T San Idelfonso Machala			3.611.720
52		L/T CT E. García - Pascuales	0,6	69	84.065
53		L/T G. Zevallos Salitral	0,45	69	343.617
54	ORIENTAL	L/T Puyo Tena	66,0	138	
55		L/T Tena- Frco. De Orellana	141,0	138	
		TOTAL ACTIVOS EN OPERACIÓN			372.603.228
		TOTAL ACTIVOS EN CONEXIONES			4.313.083
		TOTAL ACTIVOS EN ARRIENDO			19.141.785
		TOTAL			396.058.095

Apéndice No. 1a: VRN SUBESTACIONES TOTAL Y CONEXIÓN (v may-06)

ITEM	ZONA	SUBESTACION	VALOR DE REPOSICION A NUEVO DE LA SUBESTACION (US\$)	VALOR DE REPOSICION A NUEVO DE LOS ACTIVOS OPERATIVOS S/E (US\$)	VRN DE OTROS ACTIVOS REQUERIDOS PARA LA O&M (US\$)	VRN DE LOS ACTIVOS DE CONEXIÓN (US\$)
1	NORTE	Pomasqui	7.906.696,26	7.778.656	128.041	994.983
2		Riobamba	14.670.395,79	14.660.096	10.300	2.784.320
3		Santa Rosa	29.944.498,01	29.762.331	182.167	6.807.840
4		Totoras	24.934.754,21	24.694.353	240.401	4.561.747
5		Agoyan	473.748,51	377.332	96.417	-
6		Ambato	7.128.415,84	7.128.416	0	1.750.403
7		Ibarra	10.914.235,12	10.914.235	0	2.202.753
8		Movil	2.194.295,11	2.194.295	0	482.302
9		Mulaló	6.040.324,26	6.037.475	2.850	456.361
10		Pucará	3.708.028,74	3.611.612	96.417	1.332.745
11		Tulcán	9.524.571,47	9.503.097	21.474	2.389.045
12		Vicentina	8.629.754,01	7.796.131	833.623	2.934.976
13		Panamericana	11.014,25	11.014	0	-
14	SUR	Molino	106.475.113	102.398.373	4.076.741	29.347.789
15		Cuenca	10.524.986,03	10.382.086	142.900	1.248.939
16		Loja	9.181.881,12	9.181.881	0	1.834.948
17		Quevedo	32.597.331,26	32.481.906	115.425	3.418.678
18		Santo Domingo	24.126.030	23.765.313	360.717	1.248.839
19	NOC	Chone	14.121.738	14.121.738	0	1.470.437
20		Daule Peripa	1.406.469,93	1.406.470	0	-
21		Esmeraldas	7.497.754,76	7.497.755	0	2.124.327
22		Portoviejo	10.902.388,69	10.896.007	6.381	4.352.684
23		Dos Cerritos	16.675.778	16.675.778	0	1.419.859
24	OCC	Milagro	26.989.531,71	26.515.708	473.823	2.367.413
25		Pascuales	41.780.808	36.517.822	5.262.986	4.080.411
26		Trinitaria	48.620.957,89	48.620.958	0	11.404.327
27		Babahoyo	2.914.451,34	2.914.451	0	428.055
28		Machala	18.946.552	18.572.809	373.743	8.389.253
29		Policentro	23.438.005,78	23.428.573	9.433	8.332.040
30		Posorja	4.321.569,70	4.321.570	0	2.311.253
31		Salitral	12.560.801,31	12.427.806	132.996	1.277.713
32		San Idelfonso	2.757.876,00	2.498.672	259.204	625.587
33		Santa Elena	8.262.079,96	8.262.080	0	2.542.448
35	OR	Tena	2.676.638	2.676.638	0	-
36		Francisco de Orellana	3.550.841,07	3.550.841	0	-
TOTAL			556.726.353	0	0	114.922.478
TOTAL SIN CONSIDERAR ACTIVO EN COMPENSACIÓN SAN IDELFONSO						114.296.891
CENTRO DE CONTROL DE TRANSMISIÓN						3.699.919
TOTAL ACTIVOS						549.035.708

OBRAS QUE INGRESARON EN OPERACION DURANTE EL AÑO 2006

Costo en miles de US Dólares

Item	PROYECTO	2006
1	Ampliación de Subestaciones.	20.819
1,2	S/E Salitral, 138/69 kV, patio de 69 kV.	12.140
	- 7 bahías de línea de 69 kV (idem a 230 kV) en SF6.	8.653
	- 2 bahías de transformador de 69 kV (idem 230 kV en SF6).	2.339
	- 1 bahía de acoplamiento de 69 kV (idem 230 kV en SF6).	1.148
1,3	S/E Pascuales, 230/138/69 kV, ampliación.	1.771
	- Nuevo transformador, 224 MVA, 138/69 kV.	1.771
1,5	S/E Ambato, ampliación 1 bahía de transferencia de 69 kV.	418
1,6	S/E Machala, 138/69 kV, ampliación bahías 138 y 69 kV.	900
1,7	S/E Santa Rosa, 230/138 kV, ampliación.	3.799
	- Segundo banco transformadores, 225/300/375 MVA.	2.991
	- 1 bahía de transformador de 230 kV.	475
	- 1 bahía de transformador de 138 kV.	333
1,19	S/E Totoras, ampliación 2 bahías de línea de 230 kV.	1.791
	- 2 bahías de línea de 230 kV.	1.003
	- Obras civiles (rellenos)	788
2	Reserva para Subestaciones	7.384
2,2	- Riobamba: Transformador 1Φ, 230/69 kV, 20/26/33 MVA.	1.183
2,3	- Policentro: transformador 1Φ, 138/69 kV, 30/40/50 MVA.	1.257
2,4	- Totoras: Transformador 1Φ, 138/69 kV, 20/26/33 MVA.	801
2,5	- Quevedo: Transformador 1Φ, 230/138 kV, 33/44/55 MVA.	994
2,6	- S. Domingo: Transformador 1Φ, 138/69 kV, 20/26/33 MVA.	794
2,7	- Machala: Transformador 1Φ, 138/69 kV, 20/26/33 MVA.	1.058
2,8	- Dos Cerritos: Transformador 1Φ, 230/69 kV, 33/44/55 MVA.	1.297
4	S/E Pomasqui: ampliación 4 bahías de línea 138 kV.	2.100
10	Compensación reactiva capacitiva.	2.284
10,1	- Loja 69 kV, 1 x 12 MVAR	571
10,2	- Santa Elena 69 kV, 1 x 12 MVAR	571
10,3	- Portoviejo 69 kV, 1 x 12 MVAR	571
10,4	- Esmeraldas 69 kV, 1 x 12 MVAR	571
13	S/T Salitral - Trinitaria, 138 kV.	1.906
13,1	- L/T Salitral - Trinitaria, 138 kV, 2 circuitos, 12 Km.	1.424
13,2	- S/E Salitral, ampliación 1 bahía de línea de 138 kV.	482
15	Sistema de Registro de Eventos - primera fase.	1.200
	TOTAL	35.693
	TOTAL LINEAS DE TRANSMISIÓN	1.424
	TOTAL SUBESTACIONES	34.269

ANEXO 6
CUADRO COMPARATIVO POR PAÍS SOBRE MARCO REGULATORIO VIGENTE

ANEXO 6

CUADRO COMPARATIVO POR PAÍS SOBRE MARCO REGULATORIO VIGENTE

MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Tensiones de transmisión	Troncal 500 kV, distribución troncal entre 400 kV y 132 kV	230, 115 y 69 kV	750, 500, 440, 345, 230 y 138 kV, en CCA y 600 kV en CC. La red básica comprende las tensiones desde 750 a 230 kV.
Cantidad y propiedad de las empresas	Un único operador para la transmisión troncal en 500 kV (TRANSENER) y monopolios regionales para distribución troncal. Todas íntegramente privadas con excepción de dos distribuidoras troncales con participación provincial.	No existe monopolio y operan cuatro empresas, TDE e ISA Bolivia, de alcance nacional y MERELEC y San Cristóbal de alcance local. Todas íntegramente privadas.	Existen gran número de transportistas públicas y privadas. Las redes principales son en su mayor parte de empresas controladas por la estatal ELECTROBRAS.
Papel del transportista en la regulación	Existe un mercado mayorista de energía (MEM) desde 1992 con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.
Incidencia de la red en la formación del precio spot	Existen precios spot por nodo para la energía y la potencia puesta a disposición. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales a partir del Nodo Mercado. Ezeiza 500 kV. Se definen precios spot locales en caso de congestión en la red.	Existen precios spot por nodo para energía y potencia de punta. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales.	Existen precios spot (precios de liquidación de diferencias) en cada uno de cuatro submercados, calculados sin incluir restricciones de transmisión dentro de cada submercado.
Remuneración al transportista por red preexistente	Remuneración por Energía Eléctrica Transportada (REET) determinada en la privatización como el valor promedio de ingresos variables por diferencias de precios de nodo. Remuneración por Capacidad de Transporte (RCT) y Remuneración por Conexión, determinadas en la privatización como el costo estándar de operar y mantener las redes de transporte y conexión respectivamente.	Se remunera los costos anuales de un Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado. La inversión se remunera por una anualidad calculada a la tasa 10% con 30 años de vida útil. El costo anual reconocido de operación, mantenimiento y administración es el 3% del valor de la inversión.	La inversión se remunera la depreciación de los activos brutos más una rentabilidad sobre los activos netos, calculada a la tasa de retorno regulada. La tasa de retorno regulada se estima por el método WACC. Se remunera unos costos operativos eficientes estándar.

MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
	A partir del 2005 se han renegociado las remuneraciones de TRANSENER, previamente congeladas en pesos por la Ley de Emergencia Económica de enero de 2002 y se están renegociando las de las restantes empresas.		
Remuneración por redes nuevas	Canon anual igual al monto docilitado por el adjudicatario, durante un período de amortización.	Remuneración resultante de la licitación pública para la expansión.	Para las ampliaciones autorizadas por resolución específica (sin subasta), se remunera una anualidad de la inversión autorizada a la tasa de retorno regulada, más costos de operación. Para las ampliaciones licitadas mediante subasta pública (leilao) se paga el valor solicitado por el ganador de la subasta.
Plazos de vigencia y ajuste de remuneraciones para instalaciones existentes	Se previó un recálculo cada cinco años. En la actualidad tienen lugar procesos de renegociación.	Cuatro años de vigencia con ajustes semestrales.	
Régimen de calidad de servicio	Existen penalizaciones que no pueden superar el 10% de ingreso anual ni el 50% del ingreso mensual.	Existen penalizaciones por frecuencia y duración media de desconexiones de cada componente, que afectan hasta el 10% de ingreso por cada componente.	Están previstos los indicadores de calidad de servicio y el regulador ANEEL establecerá en breve descuentos en el ingreso del transportista en función de la disponibilidad de las redes.
Ingresos por actividades no reguladas		La existencia de ingresos por actividades no reguladas no afecta el ingreso regulado.	En la ley y los contratos de concesión están previstos mecanismos para el reparto con los consumidores de los beneficios por actividades no reguladas.

MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR
Tensiones de transmisión	500, 230 Y 220 kV	500,220,154,110 66 kV	230 y 138 kV
Cantidad y propiedad de las empresas.	No existe un monopolio legal. La principal egresa es ISA (70% de la red), y única de alcance nacional, de propiedad mixta. Existen varias empresas de alcance regional.	No existe un monopolio legal. No obstante la casi totalidad de la red pertenece a la empresa privada HQI Transelec Chile.	Existe un monopolio nacional a cargo de Transelectric, cuyo capital es 100% estatal.
Papel de transportista en la regulación.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y la Comisión Resolutiva Antimonopolio obligó a la desintegración vertical del transportista.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía y no está permitida la integración vertical del transportista.
Incidencia de la red en la formación del precio spot.	Existe un único precio spot de energía para toda la red. No existen diferentes precios nodales.	Existen precios sport por nodo para energía y potencia de punta. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales.	Existen precios spot por nodo para la energía. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales. El precio de potencia de punta es único en la red.
Remuneración al transportista por red preexistente.	Los activos eléctricos existentes al 31/12/1999 y los nuevos que cumplan 25 años de vida reciben: La anualidad del valor de reposición a nuevo calculada para 25 años de vida útil y tasa de descuento 9% empleando costos unitarios estándar. Costo reconocido de operación y mantenimiento igual al 3% o 2.5% del VNR según sea una zona con o sin contaminación. Los activos no eléctricos se remuneran por el 5% de la remuneración de activos eléctricos y los terrenos por 8% del valor catastral.	Transmisión troncal: Las instalaciones existentes se remuneran por el AVI (anualidad del valor nuevo de inversión) calculada al 10% sobre costos estándares más el COMA (costo de operación, mantenimiento y administración) calculado sobre costos estándar. Subtransmisión: Se remunera el AVI, pero sólo para las instalaciones económicamente adaptadas y el COMA.	Se remunera al transportista: Un costo medio por los activos, calculado de modo que se cubra el costo de los activos estimado mediante un flujo de fondos descontado en el que se incluyen las inversiones del programa óptimo de expansión, y un costo estándar de operación y mantenimiento. Para el cálculo de anualidades de costo de activos se toma vida útil 45 años para líneas y 30 para estaciones y tasa 7.5%. Un costo estándar de operación y mantenimiento.

MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR
Remuneración por redes nuevas.	Las redes nuevas (llamadas activos de convocatoria) se remunerando por el ingreso pedido por el adjudicatario de la licitación para determinar el propietario encargado de su construcción y operación.	Transmisión troncal: Se remunera el valor ofertado por la oferta ganadora en el concurso para determinar la empresa que construye y explota las nuevas instalaciones.	
Plazos de vigencia y ajuste de remuneraciones.	Para los activos existentes, cada 5 años se hace un recálculo tarifario. Para los activos de convocatoria la vigencia es 25 años, la moneda es el dólar y se actualizan por el PPI de Estados Unidos.	Las remuneraciones para instalaciones existentes se recalculan cada cuatro años.	Los pliegos tarifarios se calculan anualmente.
Régimen de calidad de servicio	Existen metas de disponibilidad anual para cada tipo de elemento de la red. El incumplimiento de las metas implica el pago de compensaciones que reducen el monto del Cargo por Uso.	Existen metas para índices de frecuencia y duración de las interrupciones. La normativa habilita sanciones y compensaciones a los usuarios afectados (equivalentes al duplo del valor de la energía no suministrada, valorizada a costo de racionamiento).	Existen metas de calidad del transporte y de continuidad del servicio (duración y frecuencia de interrupciones). Los sobrecostos de generación por indisponibilidad forzada de transmisión se cargan al transportista.
Ingreso por actividades no reguladas	Su existencia no reduce el monto de la remuneración regulada.	No hay tratamiento específico para el tema, por lo que su existencia no reduce el monto de la remuneración regulada.	La normativa no prevé reducciones en los ingresos regulados por ingresos de actividades no reguladas.

MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Tensiones de transmisión	220 y 138 kV	500 y 150 kV	765, 400, 230 y 115 kV
Cantidad y propiedad de las empresas	No existe un monopolio, operan cinco empresas de transmisión todas de capital privado	Existe una transportista estatal UTE, propietaria de la mayor parte de la red, y la entidad binacional CTM Salto Grande es propietaria de la red de 500 kV de interconexión con Argentina,. UTE tiene la obligación de expansión (construcción y operación) de las redes de transmisión de tensión menor a 500 kV que sea de “beneficio general”.	El sistema troncal es propiedad en su mayor parte de dos empresas estatales Edelca y cadete. Otras empresas como Enerven y Electricidad de Caracas tienen participación menor en la red.
Papel del transportista en la regulación	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía Una empresa que participa en una actividad del sector eléctrico no puede poseer más del 5% de participación del mercado, en otra actividad integrada verticalmente.	Se está implementando un mercado mayorista de energía con libre acceso y con remuneraciones específicas para el transporte. Está permitida la integración vertical del transportista y UTE está integrada verticalmente en generación, transmisión y distribución.	En la actualidad existen empresas integradas verticalmente, sin separación de la función del transporte. La Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (LOSE) prevé la existencia de un mercado mayorista de energía con libre acceso. Existe una propuesta del Poder Ejecutivo de modificar estas normas.
Incidencia de la red en la formación del precio spot	Existen precios spot por nodo para energía y potencia de punta. Los factores de nodo de energía se calculan por las pérdidas marginales.	Se prevé la existencia de precios spot por nodo de la energía y que los factores de nodo de energía se calculen por las pérdidas marginales tomando como nodo mercado Montevideo a 500 kV.	No existe un mercado spot operativo.

MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Remuneración al transportista por red preexistente	Se remunera los activos por la anualidad de inversión a valor nuevo de reemplazo, calculada para 30 años de vida útil y tasa 12%, para un “sistema económicamente adaptado” (SEA). Se remunera un costo estándar de operación y mantenimiento del SEA.	Se remunera la inversión por la anualidad del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, calculado con vida útil 30 años, a una tasa determinada por el método WACC. Se remunera un costo estándar de operación, mantenimiento y administración expresado como un % del VNR.	Se remunerarán las instalaciones existentes en todo el sector, incluso las de transmisión, por su costo contable. El ingreso cubre los costos incluso la depreciación, tres meses de capital de trabajo y una rentabilidad del 4% sobre el Activo Fijo Neto Promedio Revaluado.
Renumeración por redes nuevas		Durante el período de amortización de 15 años se reconoce una remuneración que cubre los costos de la obra. Si la obra es prioridad de UTE se remunera una anualidad de la inversión ejecutada a la tasa de retorno regulada. Si la instalación es de un inversor privado se remunera el canon solicitado por éste en la licitación competitiva.	
Plazos de vigencia y ajuste de remuneraciones	Los costos se estiman anualmente y se calculan en dólares.	Las remuneraciones por la red existente se calculan cada cuatro años.	La vigencia de los cuadros tarifarios es de cuatro años, con ajustes semestrales por inflación y tipo de cambio.
Régimen de calidad de servicio	Se consideran indicadores de calidad de tensión y frecuencia.	Se prevé la existencia de descuentos a la remuneración por indisponibilidad de equipos.	Se está elaborando actualmente las normas de calidad de servicio.
Ingresos por actividades no reguladas	No hay un tratamiento específico para el tema, por lo que su existencia no reduce el monto de la remuneración regulada.	Se reduce la remuneración regulada en función de los ingresos previstos por actividades no reguladas.	La LOSE prevé la contabilización separada de estos ingresos. Hasta el presente no se consideran para reducir los ingresos regulados.

MARCO GENERAL E INGRESOS DEL TRANSPORTISTA

	ESPAÑA
Tensiones de transmisión.	400, 220, 150, 132 y 110 kV.
Cantidad y propiedad de las empresas.	Si bien no existe monopolio legal, más del 95% de la red es propiedad de Red Eléctrica de España (REE), sociedad anónima con 20% de participación del Estado. La gestión de toda la red está a cargo de REE.
Papel del transportista en la regulación.	Existe un mercado mayorista de energía con libre acceso. El transportista no comercia energía. Se establece la obligación de separación jurídica entre empresas que realizan actividades reguladas (transporte, distribución, operación del mercado y del sistema) y actividades no reguladas (generación y suministro).
Incidencia de la red en la formación del precio spot.	Existe un único precio spot para toda la red.
Remuneración al transportista por red preexistente.	Por las instalaciones con entrada en servicio anterior al 31/12/1997 se paga un costo reconocido actualizado cada año por el IPC menos un factor X de eficiencia del 0.6%. Por las instalaciones entradas posteriormente y realizadas por autorización directa del regulador se remunera. Activos según valores unitarios estándar, por la depreciación en 40 años más una tasa sobre activos netos igual al 1.5% por encima de los bonos del estado. Costos estándar de operación y mantenimiento. Factor de eficiencia y anual de 0.6%. Por las instalaciones entradas después del 31/12/97 y ejecutadas por procedimientos competitivos se remunera conforme a la oferta ganadora.
Remuneración por redes nuevas.	Igual al caso anterior.
Plazos de vigencia y ajuste de remuneraciones.	Las remuneraciones se recalculan anualmente.
Régimen de calidad de servicio.	Existe un incentivo a la disponibilidad en la remuneración de los activos. Existen metas para la duración y número de interrupciones y la frecuencia y tensión. Se aplican descuentos en las tarifas producto de las multas por incumplimiento del transportista.
Ingresos por actividades no reguladas.	La ley prevé que las actividades no reguladas deben estar jurídicamente separadas y la reducción de las remuneraciones reguladas por la existencia de ingresos por actividades no reguladas.

CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSION DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Cargos a los agentes locales	Remuneración variable total (RVT) por energía eléctrica transportada: los agentes contribuyen al pago por las diferencias de precios de nodo de energía y potencia. Cargo por conexión: los agentes pagan por sus equipos de conexión a la red. Cargo complementario: la diferencia REET (ver tabla anterior) + RCT – RVT se recauda entre agentes en proporción a su participación en el uso de las instalaciones, determinado por el método de áreas de influencia, con barra flotante en el Nodo Mercado.	Ingreso tarifario: ingreso por diferencia de valores de precios spot de energía y potencia de punta entre nodos. Cubre el 8% de los ingresos reconocidos. Peaje: cubre el 92% restante para completar el ingreso reconocido. Los generadores pagan el 25% de los Peajes en proporción a la energía inyectada. Los distribuidores y consumidores no regulados pagan el 75% de los peajes en proporción a la potencia de punto demanda.	Las cargas y generadores pagan peajes diferentes en cada nodo, según la Metodología Nodal que refleja los costos marginales de largo plazo de una extracción o inyección marginal. Adicionalmente se pago una parcelo de ajuste igual para todos los agentes en R\$/MW, para complementar el peaje anterior de modo de cubrir el ingreso total reconocido a los transportistas.
Cargos por el uso de la red local por transacciones internacionales.	La importación paga como una generación adicionada al MEM y la exportación como una demanda al MEM.	La importación paga como una generación y la explotación como una demanda. Hasta el presente no existen interconexiones.	La importación pago como una generación y la exportación como una demanda.
Determinación de la expansión.	El gobierno nacional y las provincias impulsan las obras principales desde 2002. Los participantes del mercado pueden tomar iniciativa para proponer obras por acuerdo de partes o concurso público.	La ley dispone la realización de un plan referencial, pero no existe plan aprobado. Se recurre a la programación a cuatro años del CNDC (organismo encargado del despacho).	El plan de expansión determinado es elaborado por la EPE (Empresa de Pesquisa Energética).

CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSION DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	ARGENTINA	BOLIVIA	BRASIL
Procedimientos de expansión de la red local.	Acuerdo de Partes: agentes del MEM celebran contrato con la Transportista o un Transportista Independiente y se hacen cargo de los costos de construcción y operación. Concurso Público: las obras son realizadas mediante licitación abierta y pagadas por todos los beneficiarios determinados por un método de áreas de influencia.	Los transportistas solicitan licencias de transmisión que son otorgadas mediante licitación pública si existe concurrencia de solicitudes.	La expansión de la red principal se realiza mediante licitaciones públicas en las que se determina el transportista encargado de la construcción y operación de la nueva instalación.
Procedimientos de expansión de la interconexión internacional.	Los agentes de MEM con preacuerdos.	Las interconexiones se realizan de acuerdo a las políticas del Poder Ejecutivo.	Las interconexiones con Argentina y Venezuela se desarrollaron a raíz de contratos firmes de importación, que cubrieron los costos de la interconexión. La interconexión con Uruguay se desarrolla para intercambios de oportunidad y los costos se cubren por mitades.

CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSION DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR
Cargos a los agentes locales.	<p>Los generadores no pagan por uso de la transmisión. Los comercializadores pagan un cargo por uso estampillado nacional, con diferenciación horaria, por MW/h extraído de la red para la demanda, sin diferenciación por el nivel de tensión en que se toma.</p> <p>Los cargos por uso en abril de 2006 (para un tipo de cambio de 2375 \$/US\$) son aproximadamente:</p> <p>Demanda máxima 8.95 US\$/MW/h Demanda media 7.57 US\$/MW/h Demanda mínima 5.99 US\$/MW/h</p>	<p>Transmisión Local: Lo que no cubren los ingresos por diferencias de precios de nodo, se pago mediante peajes. Se define el área de influencia común (AIC) dentro de la transmisión troncal, como el mínimo conjunto de instalaciones entre dos nodos, tales que la inyección y demanda entre ellos superen el 70% de los totales del sistema y que se maximice el cociente (% de inyecciones en AIC respecto al total del sistema / % de valor de inversión en AIC respecto al total del sistema).</p> <p>Por las instalaciones del AIC los generadores pagan el 80% de los peajes y las cargas el 20%. Por las instalaciones troncales fuera del AIC pagan los generadores si el flujo es entrante hacia al AIC y las demandas si es saliente del AIC, en proporción a su uso esperado.</p>	<p>Se aplican: Cargo por transporte estampillado para toda la red, de 3.2 US\$/kW mes, aplicable a las demandas (distribuidores y grandes consumidores) por su potencia máxima. Los generadores no pagan cargos por transporte. Remuneración variable por diferencias de precios de nodo. Están previstos cargos de conexión, pero no se aplican en la actualidad, y los costos de conexión se incluyen en el cargo por transporte.</p>
Cargos por el uso de la red local por transacciones internacionales.	<p>Los enlaces internacionales existentes con Ecuador son remunerados por los agentes comercializadores (demanda incluso internacional) por el cargo por uso, como los restantes activos de uso. Los enlaces con Venezuela son remunerados como activos de conexión según los contratos firmes que se realizan por ellas. La regulación posibilita que nuevos enlaces internacionales que no hagan parte del plan de expansión sean remunerados como activos de conexión, con cargos fijados por el regulador.</p>	<p>No existe reglamentación al respecto.</p>	<p>Las exportaciones spot pagan como las demandas internas. Las importaciones spot desde países vecinos incluyen los costos de transmisión del país vecino. No se realizan aún contratos.</p>

CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSION DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	COLOMBIA	CHILE	ECUADOR
--	-----------------	--------------	----------------

Determinación de la expansión.	La expansión es resuelta de forma centralizada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en un plan de 10 años de horizonte. No están previstos mecanismos descentralizados de expansión.	La Comisión Nacional de Energía (CNE) encarga cada 4 años la realización de un plan con horizonte al menos 10 años.	El transportista TRANSELECTRIC S.A. realiza un plan de 10 años de horizonte, revisado anualmente, que requiere aprobación del CONELEC.
Procedimientos de expansión de la red local.	Las ampliaciones son licitadas y los proponentes ofertan un ingreso anual esperado. Se adjudica al proponente con menor valor esperado de ingreso en 25 años.	Las ampliaciones son licitadas y se adjudican al oferente que pida un menor valor anual de remuneración. Los usuarios interesados pueden acordar con un transportista la construcción pagando precios negociados por las partes.	TRANSELECTRIC S.A. tiene la obligación primaria de expansión de la red. Un agente puede construir a su cargo líneas para conectarse al sistema si no están contenidas en el plan de expansión.
Procedimientos de expansión de la interconexión internacional.	La planificación de interconexiones está a cargo de la UPME.	No existen hasta el presente interconexiones internacionales con el sistema interconectado de Chile.	La planificación de interconexiones está a cargo del CONELEC junto a las autoridades de los países vecinos de la Comunidad Andina de Naciones. La interconexión con Colombia fue realizada por TRANSELECTRIC S.A. en el tramo en territorio de Ecuador. Los costos de las interconexiones son pagados por la demanda.

CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSION DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Cargos a los agentes locales.	<p>Sistema Principal (SP). Se cobra un peaje de conexión, que complementa el ingreso tarifario del transportista (resultante de las diferencias en la valoración a la tarifa en barra, de la energía inyectada y extraída. El peaje de conexión unitario es estampillado para toda la red, y es recaudado de los generadores, quienes pagan en proporción a la demanda máxima coincidente de los clientes abastecidos por contratos con el generador. Sistema secundario de conexión al SP. Los pagan los generadores o demandas que emplean dichos sistemas.</p>	<p>Activos de interconexión: el ingreso tarifario (por diferencia de valor a precios spot entre retiros inyecciones), se complementa con: Peajes de localización pagado por todos los generadores y las carga en 500 kV, según su grado de uso esperado de la red, (que se calcula por inyecciones y extracciones marginales, con barra flotante Montevideo a 500 kV). Peajes de potencia que deben pagar las demandas conectadas a la transmisión zonal (150 kV) según su demanda máxima. Activos de conexión: se remuneran por cargos de conexión.</p>	<p>No existe en la tarifa a los usuarios finales regulados, ni en los contratos con unos pocos grandes consumidores, un cargo separado por transmisión.</p>
Cargos por el uso de la red local por transacciones internacionales.	<p>No se han implementado aún.</p>	<p>Los contratos de importación y exportación pagan cargos fijos según la potencia contratada, análogos a los de generadores y demandas (respectivamente) de igual potencia. Importaciones y exportaciones spot pagan por MWh inyectado o retirado, con un cargo unitario igual al de un generador o demanda de potencia 1 MW constante en el mes, dividido 730 horas.</p>	<p>No hay un tratamiento general en la regulación. En el contrato de exportación a Brasil entre Edelca y Electronorte, se establece un único cargo por energía que cubre todos los costos del vendedor.</p>

CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSION DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	PERU	URUGUAY	VENEZUELA
Determinación de la expansión.	No existe un plan de transmisión de carácter determinativo. En la privatización realizada entre 1998 y 2002 quedaron establecidas obras de expansión obligatorias.	Se prevé que UTE y los transportistas que ingresen en el futuro realicen un plan para determinar las obras de beneficio general que debe aprobar el regulador.	Actualmente las empresas elaboran sus propios planes, que son evaluados por el OPSIS (organismo coordinador de la operación). La LOSE prevé un procedimiento de planificación indicativa.
Procedimientos de expansión de la red local.		Las obras beneficio general y tensión menor a 500 kV (transmisión zonal) deben ser construidas y operadas por UTE. Las obras de beneficio general de 500 kV que UTE no ejecute deben ser licitadas y el adjudicatario recibe el canon anual ofertado. Los particulares pueden realizar expansiones “por requerimiento particular” a su cargo, que pueden dar lugar a peajes si son usadas por terceros.	Cada empresa realiza las expansiones incluidas en su plan y aprobadas por OPSIS.
Procedimientos de expansión de la interconexión internacional.	La interconexión con Ecuador estuvo a cargo de Red Eléctrica del Perú, la mayor transportista como parte de uno de los compromisos de inversión en la privatización.	Se prevé que los interesados que tengan acuerdos por contratos de importación y exportación, obtengan permiso del regulador, quién licita la construcción en forma competitiva. La interconexión existente con Argentina fue construida con fondos públicos con motivo de la construcción de la hidroeléctrica binacional Salto Grande. La interconexión con Brasil fue construida por UTE para comercio de excedentes de oportunidad.	La LOSE prevé la autorización del Ministerio de Minas (ahora MENPET) para las transacciones internacionales. La interconexión existente con Brasil fue desarrollada por Edelca para una exportación en un contrato firme.

CARGOS A LOS USUARIOS DE LA RED, EXPANSION DE LA RED, INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

	ESPAÑA
Cargos a los agentes locales.	Los costos de transporte se cargan solo a las demandas. Los generadores no pagan tarifas de transporte. Las tarifas de transporte para las demandas son iguales para todo el país, y difieren sólo según el nivel de tensión.
Cargos por el uso de red local por transacciones internacionales.	Las exportaciones pagan una tarifa de 0.14 cts de euro por kWh. Los tránsitos internacionales a través de España con origen y destino en los países de la Unión Europea no pagan peajes. Existe un procedimiento de compensaciones entre países que determina las mismas según el conjunto anual de esos flujos.
Determinación de la expansión.	Red Eléctrica de España realiza un plan a cinco años que previo informe de la Comisión Nacional de Energía, es aprobado por el Gobierno y tiene carácter vinculante.
Procedimientos de expansión de la red local.	Las expansiones pueden realizarse por autorización directa o por procedimientos competitivos.
Procedimientos de expansión de la interconexión internacional.	El procedimiento es el mismo que para las redes locales, si bien con el acuerdo del otro Estado.

ANEXO 7
ANALISIS DE COSTOS PARA LÍNEAS Y
SUBESTACIONES DE 500 kV

ANÁLISIS DE COSTOS PARA LÍNEAS Y SUBESTACIONES DE 500 kV

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 COSTOS DE ELEMENTOS TECNICOS DE SUBESTACIONES
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
 Tabla No 3 - Anexo

EQUIPOS DE PATIO 500 kV	US\$
Interruptor con resistencia de preinserción	319,552
Interruptor	244,612
Seccionador	28,487
Seccionador con cuchilla	35,503
Transformador de corriente 500 kV	30,291
Transformador de tensión 500 kV	14,648
Descargador de sobretensión 500 kV	16,001
Trampa de onda de 500 kV	19,101
telecomunicaciones (PLP o FO)	68,184
Aislador soporte mas estructura	2,561
Acero Estructural (Ton)	2,713
Gabineta Medida	29,179
Gabinete protección línea	60,815
Gabinete protección transformador lado 500 kV (UC2)	30,194
Gabinete protección diámetro	64,105
Protección campo de transformador o acople de barras	19,247
SCC contralador de campo	46,079
Sistema Registro de fallas	44,542
Servicios auxiliares caseta control Tipo 1	39,983
Accesorios de conexión AT Tipo 1	ver T 53
Accesorios de conexión AT Tipo 2	ver T 53
Accesorios de conexión AT Tipo 3	ver T 53
Cables módulo	ver T 51

EQUIPOS COMUNES 500 kV	US\$
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	2,352
Gabinete protección de barras	76,614
Protección Campo de transferencias	19,489
Planta telefónica	31,122
SCC equipo Comun	549,720
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 3	238,716
Servicios Auxiliares AC y DC tipo 4	318,754
Sistema de respaldo de telecomunicaciones	46,205
Sistema gestion protecciones	27,955
Sistema gestion registradores	23,386
Aislador soporte mas estructura	2,561
Transformador de potencial + soporte	17,843

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 COSTOS DE ELEMENTOS TECNICOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 1997
 Tabla No 4 - Anexo

LINEAS 500 kV Circuito sencillo 4 subconductores por Haz	US\$	
Estructuras (Toneladas de acero por km)	1,146	Costo x Ton.
Cadenas de aisladores suspensión tipo niebla "V" 500 kV	1,020	Costo x km
Cadenas de aisladores retención tipo niebla 500 kV	1,584	Costo x km
Conductor para 500 kV cto sencillo (Toneladas de cond. por km)	2,508	Costo x Ton.
Accesorios para conductor y cable de guardia 500 kV cto sencillo	2,178	Costo x km
Cable de guardia para lineas 500 kV	844	Costo x km

BAHIA COMPENSACION	
Equipo patio 500 kV	US\$
Interruptor tripolar (mando monopolar)	244,612
Seccionador tripolar	28,487
Seccionador con cuchilla	35,503
Seccionador puesta a tierra neutro reactores	13,696
Transformador de corriente	30,291
Transformador de tensión	14,648
Descargador de sobretensión	16,001
Aislador soporte mas estructura	2,561
Acero Estructural (Ton)	2,713
Gabineta Medida	29,179
Gabinete protección transformador lado 500 kV (UC2)	30,194
Gabinete protección diámetro	64,105
SCC contralador de campo	46,079
Sistema Registro de fallas	44,542
Servicios auxiliares caseta control Tipo 1	39,983
Accesorios de conexión AT Tipo 1	ver T 53
Accesorios de conexión AT Tipo 2	ver T 53
Accesorios de conexión AT Tipo 3	ver T 53
Cables módulo	ver T 51

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 BAHIAS DE COMPENSACION PARA CONEXIÓN DEL COMPENSADOR ESTATICO
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
 Tabla No 6 - Anexo

ITEM	Costo Unitario	Bahía de compensación (Interruptor y medio 500 kV)	
		Cantidad	Costo Total
Equipos de patio 500 KV			
Interruptor tripolar (mando monopolar)	244,612	1.00	244,612
Seccionador tripolar	28,487	2.00	56,974
Seccionador tripolar con secc. Puesta a tierra	35,503	1.00	35,503
Transformador de corriente 500 kV	30,291	3.00	90,874
Transformador de tensión 500 kV	14,648	3.00	43,943
Descargador de sobretensión	16,001	3.00	48,002
Aislador de poste	2,561	3.00	7,683
Gabinete de proteccion Bahías de Autotraf	30,388	1.00	30,388
Gabinete Medida	29,179	0.50	14,590
Gabinete Protección Diámetro	64,105	0.50	32,053
Sistema Registro de fallas	44,542	0.50	22,271
Sistema de control coordinado	46,079	0.50	23,040
Ton. de Acero Estructural	2,713	44.44	120,561
Cables Módulo	18,000	1.00	18,000
Accesorios de conexión AT	101,479	1.00	101,479
Servicios auxiliares caseta control Tipo	39,983	0.50	19,991
Total Equipo de patio			909,963

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Valor
Transporte Marítimo	3.44%	31,275
Seguro Marítimo	0.40%	3,674
Costo CIF (USD)		944,911
Bodegaje	1.67%	15,162
Arancel	13.43%	122,211
Transporte Terrestre	2.17%	19,733
Seguro terrestre	0.52%	4,777
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	18.82%	171,288
Costo DDP (USD)		1,278,082
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11.54%	105,024
Repuestos	3.00%	27,299
Obras civiles	20.69%	188,294
Costo Directo (USD)		1,598,699
Ingeniería (Diseño)	6.12%	55,665
Interventoría	6.93%	63,082
Administración de la ejecución	4.46%	40,539
Costo Indirecto (USD)		159,286
Costo Total sin costos financieros (USD)		1,757,986
Factor neto de instalación sin costos financieros	193.2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	195.0%	
Costo Total adoptado		1,774,428

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 BAHIAS DE COMPENSACION REACTIVA 500 KV
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
 Tabla No. 12 - Anexo

ITEM	Costo Unitario	Línea con reactor maniobrable 500 KV 20 MVAR		Línea con reactor fijo 500 KV 20 MVAR Con reactor de neutro		Línea con reactor fijo 500 KV 40 MVAR Con reactor de neutro		Línea con reactor maniobrable 500 KV 40 MVAR Con reactor de neutro		Línea con reactor fijo 500 KV 20 MVAR Con reactor de neutro	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
Equipos de patio											
Interrupción tripolar (mando monopolar)	244,612	1.00	244,612					1.00			
Seccionador	28,487	1.00	28,487	1.00	28,487	1.00		1.00		1.00	
Descargador de sobretensión	16,001	3.00	48,002	3.00	48,002	3.00		3.00		3.00	
Cables bahía	17,000	1.00	17,000	1.00	17,000	1.00		1.00		1.00	
Accesorios de conexión AT	6,933	1.00	6,933					1.00		1.00	
Accesorios de conexión AT	8,729			1.00	8,729	1.00				1.00	
Total Equipo de patio			338,101		93,489						

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Valor	% FOB	Valor	% FOB	Valor	% FOB	Valor	% FOB	Valor
Transporte Marítimo	3.44%	11,620	3.44%	3,213	3.44%		3.44%		3.44%	
Seguro Marítimo	0.40%	1,365	0.40%	377	0.40%		0.40%		0.40%	
Costo CIF (USD)		351,087		97,080						
Bodegaje	1.67%	5,634	1.67%	1,558	1.67%		1.67%		1.67%	
Arancel	13.43%	45,408	13.43%	12,556	13.43%		13.43%		13.43%	
Transporte Terrestre	2.17%	7,332	2.17%	2,027	2.17%		2.17%		2.17%	
Seguro terrestre	0.52%	1,775	0.52%	491	0.52%		0.52%		0.52%	
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	18.82%	63,643	18.82%	17,598	18.82%		18.82%		18.82%	
Costo DDP (USD)		474,878		131,310						
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11.54%	39,022	11.54%	10,790	11.54%		11.54%		11.54%	
Repuestos	3.00%	10,143	3.00%	2,805	3.00%		3.00%		3.00%	
Obras civiles	20.69%	69,962	20.69%	19,345	20.69%		20.69%		20.69%	
Costo Directo (USD)		594,005		164,250						
Ingeniería (Diseño)	6.12%	20,683	6.12%	5,719	6.12%		6.12%		6.12%	
Interventoría	6.93%	23,439	6.93%	6,481	6.93%		6.93%		6.93%	
Administración de la ejecución	4.46%	15,062	4.46%	4,165	4.46%		4.46%		4.46%	
Costo Indirecto (USD)		59,184		16,365						
Costo Total sin costos financieros (USD)		653,188		180,615						
Factor neto de instalación sin costos financieros	193.2%		193.2%							
Factor adoptado (Tabla 1)	195.0%		195.0%		195.0%		195.0%		195.0%	
Costo Total adoptado		659,298		182,304						

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 MODULOS DE COMPENSACION REACTIVA 500 kV
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
 Tabla No. 13 - Anexo

ITEM	Costo Unitario	Línea con reactor manobrabable 500 kV 20 MVAR		Línea con reactor tipo 500 kV 20 MVAR Con reactor de neutro		Línea con reactor tipo 500 kV 40 MVAR Con reactor de neutro		Línea con reactor manobrabable 500 kV 40 MVAR Con reactor de neutro		Línea con reactor tipo 500 kV 20 MVAR Con reactor de neutro	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
Equipo de compensación											
Reactor de línea 20 MVAR 12	227,429	3,00	682,287							3,00	
Reactor de línea 20 MVAR	292,303			3,00	876,910						
Reactor de línea 40 MVAR	274,718					3,00		3,00			
Reactor de neutro	113,058			1,00	113,058	1,00		1,00		1,00	
Gabinete protección de reactor tipo 2	41,854	1,00	41,854	1,00	41,854	1,00		1,00		1,00	
Seccionador de puesta a tierra del neutro	13,896			1,00	13,896	1,00		1,00		1,00	
Descargador de sobretensión del neutro	5,931			1,00	5,931	1,00		1,00		1,00	
Accesorios de conexión AT	3,146	1,00	3,146								
Accesorios de conexión AT	3,840			1,00	3,840						
Accesorios de conexión AT	4,480					1,00					
Accesorios de conexión AT	4,847							1,00			
Accesorios de conexión AT	4,480								1,00		
Cables módulo	18,000	1,00	18,000	1,00	18,000	1,00		1,00		1,00	
Total Equipo de patio			745,087		1,073,089						

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Valor	% FOB	Valor	% FOB	Valor	% FOB	Valor	% FOB	Valor
Transporte Marítimo	3.44%	25,608	3.44%	36,881	3.44%		3.44%		3.44%	
Seguro Marítimo	0.40%	3,008	0.40%	4,332	0.40%		0.40%		0.40%	
Costo CIF (USD)		773,708		1,114,303						
Bodegaje	1.67%	12,415	1.67%	17,880	1.67%		1.67%		1.67%	
Arancel	13.43%	100,067	13.43%	144,119	13.43%		13.43%		13.43%	
Transporte Terrestre	2.17%	16,158	2.17%	23,270	2.17%		2.17%		2.17%	
Seguro terrestre	0.52%	3,911	0.52%	5,633	0.52%		0.52%		0.52%	
I/A equipos (16% (CIF+ARANCEL))	18.82%	140,252	18.82%	201,994	18.82%		18.82%		18.82%	
Costo DDP (USD)		1,046,506		1,507,200						
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11.54%	85,995	11.54%	123,851	11.54%		11.54%		11.54%	
Repuestos	3.00%	22,353	3.00%	32,193	3.00%		3.00%		3.00%	
Obras civiles	20.69%	154,177	20.69%	222,043	20.69%		20.69%		20.69%	
Costo Directo (USD)		1,309,030		1,885,293						
Ingeniería (Diseño)	6.12%	45,579	6.12%	65,844	6.12%		6.12%		6.12%	
Interventoría	6.93%	51,853	6.93%	74,391	6.93%		6.93%		6.93%	
Administración de la ejecución	4.46%	33,194	4.46%	47,806	4.46%		4.46%		4.46%	
Costo Indirecto (USD)		130,423		187,841						
Costo Total sin costos financieros (USD)		1,439,456		2,073,134						
Factor neto de instalación sin costos financieros	193.2%		193.2%							
Factor adoptado (Tabla 1)	195.0%		195.0%			195.0%		195.0%		195.0%
Costo Total adoptado		1,452,919		2,092,524						

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 DOBLE BARRA MAS SECCIONADOR TRANSFERENCIA 500 kV
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
 Tabla No. 17 - Anexo

ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador		Bahía de Acople	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO							
Interruptor con resistencia de preinserción	319,552	1,00	319,552				
Interruptor	244,612			1,00	244,612	1,00	244,612
Seccionador tripolar	28,487	3,00	85,460	3,00	85,460		
Seccionador tripolar con cuchilla	35,503	1,00	35,503	1,00	35,503	2,00	71,006
Transformador de corriente 500 kV	30,291	3,00	90,874	3,00	90,874	3,00	90,874
Transformador de tensión 500 kV	14,648	3,00	43,943	3,00	43,943		
Descargador de sobretensión 500 kV	16,001	3,00	48,002	3,00	48,002		
Trampa de onda de 500 kV	19,101	2,00	38,203				
telecomunicaciones (PLP o FO)	68,184	1,00	68,184				
Aislador poste	2,561	12,00	30,733	12,00	30,733	9,00	23,050
Acero Estructural (Ton)	2,713	49,48	134,223	49,48	134,223	39,36	106,779
Gabinete Medida	29,179	1,00	29,179	1,00	29,179		
Gabinete protección línea	60,815	1,00	60,815				
Gabinete protección transformador lado 500 kV (UC2)	30,194			1,00	30,194		
Gabinete protección diámetro	64,105						
Protección campo de transformador o acople de barras	19,247					1,00	19,247
SCC contralador de campo	46,079	1,00	46,079	1,00	46,079	1,00	46,079
Sistema Registro de fallas	44,542	0,50	22,271	0,50	22,271		
Servicios auxiliares caseta control	39,983	0,50	19,991	0,50	19,991	0,50	19,991
Accesorios de conexión AT Tipo 1	71,455	1,00	71,455				
Accesorios de conexión AT Tipo 2	69,062			1,00	69,062		
Accesorios de conexión AT Tipo 3	69,577					1,00	69,577
Cables módulo	13,500	1,00	13,500	1,00	13,500	1,00	13,500
TOTAL			1,157,968		943,627		704,716

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Valor	% FOB	Valor	% FOB	Valor
Transporte Marítimo	3.44%	39,798	3.44%	32,432	3.44%	24,220
Seguro Marítimo	0.40%	4,675	0.40%	3,810	0.40%	2,845
Costo CIF (USD)		1,202,441		979,869		731,782
Bodegaje	1.67%	19,295	1.67%	15,723	1.67%	11,742
Arancel	13.43%	155,518	13.43%	126,732	13.43%	94,645
Transporte Terrestre	2.17%	25,111	2.17%	20,463	2.17%	15,282
Seguro terrestre	0.52%	6,079	0.52%	4,954	0.52%	3,700
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	18.82%	217,971	18.82%	177,625	18.82%	132,653
Costo DDP (USD)		1,626,416		1,325,366		989,805
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11.54%	133,648	11.54%	108,909	11.54%	81,335
Repuestos	3.00%	34,739	3.00%	28,309	3.00%	21,141
Obras civiles	20.69%	239,612	20.69%	195,260	20.69%	145,823
Costo Directo (USD)		2,034,415		1,657,844		1,238,105
Ingeniería (Diseño)	6.12%	70,836	6.12%	57,724	6.12%	43,109
Interventoría	6.93%	80,275	6.93%	65,416	6.93%	48,854
Administración de la ejecución	4.46%	51,588	4.46%	42,039	4.46%	31,395
Costo Indirecto (USD)		202,699		165,179		123,359
Costo Total sin costos financieros (USD)		2,237,113		1,823,023		1,361,463
Factor neto de instalación sin costos financieros	193.2%		193.2%		193.2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	195.0%		195.0%		195.0%	
Costo Total adoptado		2,258,037		1,840,074		1,374,197

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV
Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
Tabla No. 18 - Anexo

ITEM	Costo Unitario	Bahía de línea		Bahía de transformador		Corte central	
		Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS DE PATIO							
Interruptor con resistencia de preinserción	319,552	1.00	319,552			1.00	319,552
Interruptor	244,612			1.00	244,612		
Seccionador tripolar	28,487	2.00	56,974	2.00	56,974	2.00	56,974
Seccionador tripolar con cuchilla	35,503	1.00	35,503	1.00	35,503		
Transformador de corriente 500 kV	30,291	3.00	90,874	3.00	90,874	3.00	90,874
Transformador de tensión 500 kV	14,648	3.00	43,943	3.00	43,943		
Descargador de sobretensión 500 kV	16,001	3.00	48,002	3.00	48,002		
Trampa de onda de 500 kV	19,101	2.00	38,203				
telecomunicaciones (PLP o FO)	68,184	1.00	68,184				
Aislador poste	2,561	3.00	7,683	3.00	7,683		
Acero Estructural (Ton)	2,713	44.44	120,547	44.44	120,547	56.08	152,133
Gabineta Medida	29,179	0.50	14,590	0.50	14,590		
Gabinete protección línea	60,815	1.00	60,815				
Gabinete protección transformador lado 500 kV (UC2)	30,194			1.00	30,194		
Gabinete protección diámetro	64,105	0.50	32,053	0.50	32,053		
Protección campo de transformador o acople de barras	19,247						
SCC contralador de campo	46,079	1.00	46,079	0.50	23,040	0.50	23,040
Sistema Registro de fallas	44,542	0.50	22,271	0.50	22,271		
Servicios auxiliares caseta control	39,983	0.50	19,991	0.50	19,991		
Accesorios de conexión AT Tipo 1	101,479	1.00	101,479			1.00	101,479
Accesorios de conexión AT Tipo 2	89,095			1.00	89,095		
Cables módulo	20,500	1.00	20,500	1.00	20,500		
TOTAL			1,147,243		899,872		744,051

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Valor	% FOB	Valor	% FOB	Valor
Transporte Marítimo	3.44%	39,430	3.44%	30,928	3.44%	25,572
Seguro Marítimo	0.40%	4,632	0.40%	3,633	0.40%	3,004
Costo CIF (USD)		1,191,304		934,433		772,628
Bodegaje	1.67%	19,116	1.67%	14,994	1.67%	12,398
Arancel	13.43%	154,078	13.43%	120,855	13.43%	99,928
Transporte Terrestre	2.17%	24,878	2.17%	19,514	2.17%	16,135
Seguro terrestre	0.52%	6,023	0.52%	4,724	0.52%	3,906
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	18.82%	215,953	18.82%	169,389	18.82%	140,057
Costo DDP (USD)		1,611,352		1,263,909		1,045,052
Montaje Pruebas y puesta en servicio	11.54%	132,410	11.54%	103,859	11.54%	85,875
Repuestos	3.00%	34,417	3.00%	26,996	3.00%	22,322
Obras civiles	20.69%	237,393	20.69%	186,206	20.69%	153,963
Costo Directo (USD)		2,015,572		1,580,971		1,307,212
Ingeniería (Diseño)	6.12%	70,180	6.12%	55,048	6.12%	45,516
Interventoría	6.93%	79,532	6.93%	62,383	6.93%	51,581
Administración de la ejecución	4.46%	51,110	4.46%	40,090	4.46%	33,148
Costo Indirecto (USD)		200,821		157,520		130,244
Costo Total sin costos financieros (USD)		2,216,393		1,738,491		1,437,456
Factor neto de instalación sin costos financieros	193.2%		193.2%		193.2%	
Factor adoptado (Tabla 1)	195.0%		195.0%		195.0%	
Costo Total adoptado		2,237,123		1,754,751		1,450,900

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 BARRAJE DOBLE BARRA MAS SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA 500 KV
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
 Tabla No. 19 - Anexo

ITEM	Costo Unitario	Barraje Tipo 1		Barraje Tipo 2	
		D. Barra + Trans 500 kV		D. Barra + Trans 500 kV	
		Cantidad	Cantidad	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS COMUNES 500 kV					
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	2,352	52.52	123,522	69.78	164,116
Accesorios de conexión AT	110,599	1.00	110,599		
Accesorios de conexión AT	175,207			1.00	175,207
Transformador de potencial + soporte	17,843	2.00	35,687	2.00	35,687
Total			269,808		375,009

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Valor	% FOB	Valor
Transporte Marítimo	3.44%	9,273	3.44%	12,889
Seguro Marítimo	0.40%	1,089	0.40%	1,514
Costo CIF (USD)		280,170		389,412
Bodegaje	1.67%	4,496	1.67%	6,249
Arancel	13.43%	36,236	13.43%	50,365
Transporte Terrestre	2.17%	5,851	2.17%	8,132
Seguro terrestre	0.52%	1,416	0.52%	1,969
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	18.82%	50,788	18.82%	70,590
Costo DDP (USD)		378,957		526,717
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9.97%	26,889	9.97%	37,374
Repuestos	3.00%	8,094	3.00%	11,250
Obras civiles	11.16%	30,108	11.16%	41,848
Costo Directo (USD)		444,049		617,188
Ingeniería (Diseño)	6.12%	16,505	6.12%	22,940
Interventoría	6.93%	18,704	6.93%	25,997
Administración de la ejecución	4.46%	12,020	4.46%	16,707
Costo Indirecto (USD)		47,229		65,644
Costo Total sin costos financieros (USD)		491,278		682,833
Factor neto de instalación sin costos financieros	182.1%		182.1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180.0%		180.0%	
Costo Total adoptado		485,654		675,017

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
BARRAJE INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV
Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
Tabla No. 20 - Anexo

ITEM	Costo Unitario	Barraje Tipo 1		Barraje Tipo 2	
		Int. Y Medio 500 kV		Int. Y Medio 500 kV	
		Cantidad	Cantidad	Cantidad	Costo Total
EQUIPOS COMUNES 500 kV					
Estructuras metálicas para pórticos (Tn.)	2,352	98.78	232,322	164.14	386,042
Accesorios de conexión AT	98,224	1.00	98,224		
Accesorios de conexión AT	158,512			1.00	158,512
Transformador de potencial	17,843	2.00	35,687	2.00	35,687
Total			366,232		580,241

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Valor	% FOB	Valor
Transporte Marítimo	3.44%	12,587	3.44%	19,942
Seguro Marítimo	0.40%	1,479	0.40%	2,343
Costo CIF (USD)		380,298		602,526
Bodegaje	1.67%	6,102	1.67%	9,668
Arancel	13.43%	49,186	13.43%	77,928
Transporte Terrestre	2.17%	7,942	2.17%	12,583
Seguro terrestre	0.52%	1,923	0.52%	3,046
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	18.82%	68,938	18.82%	109,222
Costo DDP (USD)		514,389		814,974
Montaje Pruebas y puesta en servicio	9.97%	36,499	9.97%	57,827
Repuestos	3.00%	10,987	3.00%	17,407
Obras civiles	11.16%	40,868	11.16%	64,750
Costo Directo (USD)		602,743		954,958
Ingeniería (Diseño)	6.12%	22,403	6.12%	35,495
Interventoría	6.93%	25,389	6.93%	40,225
Administración de la ejecución	4.46%	16,316	4.46%	25,850
Costo Indirecto (USD)		64,108		101,570
Costo Total sin costos financieros (USD)		666,851		1,056,528
Factor neto de instalación sin costos financieros	182.1%		182.1%	
Factor adoptado (Tabla 1)	180.0%		180.0%	
Costo Total adoptado		659,218		1,044,434

FACTOR DE INSTALACION	% FOB	Valor	% FOB	Valor
Transporte Marítimo	3.00%	2,237	3.00%	2,455
Seguro Marítimo	0.50%	373	0.50%	409
Costo CIF (USD/km)		77,164		84,707
Bodegaje	2.10%	1,566	2.10%	1,719
Arancel	15.53%	11,578	15.53%	12,710
Transporte Terrestre	1.30%	969	1.30%	1,064
Seguro terrestre	0.70%	522	0.70%	573
IVA equipos (16% [CIF+ARANCEL])	19.04%	14,195	19.04%	15,583
Costo DDP (USD/km)		105,994		116,355
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	73.08%	54,485	73.08%	59,811
Repuestos	4.18%	3,120	4.18%	3,425
Gestion Ambiental	10.44%	7,786	9.51%	7,786
Servidumbres	14.91%	11,117	13.58%	11,117
Costo Directo (USD/km)		182,501		198,493
Ingeniería (Diseño)	6.00%	4,474	5.47%	4,474
Interventoría	8.90%	6,633	8.10%	6,633
Administración de la ejecución	6.26%	4,670	6.26%	5,127
Costo Directo (USD/km)		15,777		16,234
Costo Total sin costos financieros (USD/km)		198,278		214,727
Factor neto de instalación sin costos financieros	266.0%		262.4%	
Factor adoptado (Tabla 2)	265.0%		265.0%	
Costo Total adoptado		197,568		216,882

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
Km de Línea 500 kV Circuito sencillo 3 sub por haz (ACAR 950 - Nivel 1)(ACAR 1200- Nivel 2 y 3)
Costos (FOB) en US\$
Tabla No. 40a - Anexo

ITEM	Costo Unitario	Nivel 1		Nivel 2		Nivel 3	
		Cantidad/km	Valor	Cantidad/km	Valor	Cantidad/km	Valor
Estructuras (Toneladas de acero por km)	1,146	26,95	30,893	27,76	31,819	27,76	31,819
Cadenas de aisladores suspensión tipo niebla "V" 500 kV	1,020	5,45	5,564	5,45	5,564	5,45	5,564
Cadenas de aisladores retención tipo niebla 500 kV	1,584	3,78	5,995	3,78	5,995	3,78	5,995
Conductor para 500 kV cto sencillo (Toneladas de cond. por km)	2,508	11,97	30,022	15,12	37,922	15,12	37,922
Accesorios para conductor y cable de guardia 500 kV cto sencillo	2,178	1,00	2,178	1,00	2,178	1,00	2,178
Cable de guarda para líneas 500 kV	844	2,04	1,721	2,04	1,721	2,04	1,721
Costo FOB [100%] (USD/km)			76,372		85,199		85,199

FACTOR DE INSTALACIÓN	% FOB	Valor	% FOB	Valor	% FOB	Valor
Transporte Marítimo	3.00%	2,291	3.00%	2,556	3.00%	2,556
Seguro Marítimo	0.50%	382	0.50%	426	0.50%	426
Costo CIF (USD/km)		79,045		88,181		88,181
Bodegaje	2.10%	1,604	2.10%	1,789	2.10%	1,789
Arancel	15.53%	11,861	15.53%	13,231	15.53%	13,231
Transporte Terrestre	1.30%	993	1.30%	1,108	1.30%	1,108
Seguro terrestre	0.70%	535	0.70%	596	0.70%	596
IVA equipos (16% (CIF+ARANCEL))	19.04%	14,541	19.04%	16,222	19.04%	16,222
Costo DDP (USD/km)		108,578		121,128		121,128
Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha	73.08%	55,813	73.08%	62,264	73.08%	62,264
Repuestos	4.18%	3,196	4.18%	3,565	4.18%	3,565
Gestión Ambiental	10.19%	7,786	9.14%	7,786	9.14%	7,786
Servidumbres	14.56%	11,117	14.56%	11,117	14.56%	11,117
Costo Directo (USD/km)		186,490		205,860		205,860
Ingeniería (Diseño)	5.86%	4,474	5.86%	4,474	5.86%	4,474
Interventoría	8.68%	6,633	8.68%	6,633	8.68%	6,633
Administración de la ejecución	6.26%	4,784	6.26%	5,337	6.26%	5,337
Costo Directo (USD/km)		15,891		16,444		16,444
Costo Total sin costos financieros (USD/km)		202,381		222,304		222,304
Factor neto de instalación sin costos financieros	265.0%		260.9%		260.9%	
Factor adoptado (Tabla 2)	265.0%		265.0%		265.0%	
Costo Total adoptado		202,386		225,779		225,779

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
COSTO EQUIPO DE CONEXIÓN DE ALTA TENSIÓN PARA MÓDULOS POR CONFIGURACIÓN 500 kV
Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
Tabla No 53 - Anexo

COSTO EQUIPO DE CONEXIÓN DE ALTA TENSIÓN CONFIGURACIÓN DOBLE BARRA CON SECC. TRANSFERENCIA 500 kV

COMPONENTE	Unidad	COSTO CIF USD 2004	BAHÍA DE LÍNEA		BAHÍA DE TRANSFORMADOR		BAHÍA DE TRANSFERENCIA	
			CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL
CADENAS AISLADORES								
500 kV								
Retención dos conductores	un	2,357	12	28,287	12	28,287	12	28,287
Suspensión dos conductores	un	3,539						
Retención con resorte	un	2,584						
Suspensión en V dos conductores	un	3,099					3	9,297
Suspensión para T.O.	un	1,608						
CONDUCTOR ALTA TENSIÓN	m	14	1500	21,648	1450	20,927	1250	18,040
CABLE DE GUARDA	m	2	200	400	200	400	200	400
CONECTOR CABLE DE GUARDA	un	45	6	270	6	270	6	270
CONECTORES A.T.								
500 kV	un	119	116	13,848	102	12,177	81	9,670
SEPARADOR								
500 kV	un	64	48	3,072	48	3,072	36	2,304
BARRAS TUBULARES ALUMINIO								
ø 120/104 mm (500kV)	un	437	9	3,930	9	3,930	3	1,310
TOTAL				71,455		69,062		69,577

COMPONENTE	Unidad	COSTO CIF USD 2004	BARRAJE TIPO 1		BARRAJE TIPO 2	
			CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL
CADENAS AISLADORES						
500 kV						
Retención dos conductores	un	2,357	24	56,573	36	84,860
Suspensión dos conductores	un	3,539				
Retención con resorte	un	2,584				
Suspensión en V dos conductores	un	3,099	6	18,593	12	37,187
Suspensión para T.O.	un	1,608				
CONDUCTOR ALTA TENSION	m	14	1850	26,699	2800	40,410
CABLE DE GUARDA	m	2				
CONECTOR CABLE DE GUARDA	un	45				
CONECTORES A.T.						
500 kV	un	119	56	6,685	80	9,550
SEPARADOR						
500 kV	un	64	32	2,048	50	3,200
BARRAS TUBULARES ALUMINIO						
ø 120/104 mm (500kV)	un	437				
TOTAL				110,599		175,207

1,417

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 COSTO EQUIPO DE CONEXIÓN DE ALTA TENSION PARA MÓDULOS POR CONFIGURACIÓN 500 kV
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
 Tabla No 53 - Anexo

COSTO EQUIPO DE CONEXIÓN DE ALTA TENSION CONFIGURACIÓN INTERRUPTOR Y MEDIO 500 kV

COMPONENTE	Unidad	COSTO CIF USD 2004	500 kV BAHÍA DE LÍNEA		BAHÍA DE TRANSFORMADOR		BARRAJE TIPO 1		BARRAJE TIPO 2	
			CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL
CADENAS AISLADORES										
500 kV										
Retención dos conductores	un	2,357	12	28,287	12	28,287	24	56,573	36	84,860
Suspensión dos conductores	un	3,539								
Retención con resorte	un	2,584								
Suspensión en V dos conductores	un	3,099	9	27,890	9	27,890	6	18,593	12	37,187
Suspensión para T.O.	un	1,608	6	9,648						
CONDUCTOR ALTA TENSION	m	14	1260	18,184	1150	16,597	1350	19,483	2100	30,307
CABLE DE GUARDA	m	2	300	600	300	600				
CONECTOR CABLE DE GUARDA	un	45	10	450	10	450				
CONECTORES A.T.										
500 kV	un	119	92	10,983	84	10,028	16	1,910	28	3,343
SEPARADOR										
500 kV	un	64	44	2,816	41	2,624	26	1,664	44	2,816
BARRAS TUBULARES ALUMINIO										
ø 120/104 mm (500kV)	un	437	6	2,620	6	2,620				
TOTAL				101,479		89,095		98,224		158,512

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 COSTO EQUIPO DE CONEXIÓN DE ALTA TENSIÓN PARA MÓDULOS POR CONFIGURACIÓN 500 kV
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
 Tabla No 53 - Anexo

COSTO EQUIPO DE CONEXIÓN DE ALTA TENSIÓN BAHÍA DE COMPENSACIÓN Y TRANSFORMADOR

COMPONENTE	Unidad	COSTO CIF USD 2004	BAHÍA DE COMPENSACIÓN REACTIVA MANIOBRABLE		BAHÍA DE COMPENSACIÓN REACTIVA FIJA		AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO 150 MVA	
			CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL
CADENAS AISLADORES								
500 kV								
Retención dos conductores	un	2,357						
Suspensión dos conductores	un	3,539						
Retención con resorte	un	2,584						
Suspensión en V dos conductores	un	3,099						
Suspensión para T.O.	un	1,608						
Retención un conductor (230 kV)	un	771					12	9,252
CONDUCTOR ALTA TENSIÓN	m	14	150	2,165	200	2,886	300	4,330
CABLE DE GUARDA	m	2					190	380
CONECTOR CABLE DE GUARDA	un	45					6	270
CONECTORES A.T.								
500 kV	un	119	15	1,791	24	2,865	25	2,985
SEPARADOR								
500 kV	un	64	9	576	9	576		
BARRAS TUBULARES ALUMINIO								
ø 120/104 mm (500kV)	un	437	5.5	2,402	5.5	2,402	3	1,310
TOTAL				6,933		8,729		18,526

COSTO DE UNIDADES CONSTRUCTIVAS DEL STN
 COSTO EQUIPO DE CONEXIÓN DE ALTA TENSIÓN PARA MÓDULOS POR CONFIGURACIÓN 500 kV
 Costos (FOB) en US\$ de Diciembre de 2004
 Tabla No 53 - Anexo

COSTO EQUIPO DE CONEXIÓN DE ALTA TENSIÓN MÓDULO DE COMPENSACIÓN 500 kV

COMPONENTE	Unidad	COSTO CIF USD 2004	MÓDULO DE COMPENSACIÓN REACTIVA DE LÍNEA 500 kV MANIOBRABLE 20 MVAR		MÓDULO DE COMPENSACIÓN REACTIVA DE LÍNEA 500 kV FIJA 20 MVAR		MÓDULO DE COMPENSACIÓN REACTIVA DE LÍNEA 500 kV FIJA 28 MVAR	
			CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL
CADENAS AISLADORES								
500 kV								
Retención dos conductores	un	2,357						
Suspensión dos conductores	un	3,539						
Retención con resorte	un	2,584						
Suspensión en V dos conductores	un	3,099						
Suspensión para T.O.	un	1,608						
CONDUCTOR ALTA TENSIÓN	m	14	10	144	30	433	25	361
CABLE DE GUARDA	m	2						
CONECTOR CABLE DE GUARDA	un	45						
CONECTORES A.T.								
500 kV	un	119	16	1,910	23	2,746	20	2,388
SEPARADOR								
500 kV	un	64						
BARRAS TUBULARES ALUMINIO								
ø 120/104 mm (500kV)	un	437	2.5	1,092	3	1,310	2.5	1,092
TOTAL				3,146		4,489		3,840

COMPONENTE	Unidad	COSTO CIF USD 2004	MODULO DE COMPENSACIÓN REACTIVA DE LINEA 500 kV MANIOBRABLE 40 MVAR		MODULO DE COMPENSACIÓN REACTIVA DE LINEA 500 kV FIJA 40 MVAR	
			CANTIDAD	TOTAL	CANTIDAD	TOTAL
CADENAS AISLADORES						
500 kV						
Retención dos conductores	un	2,357				
Suspensión dos conductores	un	3,539				
Retención con resorte	un	2,584				
Suspensión en V dos conductores	un	3,099				
Suspensión para T.O.	un	1,608				
CONDUCTOR ALTA TENSION	m	14	30	433	30	433
CABLE DE GUARDA	m	2				
CONECTOR CABLE DE GUARDA	un	45				
CONECTORES A.T.						
500 kV	un	119	26	3,104	23	2,746
SEPARADOR						
500 kV	un	64				
BARRAS TUBULARES ALUMINIO						
ø 120/104 mm (500kV)	un	437	3	1,310	3	1,310
TOTAL				4,847		4,489

Costos Unitarios de Transmisión Colombia 1997

230 kV

- Línea circuito sencillo 115.000 US\$/km
- Línea doble circuito 179.000 US\$/km
- Módulo terminal de línea 1.836.000 US\$

500 kV

- Línea 310.000 US\$/km
- Bahía interruptor y medio 3.099.000 US\$

Valores en US\$ de junio de 1996

