

Universidad Nacional del Callao

Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



Criterios Tecnológicos para la Determinación del Valor
Nuevo del Reemplazo de un Sistema
Eléctrico de Transmisión Económicamente Adaptado

TESIS

Elaborado por:

Moncada Ramírez Manuel Edgard

CALLAO - 1996

1586 E
T-621.3-M.77

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CRITERIOS TECNOLÓGICOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL VALOR

NUEVO DEL REEMPLAZO DE UN SISTEMA

ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN ECONÓMICAMENTE ADAPTADO

TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE :

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

BACHILLER MANUEL EDGARD MONCADA RAMÍREZ



CALLAO - PERÚ

1996

Este trabajo lo dedico
con mucho cariño a mi
padre Víctor por su
confianza y apoyo
incondicional y a mi
madre Olga por su gran
amor y por haberme guiado
con sabiduría en todo
momento.

CRITERIOS TECNOLÓGICOS PARA LA DETERMINACIÓN DEL VALOR
NUEVO DE REEMPLAZO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO
DE TRANSMISIÓN ECONÓMICAMENTE ADAPTADO

PRÓLOGO

1. INTRODUCCIÓN

2. BASE LEGAL

2.1. INTRODUCCIÓN

2.2. ARTÍCULOS DE LA LEY RELACIONADOS CON LA
TRANSMISIÓN

2.3. ARTÍCULOS DEL REGLAMENTO RELACIONADOS CON LA
TRANSMISIÓN

3. SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN

3.2. ANÁLISIS DE LAS DISPOSICIONES LEGALES SOBRE
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.

3.2.1. Disposiciones relacionadas con
transmisión.

3.2.2. Análisis de las disposiciones legales

3.2.3. Conclusión del análisis

3.3. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL SISTEMA
PRINCIPAL

4. VALOR NUEVO DE REEMPLAZO (VNR)

- 4.1. CONCEPTO
- 4.2. CRITERIOS TECNOLÓGICOS EN EL CÁLCULO DEL VNR
 - 4.2.1. SUBESTACIONES
 - 4.2.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
- 4.3. ESTRUCTURA DE COSTOS INDIRECTOS

5. TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

- 5.1. SÍNTESIS DE LA METODOLOGÍA PARA TARIFICAR LA TRANSMISIÓN
- 5.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS
- 5.3. MARCO CONCEPTUAL DE LA TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN
 - 5.3.1. Introducción
 - 5.3.2. Costos Totales, Medios y Marginales de Corto y Largo Plazo
 - 5.3.2.1. Costos Totales de Corto y Largo Plazo
 - 5.3.2.2. Costos Medios y Marginales
 - 5.3.3. Economías de Escala en transmisión
 - 5.3.3.1. Conceptos generales
 - 5.3.3.2. Formulación analítica de los CMgLP y los CMgCP en transmisión.
- 5.4. METODOLOGÍA PARA CALCULAR LOS PRECIOS DE BARRA
 - 5.4.1. Explicación de la metodología y de su consistencia con las disposiciones legales.

- 5.4.1.1. Precios de barra publicados
- 5.4.1.2. Recargos por transformación y por transporte en líneas de subtransmisión.
- 5.5. CÁLCULO DE FACTORES DE PÉRDIDAS O FACTORES DE PENALIZACIÓN
- 5.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO TARIFARIO Y EL PEAJE DE CONEXIÓN
- 5.7. CÁLCULO DEL PEAJE SECUNDARIO
- 5.8. SISTEMAS DE RECARGOS EN SUBTRANSMISIÓN
- 5.9. ACCESO ABIERTO EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN
 - 5.9.1. Introducción
 - 5.9.2. Estructuras del Acceso Abierto
 - 5.9.3. Resultados del Acceso Abierto
 - 5.9.4. Experiencias del Acceso Abierto

6. LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS ECONÓMICAMENTE ADAPTADOS

- 6.1. INTRODUCCIÓN
- 6.2. CONCEPTOS DE CONFIABILIDAD
- 6.3. PRINCIPIOS DE CONFIABILIDAD
 - 6.3.1. Sistema de Planeamiento
 - 6.3.2. Diseño del Sistema
 - 6.3.3. Operación del Sistema
- 6.4. OBJETIVOS DE LA CONFIABILIDAD
- 6.5. CRITERIO DE CONFIABILIDAD

6.6. MÉTODO DE SIMULACIÓN DE MONTECARLO

6.6.1. Metodología

6.6.2. Representación de la red

6.6.3. Estado de la red

7. APLICACIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETECEN S.A.

7.1. DETERMINACIÓN TEÓRICA DEL SISTEMA PRINCIPAL EN
EL SICN

7.2. OTRAS CONSIDERACIONES EN LA DEFINICIÓN DEL
SISTEMA PRINCIPAL DEL SICN

7.3. EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL VNR PARA LA SUBESTACIÓN
GUADALUPE

7.4. PRECIOS EN BARRA PARA EL SICN

8. CONCLUSIONES

9. RECOMENDACIONES

REFERENCIAS

ANEXOS

PRÓLOGO

En el capítulo 2 se presenta el marco legal, que en torno al Valor Nuevo de Reemplazo, podemos encontrar en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento publicadas en el año 1992. En esta parte podemos apreciar todos los requisitos que se deben cumplir para la determinación del VNR.

En el capítulo 3 podemos apreciar los criterios para el diseño de un Sistema de Transmisión Eléctrico Económicamente Adaptado. Se presentan dos conceptos: Sistema Principal y Sistemas Secundarios, luego se hace un análisis de las disposiciones legales para finalmente entregar una metodología que nos permita determinar el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios.

Los criterios tecnológicos que se usaron para el cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para un Sistema Económicamente Adaptado tanto en subestaciones como en líneas de transmisión, son estudiados en el capítulo 4.

Un aspecto muy importante dentro del cálculo del VNR, es poder apreciar la incidencia en los aspectos tarifarios, esto se hace teniendo como base para la

tarificación la teoría de los costos marginales, explicados en el capítulo 5, además vemos el concepto de peajes, ingreso tarifario, economías de escala, los métodos para calcular los precios en barra, cálculos de factores de pérdidas y todo lo necesario para poder efectuar el cálculo de la tarifa de Transmisión.

La confiabilidad en un Sistema de Transmisión es de suma importancia, sus conceptos, principios, objetivos y criterios son explicados en el capítulo 6, también podemos revisar el método de Simulación de Montecarlo que permite simular la operación de un determinado sistema y evaluar los índices de riesgo

En el capítulo 7 se presenta una aplicación de los conceptos y aspectos teóricos presentados en los capítulos anteriores para el aspecto tarifario de la Transmisión en el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

Terminamos el presente proyecto con las conclusiones y recomendaciones, además de un anexo de utilidad para el mejor entendimiento del presente trabajo.

Finalmente, quiero agradecer en primer lugar a mis asesores en esta tesis a los Ings. Fernando Oyanguren Ramírez y Américo Cerida Apolaya por su gran ayuda

desinteresada y su enseñanza tanto dentro como fuera de la Universidad en el campo profesional y en la vida misma.

Agradecer también a los Srs. Ings.: Carlos Cervantes, Javier Ingar, Sergio Bravo, Raúl Abarca, Manuel Casas, al Sr. CPC Marco Fernandez, al Dr. Luis Negrón, a la Sra. Pilar de Aguirre, a la Sra. Ing. Maricela de Martinez, al Sr. Pedro Noya, y a todas las personas de ETECEN S.A. que me brindaron siempre su ayuda y, sobre todo, su amistad.

Muchas gracias a todos los que pensaron que podría salir adelante y me brindaron su ayuda.

INTRODUCCIÓN

El problema de configurar un sistema eléctrico técnica y económicamente adaptado nunca fue enfrentado en nuestro país de tal manera que considerando el marco regulatorio y la política de gobierno, tenemos un sistema eléctrico desadaptado técnica y económicamente.

El desarrollo eléctrico de nuestro país no tuvo una planificación que permita un crecimiento armonioso de los sistemas eléctricos y una adecuada utilización de los recursos económicos.

Estos hechos han ocasionado que el usuario y el país en general enfrenten distorsiones y subsidios en las tarifas; lo que ha contribuido con la crisis económica ocurrida en el Perú en los últimos 20 años.

La Legislación Eléctrica vigente en el Perú, que se sustenta en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento promulgado en el año 1992, enfrenta lo expuesto anteriormente con la utilización de conceptos orientados a la eficiencia técnica y económica y a las fuerzas del mercado tales como Sistema Económicamente Adaptado y Valor Nuevo de Reemplazo, que en este trabajo se enriquecen con la Adaptabilidad Técnica o Criterios Tecnológicos; para que la configuración del sistema sea lo más justo para el usuario, que es el que finalmente asume el costo total eléctrico a través de las tarifas.

El presente trabajo tiene por objetivo establecer, basado en estudios hechos por consultoras tanto nacionales como extranjeras y en las experiencias vividas en países que ya pasaron o están pasando por esta etapa de cambio, los criterios tecnológicos que permitan configurar un Sistema Eléctrico de Transmisión Técnica y Económicamente Adaptado. Se detalla como una aplicación práctica al Sistema de Transmisión de la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte, pero cuyos criterios pueden ser aplicables a diferentes sistemas de transmisión eléctrica en nuestro país.

BASE LEGAL

2.1. INTRODUCCIÓN

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

2.2. ARTÍCULOS DE LA LEY RELACIONADOS CON LA TRANSMISIÓN

LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

(Decreto Ley No. 25844)

TÍTULO II

COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Art. 18.- La secretaría ejecutiva, en apoyo a las determinaciones que deberá tomar el Consejo Directivo de

la Comisión de Tarifas Eléctricas, realizará las siguientes funciones:

- f) Ejecutar los estudios para determinar los factores de pérdida de potencia y de energía utilizados en el cálculo de las Tarifas en Barra;
- g) Elaborar los estudios para definir el Sistema Principal y Sistemas Secundarios de transmisión de cada Sistema Interconectado;
- j) Elaborar los estudios para fijar y actualizar los Valores Nuevos de Reemplazo de instalaciones de transmisión y distribución; y,
- k) Otras que le señale el reglamento.

TITULO III

CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Art. 33o.- Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso.

TITULO IV

COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA

Art. 39o.- Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se

encuentran interconectadas conforman un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES) con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones de este Comité.

TITULO V

SISTEMA DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Art. 42o.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructuran de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Art. 43o.- Estarán sujetos a regulación de precios:

b) Las compensaciones a titulares de sistemas de transmisión.

PRECIOS MÁXIMOS DE GENERADOR

A DISTRIBUIDOR DE SERVICIO PÚBLICO

Art. 47o.- Para la fijación de tarifas en barra cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

g) Calculará para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

Estos valores serán iguales a 1.00 en la barra en que se fijen los precios básicos.

h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Potencia de Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60 de la presente Ley; y

i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor de pérdidas de energía.

Art. 48o.- Los factores de pérdida de potencia y de energía se calcularán considerando las Pérdidas Marginales de Transmisión de Potencia de Punta y Energía respectivamente, considerando un Sistema Económicamente Adaptado.

Art. 49o.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el Costo Medio de dicho Sistema Económicamente Adaptado.

Art. 51o.- Antes del 15 de marzo y 15 de setiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión de Tarifas Eléctricas el correspondiente estudio técnico-económico que explicita y justifique, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) La proyección de la demanda de potencia y energía del sistema eléctrico;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- g) Los factores de pérdidas de potencia y de energía;
- h) El Costo Total de transmisión considerado

PRECIOS MÁXIMOS DE TRANSMISIÓN

Art. 58o.- En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, definirá el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios de Transmisión de acuerdo a las características establecidas en el Reglamento.

El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

Art. 59o.- Los generadores conectados al Sistema Principal, abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión. El Costo Total de Transmisión comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado.

La anualidad de la inversión será calculada considerando el Valor Nuevo de Reemplazo, su vida útil y la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el Artículo 79 de la presente Ley.

Art. 60o.- La compensación a que se refiere al artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

El Ingreso Tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario, y es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme.

Art. 61o.- La Comisión de Tarifas Eléctricas fijará anualmente el Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste mensual, calculando el Costo Total de Transmisión; tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado, que le deberá proporcionar el respectivo COES.

El Peaje por Conexión y su respectiva fórmula de reajuste, serán fijados y publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.

Art. 62o.- Si un generador suministra energía eléctrica en barras ubicadas en el Sistema Secundario de Transmisión o utilizando instalaciones de un concesionario de distribución, deberá convenir con sus propietarios las compensaciones por el uso de dichas instalaciones.

Estas compensaciones cubrirán el Costo Medio de eficiencia de tales Sistemas y no se pagarán si el uso se efectúa en sentido contrario al flujo preponderante de energía.

En caso de discrepancia y a solicitud de parte, la Comisión de Tarifas Eléctricas actuará como dirimente y deberá resolver en un plazo máximo de 30 días de presentada.

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Art. 76o.- El Valor Nuevo de Reemplazo, para fines de la presente Ley, representa el costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además:

- a) Los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que

no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el artículo 79 de la presente Ley;

b) Los gastos y compensaciones por establecimiento de las servidumbres utilizadas; y,

c) Los gastos por concepto de estudios y supervisión.

Para la fijación del Valor Nuevo de reemplazo, los concesionarios presentaran la información sustentatoria, pudiendo la Comisión de Tarifas Eléctricas rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.

Art. 77o.- Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas Eléctricas procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios.

En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas Eléctricas incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Art. 78o.- El Valor Nuevo de Reemplazo, ingresos y costos orientados exclusivamente para el cálculo de las tarifas no serán considerados por ningún motivo para efectos tributarios de las empresas.

Art. 79o.- La Tasa de Actualización a utilizar en la presente Ley será de 12% real anual.

Esta tasa sólo podrá ser modificada por el Ministerio de Energía y Minas, previo estudio que encargue la Comisión de Tarifas Eléctricas a consultores especializados, en el que se determine que la tasa fijada es diferente a la Tasa Libre de Riesgo más el premio por el riesgo en el país.

En cualquier caso, la nueva Tasa de Actualización fijada por el Ministerio de Energía y Minas, no podrá diferir en más de dos puntos porcentuales de la tasa vigente.

TITULO X

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Art. 122o.- Las actividades de generación, de transmisión pertenecientes al Sistema Principal y de distribución de energía eléctrica no podrá efectuarse simultáneamente por un mismo titular, salvo en los casos previstos en la presente Ley.

2.3. ARTÍCULOS DEL REGLAMENTO RELACIONADOS CON LA
TRANSMISIÓN

REGLAMENTO
DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS
(Decreto Supremo No. 009-93-EM)

TÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Art. 3o.- Ninguna entidad de generación o de distribución podrá mantener la propiedad de un Sistema Secundario de Transmisión, si éste se calificara como parte del Sistema Principal en la revisión cuatrianual a que se refiere el último párrafo del artículo 132 del Reglamento.

TÍTULO II

COMISIÓN DE TARIFAS ELÉCTRICAS

Art. 22o.- Adicionalmente a las funciones señaladas en el artículo 15 de la Ley, el Consejo Directivo deberá:

- a) Dirimir, a solicitud de parte, las discrepancias sobre la determinación de compensaciones por el uso del Sistema Secundario de Transmisión y de las instalaciones de distribución;
- b) Aprobar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución;

TÍTULO III

OBLIGACIONES DE TITULARES DE CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

Art. 62o.- Si se presentan discrepancias entre los usuarios y los concesionarios de transmisión por el uso de los sistemas de estos últimos, a que se refiere el artículo 33 de la Ley, en lo relativo a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, éstas serán resueltas por procedimiento arbitral.

Las inversiones efectuadas por los usuarios tendrán carácter reembolsable, bajo la misma modalidad establecida en el artículo 84 de la Ley.

TÍTULO IV

COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA

ASPECTOS GENERALES

Art. 81o.- Cada COES estará integrado por:

- b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

INFORMACIÓN QUE ELABORA EL COES

Art. 119o.- Antes del 15 de mayo y 15 de setiembre de cada año, cada COES deberá presentar a la Comisión el estudio técnico-económico de determinación de precios de potencia y energía en barras, de conformidad con las disposiciones contenidas en los artículos 47 a 50.

inclusive, de la Ley, en forma detallada para explicitar y justificar, entre otros aspectos, los siguientes:

- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- g) Los factores de pérdidas marginales de potencia y de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión, discriminando los costos de inversión y los de operación y mantenimiento tanto para el Sistema Principal como para los Sistemas Secundarios de transmisión;
- i) Los valores resultantes para los precios en barra
- j) La fórmula de reajuste propuesta; y
- k) Cálculo del Ingreso Tarifario esperado en los Sistemas Principal y Secundarios de Transmisión, para la fijación del Peaje de Conexión y del Peaje Secundario.

TÍTULO V

SISTEMAS DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD

Art. 128o.- Para la fijación de los precios en las barras unidas al Sistema Principal de Transmisión mediante un sistema secundario, a que se refiere el artículo 49 de la Ley, la Comisión observará el siguiente procedimiento:

- a) Determinará las pérdidas marginales de potencia y energía para el tramo del sistema de transmisión que une a la barra principal;

- b) Determinará el Precio de Energía en Barra aplicando al Precio en Barra correspondiente del Sistema Principal un factor que incluya las pérdidas marginales de energía; y,
- c) Determinará el precio de Potencia de Punta en Barra aplicando al precio en Barra de la respectiva barra del Sistema Principal de Transmisión un factor que incluya las pérdidas marginales de potencia. Al valor obtenido se agregará un peaje que cubra el Costo Medio del Sistema Secundario de Transmisión Económicamente Adaptado.
- El cálculo del peaje será calculado de acuerdo a lo señalado en el artículo 139 del Reglamento.

PRECIOS MÁXIMOS DE TRANSMISIÓN

Art. 132o.- Las condiciones y criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión son los siguientes:

- a) Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión;
- b) Deberá permitir el flujo bidireccional de energía;
- c) El régimen de uso.

Cada cuatro años o a la incorporación de una nueva central de generación en el sistema, se evaluarán los sistemas de transmisión calificados como principales y en mérito a las modificaciones que se hubieren presentado se procederá a su redefinición.

Art. 133o.- Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión, se considerará aquel dimensionamiento que corresponda a la potencia máxima que transporte dicho sistema.

Art. 134o.- La anualidad de la inversión a que se refiere el artículo 59 de la Ley, será calculada multiplicando el monto de la inversión, determinado según el criterio señalado en el artículo precedente, por el factor de recuperación de capital obtenido con una vida útil de 30 años y la Tasa de Actualización fijada en el artículo 79 de la Ley.

Art. 135o.- El Ingreso Tarifario para el Sistema Principal de Transmisión, a que se refiere el artículo 60 de la Ley, y el correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, será calculado por el respectivo COES, mediante el siguiente procedimiento:

- a) Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima entregadas en cada una de las barras del sistema;
- b) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima entregada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra;

c) Determinará para cada generador la energía y la potencia máxima retiradas en cada una de las barras del sistema;

d) Determinará el monto total que resulte de valorizar toda la energía y la potencia máxima retirada en cada barra, aplicando las respectivas Tarifas en Barra; y,

e) El Ingreso Tarifario será la diferencia resultante de los montos obtenidos en los incisos d) y b), siempre que éste sea positivo.

El pago por este concepto se efectuará, mensualmente, por cada generador al propietario del Sistema Principal de Transmisión, dentro de los quince (07) días calendario a la liquidación practicada por el COES.

Art. 136o.- El Ingreso Tarifario esperado, requerido para cada fijación de las tarifas de transmisión, será efectuado por el COES para los siguientes doce meses siguiendo el procedimiento previsto en el artículo precedente y empleando la misma información y supuestos utilizados para el cálculo de las Tarifas en Barra.

Los resultados obtenidos para cada generador deberán totalizarse con el fin de determinar el Ingreso Tarifario esperado total de cada sistema.

Art. 137o.- El Peaje por Conexión será obtenido deduciendo al Costo Total de Transmisión el Ingreso Tarifario esperado total para el Sistema Principal de Transmisión, determinado conforme a lo establecido en el artículo precedente.

El Peaje por Conexión será asumido por los generadores en proporción a su Potencia Firme. La cuota resultante para cada generador será dividida en doce partes iguales, a ser pagadas mensualmente a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión, aplicando a las mismas, las fórmulas de reajuste a que se refiere el artículo 61 de la Ley y en la misma oportunidad que abonen el Ingreso Tarifario.



Art. 138o.- Para los fines del artículo 62 de la Ley, se considera flujo preponderante de energía cuando la transmisión de electricidad es mayor al 90% de la energía transportada por dicho sistema en una misma dirección. Para tal efecto se considerará el flujo anual de energía que se produzca en un año hidrológico con una probabilidad de excedencia promedio.

Art. 139o.- Las compensaciones a que se refiere el artículo 62 de la Ley para los Sistemas Secundarios de Transmisión serán calculados para cada tramo y se abonarán a sus propietarios mediante los conceptos: Ingreso Tarifario y Peaje Secundario.

El Ingreso Tarifario se calculará según lo establecido en el artículo 135 del Reglamento.

El Peaje Secundario es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión, correspondiente al Sistema Secundario de Transmisión, y el Ingreso Tarifario respectivo. Dicho peaje será asumido sólo por los generadores usuarios en proporción a la potencia de punta anual retirada en cada barra.

La Comisión, en la ocasión en que fija las tarifas de transmisión, determinará el Costo Total de Transmisión del Sistema Secundario y tomando en cuenta el Ingreso Tarifario esperado para los siguientes doce meses, que le proporcionará el respectivo COES, fijará y publicará el respectivo Peaje Secundario y su correspondiente fórmula de reajuste.

Los generadores deberán abonar a los propietarios del Sistema Secundario, el peaje siguiendo el mismo mecanismo establecido en la parte final del artículo 137 del Reglamento.

Art. 140o.- Las compensaciones a que se refiere el artículo 62 de la Ley para los sistemas de distribución serán convenidas entre las partes, considerando un sistema similar al establecido para el Sistema Secundario de Transmisión.

Art. 141o.- El peaje de Conexión y el Peaje Secundario correspondiente al Sistema Secundario, así como sus factores de reajuste, que fijen la Comisión, serán publicados en el Diario Oficial El Peruano por una sola vez, con una anticipación de quince (15) días calendario a su entrada en vigencia.

DISPOSICIONES DIVERSAS SOBRE TARIFAS

Art. 158o.- El período de construcción a considerarse, para la fijación del Valor Nuevo de Reemplazo, será determinado teniendo en cuenta la magnitud de la obra y las condiciones geográficas en que esta se desarrolla.

Art. 159o.- El concesionario debe poner en conocimiento de la Comisión, en los plazos y oportunidades que esta determine, toda inversión en obras de distribución que aumente su Valor Nuevo de Reemplazo.

La Comisión podrá rechazar fundadamente la incorporación de bienes físicos y/o derechos que estime innecesarios y/o excesivos, comunicando al concesionario en un plazo máximo de tres meses. A falta de esta comunicación, se dará por incorporado.

El concesionario comunicará anualmente a la Comisión el retiro de las instalaciones innecesarias para la prestación del servicio, a fin de ser excluidas del respectivo Valor Nuevo de Reemplazo.

Art. 160o.- La Tasa de Actualización fijada por el artículo 79 de la Ley, sólo podrá ser revisada cuando los factores que inciden en su determinación hayan sufrido alteraciones significativas que pudieran justificar su modificación.

La Comisión, por iniciativa propia, o a solicitud de los concesionarios podrá encargar la ejecución de los estudios siguiendo el procedimiento establecido en la Ley.

TITULO VII

FISCALIZACIÓN

Art. 201o.- La Dirección sancionará a los concesionarios y entidades que desarrollan actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, con multas equivalentes al importe de 10 000 a 200 000 kilovatios-hora, en los siguientes casos:

- n) No informar oportunamente el retiro de instalaciones innecesarias para el retiro de su Valor Nuevo de Reemplazo;
- o) Por incumplimiento de las disposiciones relativas a fiscalización señaladas en norma expresa aplicable; y
- p) Por incumplimiento de las normas y disposiciones emitidas por la Dirección, que se encuentren enmarcadas en la Ley y el Reglamento.

TITULO X

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Art. 233o.- Las entidades propietarias del Sistema Principal de Transmisión de un sistema interconectado, están impedidas de comercializar electricidad. Este hecho será tipificado como causal de caducidad.

Art. 238o.- Todas las entidades que desarrollan las actividades de generación y transmisión alcanzarán al Ministerio, información referida a proyectos, para ser tomados en cuenta en la elaboración del Plan Referencial a que se refiere el artículo 47 de la Ley.

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo tiene por objeto analizar y definir una metodología para la determinación del Sistema Principal de Transmisión, en el contexto de las disposiciones que establece la ley eléctrica.

Debido a las implicancias que tiene, en la correcta asignación de recursos, la definición que se haga del Sistema Principal de Transmisión, tanto desde el punto de vista de las tarifas resultantes para el suministro a los usuarios, como de las señales que se den a los propietarios de las centrales, en cuanto a su responsabilidad en asumir los costos de transporte en los sistemas de conexión de estas al sistema principal; se ha estimado conveniente efectuar en primer lugar un análisis exhaustivo de las disposiciones legales. Este análisis

concluye con la formulación de un criterio general para definir el sistema principal de transmisión. En seguida se establece una metodología para precisar la extensión de dicho sistema sobre la base del criterio definido.

Finalmente se presentan los análisis cualitativos de aplicación de la metodología, que permitieron determinar el Sistema Principal.

3.2. ANÁLISIS DE LAS DISPOSICIONES LEGALES SOBRE SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

3.2.1. Disposiciones relacionadas con la transmisión.

La Ley Eléctrica establece el uso y la tarificación de la transmisión en cada sistema eléctrico mediante los conceptos que se describen a continuación:

i) Se distinguen dos tipos de instalaciones de transmisión (artículo 58):

- el Sistema Principal de Transmisión, que permite a los generadores comercializar energía y potencia en cualquiera de sus barras,
- los Sistemas Secundarios, que permiten a los generadores conectarse al Sistema Principal, así como extraer la potencia y energía desde el Sistema Principal para comercializarla en cualquiera de las barras de estos sistemas.

Estos sistemas son definidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

ii) Los generadores conectados al sistema pueden comercializar energía ya sea en el Sistema Principal o en los Sistemas Secundarios, pagando los costos de transporte (artículos 59 y 62, para el Sistema Principal y para los Sistemas Secundarios, respectivamente).

iii) El pago del transporte en el Sistema Principal corresponde al costo total de transmisión, constituido por la anualidad de inversión y costos eficientes de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado (artículo 59). El costo total de transmisión se paga separadamente a través de dos conceptos (artículo 60):

- El ingreso tarifario, que se calcula en función de las potencias y energías entregadas y retiradas en cada barra, valorizadas a sus respectivas Tarifas en Barra.

- El peaje de conexión, calculado como diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario.

Este peaje de conexión es pagado por los generadores conectados al sistema en proporción a sus potencias firmes.

iv) El pago del transporte en los sistemas secundarios de transmisión se efectúa solamente cuando estos son utilizados en el sentido del flujo predominante de energía; la compensación correspondiente cubrirá el costo medio de la eficiencia de tales sistemas (artículo 62).

v) La mensualidad del peaje de conexión (artículo 59) expresada por kilowatt, se incorpora al precio de barra de la potencia de punta (artículo 47, letra g).

vi) El costo medio del Sistema Secundario de Transmisión se incorpora en el precio de las barras de dicho sistema (artículo 49). Lo anterior debe entenderse aplicable en los Sistemas Secundarios que llevan la energía desde el Sistema Principal a las barras de consumo en los Sistemas Secundarios.

vii) Los precios de barra se establecen para las ventas de energía de generador a distribuidor de servicio público, destinada al servicio público, y se calculan como un promedio de los costos marginales de corto plazo esperados a nivel generación, considerando además los costos y las pérdidas de transmisión (artículo 45). Los precios desde generadores a distribuidores, por la energía destinada a suministros que no son de servicio público, y desde generadores a clientes abastecidos

directamente por estos, no están sujetos a regulación (artículos 43 y 44).

3.2.2. Análisis de las disposiciones legales.

Para la búsqueda de una definición del Sistema Principal y de los Sistemas Secundarios de Transmisión, puede destacarse como primeros elementos del análisis de las disposiciones legales los siguientes:

i) Desde el punto de vista de los precios de la electricidad en barras, el Sistema Principal se diferencia de los Sistemas Secundarios que emergen de él en que en el primero los peajes -entendidos como costos de transmisión que no son cubiertos por los costos marginales- se traspan al público mediante un cargo por kilowatt que se adiciona al precio de la potencia, en tanto que en los segundos su costo medio (que considera anualidad de inversión, costo fijo de operación y mantenimiento y costo de las pérdidas) se incorpora caso a caso para cada barra, mediante un cargo por kWh.

ii) Desde el punto de vista del monto de los peajes pagados por los generadores a los propietarios del sistema de transmisión, el Sistema Principal se diferencia de los Sistemas Secundarios que llegan a él desde las centrales generadores en que en el primero el peaje se prorratea entre todos los

generadores, y en el segundo se calcula caso a caso para cada generador el costo medio de transmisión (esto cuando el generador no construye su propio sistema de transmisión para conectarse al Sistema de Transmisión Principal). Aún cuando la ley no es explícita al respecto, los precios de barra de estos Sistemas Secundarios deben corresponder a los precios en la barra de conexión al Sistema Principal menos las pérdidas marginales de transmisión, de lo cual se deriva que los peajes en estos Sistemas Secundarios deben ser asumidos por los generadores usuarios.

De lo anterior puede obtenerse una primera conclusión en cuanto a concebir el Sistema Principal como un mercado constituido por diversas instalaciones de transmisión, a las que acceden centrales generadoras - directamente o a través de sistemas secundarios- y desde el que se suministra a los consumos conectados a él - directamente o a través de Sistemas Secundarios. Las características del Sistema Principal serían tales que resulta muy difícil establecer en él responsabilidades específicas para cada generador y cada cliente respecto de determinadas instalaciones; por ese motivo el peaje total del Sistema Principal es asumido por la totalidad de los generadores a prorrata de sus respectivas potencias firmes conectadas.

De esta primera conclusión deriva de inmediato una segunda, en el sentido que cualquier instalación de transmisión en la cual pueda demostrarse una responsabilidad específica por parte de uno o más generadores determinados, o de uno o más clientes, no debe formar parte del Sistema Principal. Definido un cierto Sistema Principal, resulta evidente que una línea de transmisión que conecte radialmente a una central con alguna barra de dicho sistema, no forma parte de él, como se muestra en la figura 3.1.

Otra conclusión derivada de la primera es que, desde el lado de los consumos, cuando es posible identificar una instalación de transmisión como necesaria para satisfacer uno o varios consumos determinados, esta instalación tampoco forma parte del Sistema Principal, como muestra la figura 3.2.

Desde el punto de vista del traspaso directo del peaje de conexión al público, a través de incorporarlo en el precio de barra de la potencia de punta, debe tenerse presente que, en la medida que se desarrolle un mercado eléctrico muy competitivo en la generación de electricidad, aquellos generadores que se ubiquen más cercanos, en el Sistema Principal, a los grandes centros de consumo van a tender a establecer precios que van a



FIGURA 3.1



FIGURA 3.2

estar próximos a los costos marginales de corto plazo. En particular, el precio de la potencia de punta tenderá a establecerse próximo al costo de desarrollar unidades aptas para dar potencia de punta (turbinas a gas, por ejemplo). La definición de un Sistema Principal muy extenso lleva implícita una elevación del peaje por conexión, y por consiguiente de los precios de potencia de punta en barra; ello puede llevar a que los generadores cercanos a los consumos traten de "salirse" del sistema mediante acuerdos directos con los consumidores, o bien que los consumidores "recorten" la punta, o bien modulen su consumo saliéndose de la punta.

Desde otro punto de vista, un Sistema Principal extenso desde los grandes centros de consumo hacia las centrales generadoras implica que los generadores cercanos a dichos centros subsidiarán a los que están mas alejados; esto por cuanto habrá generadores en que el costo de las líneas de conexión a los centros de consumo serán pagadas entre todos los generadores del sistemas, en circunstancias que sólo se requieren para sus centrales. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que dicho subsidio es aparente puesto que el total del peaje por conexión es traspasado al usuario más la tarifa de potencia. Del mismo modo un Sistema Principal extenso desde los grandes centros de consumo hacia los consumos

ubicados en sus extremos, implica un subsidio desde los consumidores ubicados en dichos centros a estos últimos.

3.2.3. Conclusión del análisis

De lo anteriormente expuesto puede concluirse la conveniencia de establecer como criterio el definir un Sistema Principal que excluya toda instalación de transmisión que pueda ser asignada a centros de generación o de consumo específicos. Esto permite limitar los subsidios cruzados y la consiguiente incorrecta asignación de recursos, producida tanto a nivel de producción como del consumo de electricidad.

Cabe señalar que la adopción de un Sistema Principal acotado según el criterio anterior no implica la configuración de un mercado eléctrico reducido, puesto que la ley permite el uso de todos los Sistemas Secundarios para efectuar el suministro desde generadores a distribuidores y a clientes finales; la Ley permite también el uso de las instalaciones de distribución para efectuar los suministros que no tengan el carácter de servicio público de electricidad. En consecuencia, el mercado está conformado por todo el sistema eléctrico. Por otra parte, como el uso de los Sistemas Secundarios en el sentido contrario al flujo predominante no requiere el pago de compensación (artículo 62 párrafo 2), el

mercado al que acceden los generadores sin pagos adicionales al peaje de conexión es mayor que el conformado por el sistema Principal, pues se extiende a todas las barras de los Sistemas Secundarios desde los cuales existe un flujo predominante de energía hacia el sistema principal.

Sin embargo, son necesarias hacer algunos ajustes en la Legislación que permitan mejoras en el Modelo Tarifario y que se comentan al final de esta Tesis.

3.3. METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL SISTEMA PRINCIPAL

Resulta difícil establecer una metodología que delimite de manera inambigua a una parte del sistema de transmisión como Sistema Principal. Ello por cuanto, teóricamente, es siempre posible determinar cual es la responsabilidad que en el desarrollo del sistema de transmisión tiene cada central generadora y cada consumo conectados al sistema eléctrico.

Peró cuando la determinación se hace compleja, puede resultar conveniente establecer ciertas simplificaciones o compromisos y definir una parte del sistema de transmisión como Sistema Principal, teniendo el cuidado de limitarlo a lo mínimo indispensable. Antes de definir una metodología para delimitar el Sistema Principal resulta pertinente analizar diversas situaciones de

utilización que pueden ocurrir en sistemas o líneas de transmisión que están conectadas a un determinado Sistema Principal, y sobre las que se quiere saber si se califican o no como parte del Sistema Principal. En este análisis se trata de verificar en un tramo del sistema de transmisión, para condiciones típicas o más probables de operación del sistema eléctrico, si existe o no una relación directa entre la variación en el flujo de energía transmitida en el tramo frente a una variación en el consumo o en la generación conectada en una barra determinada.

Adicionalmente a la aplicación de este criterio a los casos de las figuras 3.1 y 3.2 anteriores, en que ya se demostró que la línea de conexión del Sistema Principal con la central o con el consumo no debe formar parte de este sistema, las siguientes situaciones pueden darse cuando en una parte del sistema eléctrico existen centrales y consumos conectados al Sistema Principal a través de un sistema de transmisión, y se trata de establecer si dicho sistema de interconexión pertenece al Sistema Principal, según se puede observar en la figura 3.3:

i) Si la barra B es importadora neta de energía (figura 3.3a), es decir existe un flujo anual predominante desde A hacia B, puede suceder que un incremento del consumo CB sea absorbido por un incremento de la transmisión TAB; en este caso el

tramo AB no forma parte del Sistema Principal. Este caso se presenta cuando GB es una central de emergencia, o bien es una central pequeña e inframarginal; en el primer caso el abastecimiento de CB proviene normalmente desde A, salvo cuando falla la línea o bien existen condiciones extremas de abastecimiento en el sistema eléctrico; en el segundo caso, GB es insuficiente para satisfacer el consumo y todo incremento de este debe ser satisfecho por A. En ambos casos CB es responsable del tamaño del sistema AB, y no cabe incluir a este en el Sistema Principal.

ii) Para la misma situación indicada en la figura 3.3a puede ocurrir que un incremento de CB sea normalmente absorbido por un incremento de GB. En estas circunstancias, un aumento o disminución en la transmisión TAB, por mayor o menor disponibilidad de energía en el Sistema Principal, es absorbido normalmente por la central GB. Estas situaciones ocurren cuando GB es una central normalmente marginal, que interactúa con el Sistema Principal. Para esta situación, cabe la posibilidad de que el tramo AB sea parte del Sistema Principal.

iii) Si B es una barra exportadora neta de energía (figura 3.3b), es decir existe un flujo anual predominante desde B hacia A, y frente a un incremento de CB disminuye la transmisión TBA,

DETERMINACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL

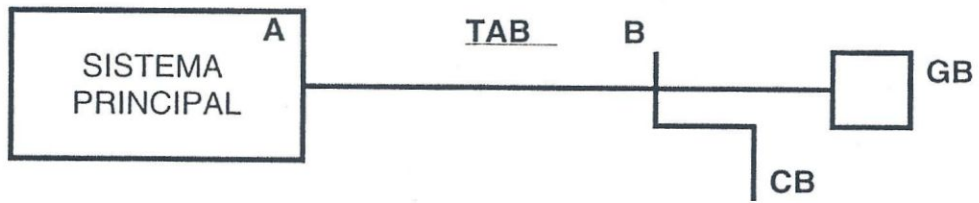


FIGURA 3.3a Barra Importadora

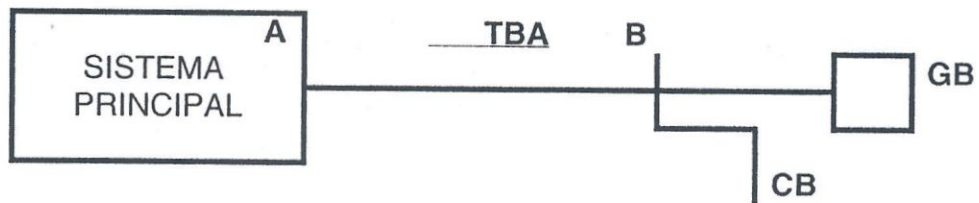


FIGURA 3.3b Barra Exportadora

FIGURA 3.3

entonces el tramo AB no es parte del Sistema Principal; esta situación se explica por que GB es una central inframarginal, que opera normalmente, y el tramo AB se requiere para evacuar hacia el Sistema Principal sus excedentes de energía. En estas mismas circunstancias un aumento de GB, por ampliación de la capacidad generadora instalada en B, produce un incremento de TBA. Entonces la capacidad del tramo AB es responsabilidad de la generación conectada en B, razón por la cual este tramo debe ser calificado de Sistema Secundario, y no debe formar parte del sistema principal.

iv) En el caso de la figura 3.3b, puede ocurrir que un aumento de CB sea acompañado de un aumento de GB, sin variación de TBA, lo que implica que esta central es normalmente marginal.

En este caso la transmisión TBA variará normalmente por interacción de GB con el resto del sistema, en función de la programación económica de GB, y el tramo AB puede ser, en principio, incluido en el Sistema Principal.

v) Pueden darse también combinaciones de las situaciones anteriores; de estas conviene referirse a la combinación de las situaciones i) y iii), que ocurre cuando GB es una central hidroeléctrica que opera durante un período del año produciendo excedentes en la barra B que se transmiten hacia A

(situación iii), y que baja su producción durante el resto del año, produciendo déficit en la barra B, que debe ser abastecido desde A (situación i). Aun en este caso, en que aparentemente el tramo AB no podría ser asignado en forma específica por presentar flujos que cambian de sentido durante determinados meses del año, es posible demostrar que este no es responsabilidad ni de los restantes generadores ni de los restantes consumidores. Ello por cuanto en el período en que B presenta excedentes el tramo AB es responsabilidad de GB y en el período en que B presenta déficit dicho tramo es responsabilidad de CB.

VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

4.1. CONCEPTO

El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) es el valor que representa el costo de renovar las obras y bienes físicos, con participación de la ingeniería, de un sistema de potencia idealmente concebido, destinado a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes en el mercado. Este valor toma en consideración los gastos financieros durante la construcción basados en la tasa de intereses fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas, los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas, y los gastos por concepto de estudios y supervisión, considerando un sistema de transmisión técnica y económicamente adaptado para las condiciones de carga presente.

4.2. CRITERIOS TECNOLÓGICOS UTILIZADOS EN EL CÁLCULO DEL VNR

En esta sección se describen los criterios utilizados para configurar las subestaciones y las líneas de transmisión del sistema técnica y económicamente adaptado para las condiciones de carga presentes en el Sistema Interconectado Centro Norte.

4.2.1. Subestaciones

La información relevante, en caso de Sub-estaciones, es:

1. Área de Terreno

Se considera el área del terreno necesario para abarcar el requerimiento de instalaciones civiles y electromecánicas actuales tomando en consideración solamente la reserva de espacio necesario para cubrir futuras ampliaciones técnicamente factibles.

El área de terreno para ampliaciones futuras técnicamente factibles se considera al momento de la compra del terreno, para así evitar inconvenientes al momento de ampliar la subestación, ya que de otra manera se podría enfrentar problemas de tipo legal de no

conseguir que el dueño del terreno circundante desee venderlo o eleve notablemente sus exigencias económicas.

2. Edificaciones Civiles

a) Taller de mantenimiento. Sólo se considera un taller de mantenimiento por zona de explotación (Unidad de Transmisión) el cual será ubicado en la subestación más importante de la zona.

b) Oficinas de Ingeniería y Supervisión. En la subestación más importante de cada zona se considera, en el edificio de control, un área para oficinas de ingeniería y supervisión. Adicionalmente en la sede principal se toma en cuenta el edificio necesario para la dirección de la empresa e ingeniería, así como para el centro de control del sistema eléctrico.

3. Interruptores de Potencia

En cuanto a los interruptores de potencia de 220, 138 y 60 kV, se toma en cuenta equipamiento que use hexafluoruro de azufre (SF₆) como elemento extintor, y accionamiento mecánico (resorte) con carga a base de motor de corriente continua (con mando eléctrico).

La tecnología indicada ha obtenido general aceptación como eficaz y muy confiable y se considera se mantendrá en el mercado por lo menos de 15 a 20 años más. Otra característica adicional y positiva de estos interruptores es el hecho de haber reducido sus costos de tal manera de ser muy competitivos en el mercado.

Para el calculo del VNR no se toma en cuenta interruptores que usen como elemento extintor el aire comprimido ni el aceite, ya sea en gran volumen de aceite como en reducido volumen de aceite, algunos de los cuales actualmente ya no se fabrican. También se seleccionó entre los fabricantes más confiables y competitivos el equipo adecuado a cada situación de potencia de cortocircuito, corriente nominal y tensión nominal.

Se considera interruptores para operación hasta 1000 metros sobre el nivel del mar, con una cámara de corte. Teniendo en cuenta los requerimientos de sismicidad del Perú, también se están considerando sólo equipos que satisfagan dichas solicitudes. El mismo comentario se aplica a todos los equipos a instalarse en las subestaciones costeras.

El accionamiento mecánico utiliza resortes para la apertura y el cierre. La alimentación para la carga será a corriente continua por brindar mayor confiabilidad,

teniendo en cuenta la configuración predominantemente radial del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN).

4. Seccionadores

En cuanto a los seccionadores, se están tomando en cuenta equipos accionados eléctricamente (vía motor eléctrico) de tipo cuchilla, que son los más idóneos para el tipo de subestaciones del SICN, superando a los accionados por aire comprimido que presentan inconvenientes de accionamiento debido al desgaste que sufren componentes como diafragmas, reguladores de presión y fugas a lo largo del circuito de aire comprimido.

El accionamiento eléctrico es más simple, confiable y con un mantenimiento menor al accionamiento por aire comprimido.

5. Transformadores de Tensión

En 220 kV y 138 kV sólo se considera transformadores de tensión para medida del tipo capacitivo en vez de los transformadores de tensión de tipo inductivo, con clase de precisión 0,2. Para voltajes inferiores se considera

transformadores de medida inductivos con clase de precisión 0.5.

6. Pararrayos

En relación a los pararrayos, se toma en cuenta los de tipo MOV en vez de los autovalvulares.

Los pararrayos tipo MOV, (Metal Oxide Varistor), son el tipo de pararrayos modernos por excelencia, habiendo demostrado durante los últimos diez años de aplicación que la tecnología alcanzada en su fabricación -a base de semiconductor cerámico- permite estabilidad de operación mediante una cubierta protectora contra los elementos naturales del medio y a través del dominio del fenómeno de envejecimiento que permite mantener las mismas características eléctricas a través de su vida útil. Su aplicación se dá en todos los niveles de voltaje existentes.

7. Compensadores de Potencia Reactiva

Para compensar la potencia reactiva por áreas del sistema de potencia, se consideran sistemas estáticos de compensación reactiva con equipo de regulación electrónico, lo que permite una muy buena regulación del

perfil de tensiones. El sistema de compensación con máquinas giratorias ha sido superado.

Los sistemas estáticos de compensación reactiva son, actualmente, ligeramente más económicos (aproximadamente 28 U\$/kVAR) en comparación a las máquinas giratorias (al rededor de 32 U\$/kVAR por compensador síncrono), siendo el mantenimiento durante su vida útil mucho menor.

8. Teleprotección y Telecomunicaciones

En cuanto al sistema de telecomunicaciones, se considera para las líneas de transmisión, fase a fase, por onda portadora un equipamiento electrónico digital tanto para la teleprotección como para las telecomunicaciones.

A continuación se muestra para una línea de 220 kV, el equipamiento de onda portadora así como del sistema de telecomunicaciones por subestación:

<u>Equipo onda portadora/celda línea salida:</u>	Cant.
Trampadeonda	2
Condensador de Acoplamiento	2
Filtro de Acoplamiento y Protección	1
Equipo Transmisor - Receptor de onda portadora	3
Equipo Transmisor - Receptor de teleprotección	2

Equipos Comunicaciones:

Central Telefónica	1
Radios	
-Móviles	2
-Estación Fija	1
-Portátil	2
-Equipo de alta frecuencia	1
Estación repetidora radio móvil	1
Equipamiento de transmisión de datos	1

Del mismo modo, se está considerando que el sistema está dotado de un sistema SCADA de telemedida y teleseñal, con telecomando a todas las subestaciones.

Esto implica la implementación del sistema necesario de enlace entre las subestaciones y el centro de control y comunicaciones del sistema.

9. Relés de Protección

Para los sistemas de protección se está considerando relés electrónicos digitales tanto de distancia, en el caso de las líneas de alta tensión, como diferenciales para los transformadores de potencia, barras colectoras y otros. No se consideran relés electromecánicos para ninguna función.

En caso de relés de distancia, no se toma en cuenta aquellos con un solo elemento de medida el cual se conmuta a los diferentes escalones. Los relés de distancia tomados en cuenta poseen un elemento de medida por cada escalón.

Se está considerando doble relé de distancia para dotar de confiabilidad de operación al sistema de 220 kV.

Para las barras colectoras de 220 kV y 138 kV se consideran relés diferenciales del tipo digital con fuente de alimentación de corriente continua de la subestación, construido a base de módulos similares para cada alimentador conectado a la barra.

10. Anunciador de Alarma

Los anunciadores de alarmas se consideran del tipo electrónico para cada línea 220 kV o transformador de potencia. Cada anunciador tendrá una fuente de alimentación de corriente continua que será conectada al sistema de corriente continua de la subestación.

11. Medidores de Potencia y Energía

Siendo la medición de la potencia y energía transmitida muy importante para el desempeño de las actividades de la empresa de transmisión, se consideran medidores electrónicos digitales en las interconexiones con las empresas de generación y de distribución, así como con clientes particulares servidos. Los medidores de energía en mención son de clase de precisión 0,2 a base de microprocesador que permitirá medir potencia y energía en doble tarifa, registrar máxima demanda y medir potencia activa y reactiva por fase.

Adicionalmente, se puede consultar vía modem desde el centro de control vía telefónica en cualquier momento y a horas prefijadas automáticamente por software.

12. Registradores de fallas

Todas las líneas de 220 kV y 138 kV cuentan con registradores de fallas digital (con microprocesador), lo cual es muy importante para los análisis de fallas respectivas que permiten la eliminación de las causas de las mismas y así elevar la confiabilidad del sistema. Estos equipos están dotados de impresora local y teclado para la interfase con el sistema de adquisición de datos del registro de fallas centralizado.

13. Registrador de Eventos

En el mismo sentido de lo manifestado en el párrafo anterior, todas las subestaciones se consideran con registrador de eventos del tipo digital (con microprocesador), el cual permite registrar todos los eventos binarios 0-1 de la subestación incluyendo alarmas, disparos, cambios de estado de equipo, actuación de relés, etc., con una resolución de 1 milisegundo, permitiendo el registro de las ocurrencias en la subestación, lo cual coadyuva al análisis de las fallas y a su prevención.

14. Servicios Auxiliares

En principio, los servicios auxiliares de una subestación de alta tensión deben tener dentro de lo posible dos fuentes de energía AC diferentes, una desde la energía proveniente de sus propias líneas y otra donde sea posible de un alimentador desde otra subestación, adicionalmente a la fuente dc de las baterías.

El uso de un generador diesel para los servicios auxiliares de una subestación depende de la máxima duración que se pueda prever para una desenergización total; de la subestación así como su frecuencia de suceso. Esto es un dato resultante de la explotación de cada sistema particular. En sistemas estables su uso es casi nulo.

Para subestaciones atendidas, se usan las baterías plomo ácidas. El uso de baterías selladas (de recombinación) se justifica desde el punto de vista económico en subestaciones sin personal y en las cuales el mantenimiento se realiza una vez al año. El voltaje a utilizar será de 220 Vdc para protección y comandos y de 48 Vdc para señal y comunicaciones, salvo excepciones.

15. Transformadores de Corriente

En cuanto a los transformadores de corriente, se consideran unidades unipolares de tres núcleos, siendo dos para protección con clase de precisión 5P20 y un núcleo para medida de clase de precisión 0,2. Contendrán caja de barras de secundarios accesibles en la base de la unidad con conexión a tierra accesibles en la caja.

16. Alimentación de Registradores

Las fuentes de alimentación, tanto del registrador de eventos como del registrador de fallas, serán alimentadas desde el sistema de corriente continua de la subestación.

17. Estructuras de Pórtico y de Soporte

Se recomienda utilizar para las estructuras de pórtico y de soporte, estructuras reticuladas de acero galvanizado cubiertas con una capa de pintura, con cimientos de concreto.

El grueso de la capa galvanizadora para todas las estructuras de acero será de acuerdo a la Norma A123 del ASTM.

18. Transformadores de Potencia

Para mantener un perfil adecuado de tensiones a lo largo del sistema, se considera todos los transformadores de potencia con variadores de taps bajo carga.

Para las unidades de 220/138 kV serán autotransformadores y para las unidades 220/60 kV serán transformadores.

El BIL considerado para estos transformadores es el indicado según las normas NEMA para transformadores montados a la intemperie en altitudes menores a 1 000 m.s.n.m. o mayores según sea el caso.

Se incluirán transformadores de corriente tipo bushing, aplicándose el mismo criterio para los reactores.

19. Sistemas de Barras

El esquema de principio o diagrama unifilar de cada subestación toma en cuenta la confiabilidad y continuidad de operación de la misma, haciéndola más compleja según lo esencial que sea para el sistema de potencia. Dentro de estas consideraciones se encuentra el tipo de sistema de barras a implementar.

Se usará doble barra cuando, adicionalmente a las líneas de transmisión, en la subestación exista inyección de potencia de más de una fuente de generación o se concentre carga de transformación importante para el Sistema Interconectado Centro Norte.

4.2.2. Líneas de Transmisión

La siguiente información concierne en general a todas las líneas de transmisión:

1. Conductor

El calibre del conductor para cada línea es seleccionado basado en la demanda de carga medida en amperes, considerando escenarios presentes así como proyecciones. En el caso del sistema costero el conductor de aluminio es recomendado debido a las zonas de corrosión extrema que se encuentra a lo largo de la ruta de las líneas. El conductor tipo ACAR se recomienda debido a que la proporción entre la ampacidad y el peso es ligeramente mayor en este que en el de un conductor AAAC debido a su mayor contenido de aluminio puro.

Los conductores utilizan amortiguadores de vibración y varillas blindadas como protección al viento contra el daño a la fatiga del metal del conductor.

2. Aisladores

Se recomienda usar aisladores de caucho silicónico (polímero inorgánico) para todas las instalaciones del sistema.

Estos aisladores deben tener terminales de bronce en las zonas de alta corrosión y terminales de hierro maleable galvanizado fuera de las zonas de corrosión.

Dos fabricantes de aisladores de silicón reportan la aplicación de sus productos, con éxito en climas con alta contaminación de arena de desierto y de salitre del océano, transportada por el viento. Ejemplos de estos climas son:

Arabia Saudita, en las líneas de 115 kV y de 132 kV de la Compañía Eléctrica Consolidada de Saudi y en la Península Paraguaná de Venezuela, en la línea de 138 kV de Isiro a Punto Fijo de la Compañía Venezolana de electricidad (CADAFE).

Terminales de bronce en los aisladores en vez de terminales de hierro maleable se usaron en el proyecto venezolano debido al ambiente altamente corrosivo.

A pesar de que los aisladores de silicón pueden ser lavados a presión, una de las ventajas de estos sobre las unidades de porcelana y vidrio es que funcionan mejor en

ambientes contaminados. Esto resulta en períodos más largos entre lavados en comparación con los períodos de lavado de los aisladores de porcelana y vidrio. Otra ventaja de los aisladores de silicón es que pesan considerablemente menos que los de porcelana y vidrio, lo cual facilita su manejo durante la construcción y el mantenimiento.

3. Ferretería

Se recomienda ferretería de bronce para las instalaciones en los ambientes altamente corrosivos ya que el bronce no se corroe. Para el resto de la línea se recomienda la ferretería de hierro maleable galvanizado. En ambos casos se recomienda la ferretería libre de corona a 220 kV.

4. Estructuras

Las torres reticuladas de cuatro patas son recomendadas para la construcción de vanos largos. Los vanos de las estructuras reticuladas son mayores que los de las otras, teniendo esto como resultado que se necesitan un número menor de estructuras. En las áreas de difícil acceso, las estructuras reticuladas son más fáciles de transportar y de armar que las estructuras de

postes tubulares de acero o de postes de concreto porque sus miembros son relativamente ligeros y pequeños.

Se recomienda el uso de perfiles de acero galvanizado cubiertos con una capa de pintura rica en zinc (compuesto orgánico de galvanizante en frío con un 94% de polvo de zinc en película seca; con un mínimo de espesor de la película seca de 200 micrones) en las áreas en las que la contaminación de sal no es notable. Se recomienda el uso de estructuras de madera en las líneas que se encuentran en áreas de alta contaminación de salitre.

Para las áreas de alta contaminación de salitre, se evaluaron distintos tipos de estructuras de madera con herrajes de bronce. Las estructuras de aluminio se evaluaron utilizando patas de acero galvanizado en la parte empotrada en la cimentación de concreto, ya que el aluminio reacciona de forma destructiva en presencia del concreto. Para las patas se recomienda el uso de perfiles de acero cubiertas con una capa de pintura rica en zinc y una capa de material bituminoso (Coal epoxy) el cual se debe proteger con una capa protectora contra los rayos ultravioletas. El grosor mínimo del material bituminoso y de la capa protectora es de 400 micrones y de 180 micrones respectivamente.

Basado en la evaluación realizada para las áreas de alta contaminación, se recomienda las estructuras de madera con herrajes de bronce. Los postes de madera son tratados con creosota.

Los criterios de mantenimiento para las estructuras de acero galvanizado para determinar si hay indicio de corrosión se detallan a continuación. Una inspección al año de construida, a la vez que se debe retocar con una capa de pintura los lugares que muestran señales de corrosión incipiente como medio de protección. Si no existen señales de corrosión, hay que repetir la inspección y el retoque de pintura cada dos años. Si existen señales de corrosión, los perfiles de la torre deberán ser pintados totalmente de nuevo después de haber sido reparados o reemplazados. En este caso, la estructura completa deberá ser pintada de nuevo después de 5 ó 6 años.

La configuración de las estructuras es de tipo delta para las líneas de simple terna, lo cual reduce la altura de las estructuras. Las líneas de doble terna son estructuras de configuración tipo vertical.

4.3. ESTRUCTURA DE COSTOS INDIRECTOS

Para el cálculo del VNR se ha utilizado las siguientes estructuras típicas para los costos indirectos.

Transporte Marítimo	5% de (Costo Sum. Imp. FOB)
Seguro Marítimo	0.5% de (Costo Sum. Imp. FOB)
Transporte Local	1.5% de (CIF" + Costo Sum. Nac.)
Seguro Local	0.5% de (CIF" + Costo Sum. Nac.)
Ingeniería y Administración	3% de (Costo Direc.+ Transp. Mar. +Transp. Local + Seg. Local)
Gastos Generales y Utilidades	25% de (Costos Direc.+ Transp. Mar. +Seg. Mar. + Transp. Local + Ingeniería y Administración)
Aranceles y Desaduanaje	17% de (Costo FOB + Transp. Mar.+ Seguro Marítimo)

" CIF = Costo Suministro Import. FOB + Transp. Marítimo +
Seg. Marítimo

TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

5.1. SÍNTESIS DE LA METODOLOGÍA PARA TARIFICAR LA TRANSMISIÓN

En síntesis, la metodología para tarificar la transmisión consiste en establecer el costo marginal de esta actividad y complementarlo con un peaje definido como la diferencia entre el costo medio del sistema económicamente adaptado y el ingreso tarifario. Para lograr una eficiente asignación de recursos, los peajes se incorporan, de preferencia, como cargos fijos tratando de no distorsionar las decisiones de operación por parte de los generadores y de consumo por parte de los clientes; en particular, se preserva que los intercambios de energía entre generadores y transmisores se realice a los costos marginales del sistema eléctrico en cada barra.

El peaje correspondiente a la parte del sistema eléctrico definida como Sistema Principal se expresa por kilowatt de capacidad firme total de generación del sistema y se denomina peaje de conexión; este es pagado por todos los generadores del sistema eléctrico por cada kilowatt de potencia firme que cada uno posea. Este peaje de conexión es incorporado en las tarifas de la totalidad de las barras de este sistema. La necesidad de definir un Sistema Principal deriva de la dificultad de identificar en cierta parte del sistema eléctrico responsabilidades específicas de parte de los generadores o de los consumidores por el uso de esa parte.

En los Sistemas Secundarios que conectan centrales generadoras al Sistema Principal, los peajes se calculan caso a caso y deben ser pagados al propietario del sistema por los generadores usuarios; estos peajes no se incorporan explícitamente a los precios de barra, por cuanto es de responsabilidad del propietario de una central el transportar su energía a un Sistema Principal.

Finalmente, en los Sistemas Secundarios necesarios para llevar la energía desde el Sistema Principal a los centros de consumo, el peaje se incorpora en el precio de las barras correspondientes a estos centros; este es pagado al propietario de dichos sistemas por los

generadores que requieren transitar la energía para satisfacer sus contratos de suministro a dichos centros.

5.2. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA Y RESULTADOS

La aplicación de la metodología llevó, en la primera fijación tarifaria -mayo 93- a la determinación de un conjunto de barras para las cuales las tarifas de potencia y energía se publican en forma explícita; este conjunto se denominó "barras publicables" o "subestaciones base". Estas barras comprenden aquellas situadas en el Sistema Principal y aquellas pertenecientes a Sistemas Secundarios de centrales, cuando desde estas barras se alimentan centros de distribución, y otras que, estando comprendidas en Sistemas Secundarios de consumos, corresponden al nivel de mayor tensión del sistema eléctrico. A partir de los precios de las barras de las subestaciones bases se agregan costos de transformación y subtransmisión que permiten determinar los precios de energía y potencia en la totalidad de las barras de conexión a los sistemas de distribución.

5.3. MARCO CONCEPTUAL DE LA TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN

5.3.1. Introducción

En esta sección se abordan, de manera general, los conceptos relativos a los costos totales, medios y marginales de corto y largo plazo, a las economías de escala en transmisión, y a los esquemas de peajes y de costos medios definidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el Sistema Principal y para los Sistemas Secundarios de transmisión, respectivamente. Respecto del esquema de peajes, son revisados los conceptos de ingreso tarifario y de peaje propiamente tal. En relación con los costos medios del Sistema Secundario se demuestra la equivalencia de cobrarlos a través de un peaje definido en cada tramo de línea.

5.3.2. Costos Totales, Medios y Marginales de Corto y Largo Plazo

5.3.2.1. Costos Totales de Corto y Largo Plazo

Conviene recordar, en primer término, que desde el punto de vista de la teoría de precios, el corto plazo se refiere a la condición de capacidad de producción fija. En esta óptica, la noción de plazo no está necesariamente

asociada a tiempo: corto plazo es el período de tiempo durante el cual no se ha alcanzado a actuar sobre la capacidad instalada. Para cada nivel de capacidad instalada existe una función de costo total de corto plazo CTCP, que expresa la forma en que varía el costo total cuando varía la producción sin que se haya modificado dicha capacidad. En el caso de la transmisión, el costo total de corto plazo es la suma de la anualidad de inversión de la línea (expresada por ejemplo en US\$km-año) y del valor de las pérdidas de transmisión; de lo anterior se desprende que para una línea dada, los CTCP varían como las pérdidas.

El largo plazo supone, por el contrario, que se ha modificado la capacidad de producción. La función de costos totales de largo plazo CTLP representa los costos de producción mínimos para cada nivel de producción, y supone que para cada uno de estos niveles se ha dimensionado óptimamente la capacidad de las instalaciones; esta condición suele denominarse "condición de adaptación". Consecuentemente, la función de CTLP es la envolvente de las curvas de costo total de corto plazo. En los puntos de contacto, $CTLP=CTCP$: se está en un punto de adaptación. Conviene destacar que en el caso de la transmisión, los CTLP representan, para cada nivel de potencia transmitida, la suma de anualidad de capital de una línea "optimizada" para ese nivel de

potencia, y el valor de las pérdidas totales correspondientes.

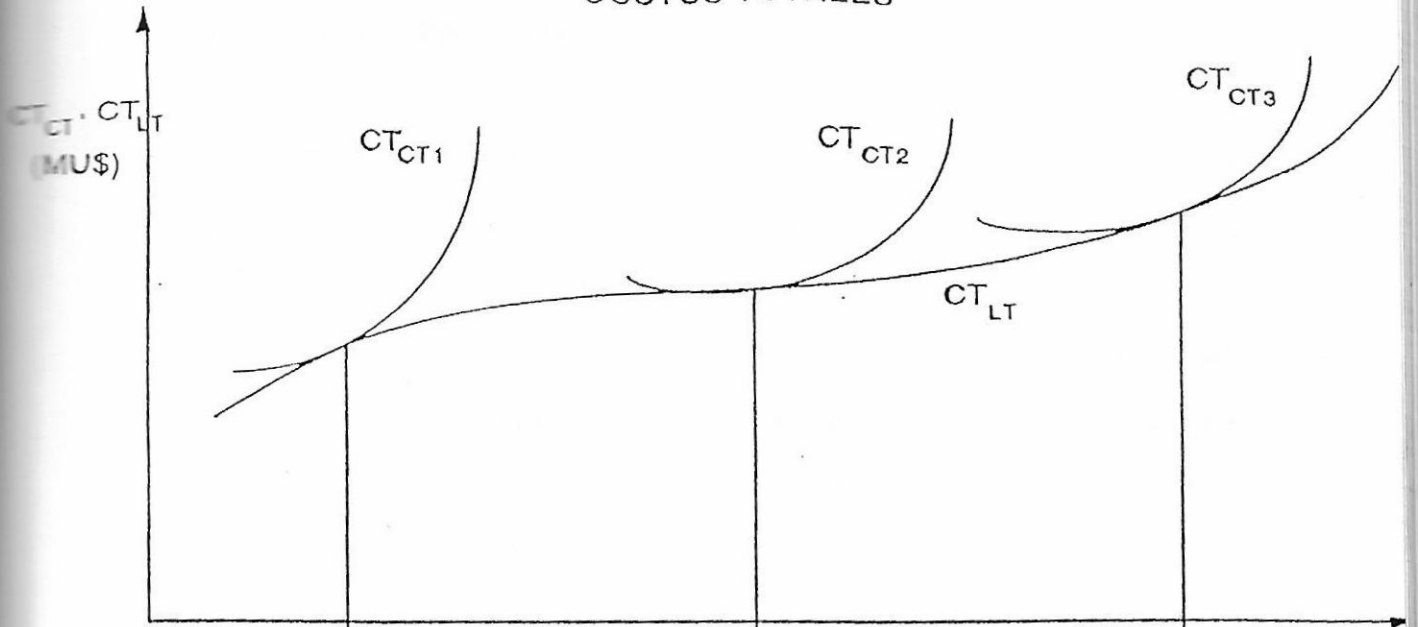
5.3.2.2. Costos Medios y Marginales

Las curvas de costos medios CMCP y CMLP se definen a partir de las curvas de costos totales de corto y largo plazo.

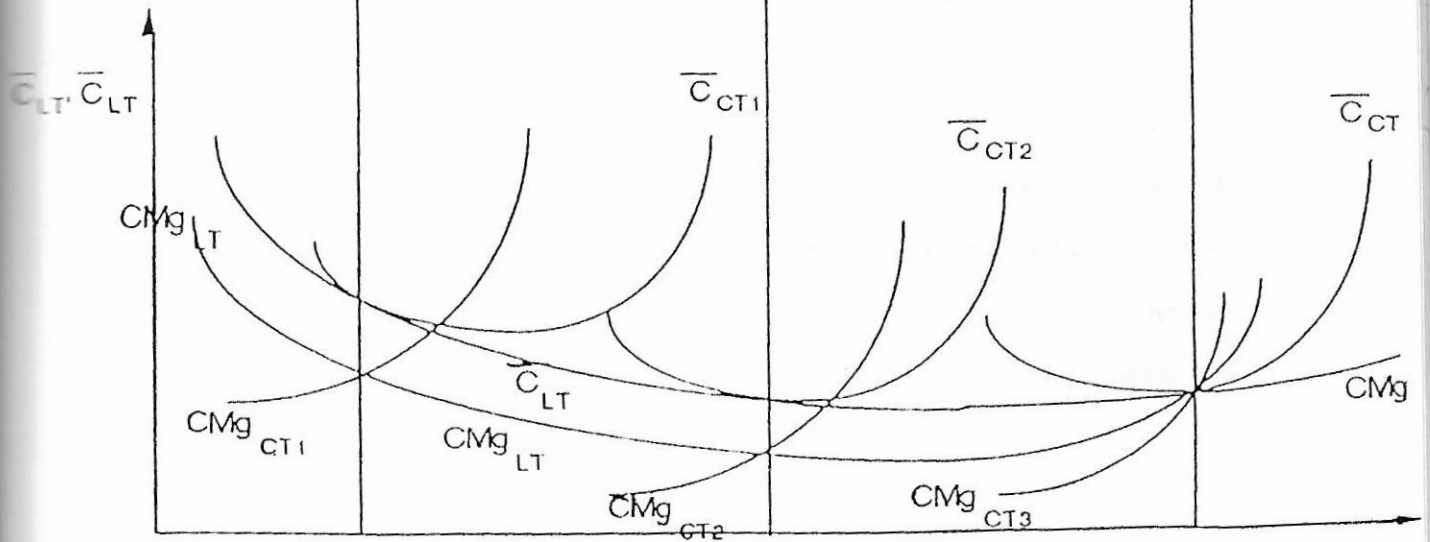
Por su parte, las curvas de costos marginales CMgCP y CMgLP corresponden a las derivadas de las curvas de costos totales de corto y largo plazo. En los puntos de adaptación la derivada es común a CTLP y CTCP, y $CMgCP=CMgLP$: cuesta lo mismo producir una unidad adicional variando la capacidad de producción "adaptada" o bien manteniendo la capacidad original. Cabe destacar que las curvas de costos marginales cortan a las curvas de costo medio correspondientes en su mínimo.

Los gráficos No. 5.1 ilustran estos conceptos.

COSTOS TOTALES



COSTOS MEDIOS Y MARGINALES



5.3.3. Economías de Escala en Transmisión

5.3.3.1. Conceptos Generales

En términos generales, el concepto de economía de escala implica costos medios de largo plazo decrecientes con los niveles de producción, y por consiguiente $CMgLP$ inferiores a los costos medios de largo plazo. Por el contrario, la inexistencia de economías de escala implica que la curva de $CTLP$ es una recta que pasa por el origen, y que $CMLP=CMgLP$.

Si en la actividad de transmisión no hubieran economías de escala y la tarificación de los servicios correspondientes se efectuara a $CMgLP$ (igual a $CMgCP$ si la línea está adaptada), se cubrirían los costos medios de las líneas. Bajo esta hipótesis, si el sistema de precios de venta de electricidad estuviera basado estrictamente en los costos marginales de suministro, el propietario del sistema de transmisión estaría, teóricamente, dispuesto a comprar en cualquier punto la producción de las centrales, y a vender energía en los puntos que se ubiquen los clientes.

Sin embargo, la actividad de transmisión se caracteriza por tener economías de escala; esto ocurre en parte debido a la existencia de costos fijos -valor de

las franjas de terreno, obras de acceso, montaje, estructuras de tamaño mínimo, etc.- y en parte por los fuertes aumentos de capacidad derivados de cambios de tensión. En estas condiciones, la tarificación de los servicios de transmisión a CMgLP obligaría a su propietario a incurrir en pérdidas permanentes. Se hace necesario entonces cubrir la diferencia entre costo medio y costo marginal, mediante lo que se denomina "peaje". El pago de este peaje haría que nuevamente el dueño del sistema fuera neutro respecto de comprar y vender energía a costo marginal en cualquier punto del sistema.

Ahora bien, desde el punto de vista de la eficiencia económica, el cobro del peaje debe efectuarse de modo que se altere lo menos posible las decisiones de los agentes económicos -productores y consumidores- respecto de la condición eficiente. Así, una primera medida de eficiencia es el identificar aquella parte del sistema de transmisión en que el peaje debe ser asumido por los generadores; y aquella que, si bien es pagada por los generadores al propietario del sistema de transmisión, es traspasable explícitamente a los consumidores. A su vez, en esta parte resulta necesario distinguir generadores identificados para alimentar clientes también definidos, de aquella en que ello no es posible. La manera en que se resuelven estos aspectos en la Ley de Concesiones Eléctricas consiste en definir un Sistema Principal de

Transmisión, correspondiente a la parte del sistema eléctrico en que es difícil identificar el monto en que cada generador cliente lo utiliza, y Sistemas Secundarios necesarios para que los generadores lleven su energía al Sistema Principal y para que extraigan de este la energía y la transporten hacia los clientes. La distinción entre Sistemas Principal y Secundarios tiene también algunas implicancias institucionales, por cuanto la Ley de Concesiones Eléctricas prohíbe que los generadores y distribuidores sean propietarios del Sistema Principal de Transmisión.

En relación con la forma de cobrar el peaje, tanto a generadores como a consumidores, puede demostrarse que para minimizar la ineficiencia este cobro debe efectuarse a través de las componentes más inelásticas; en este sentido, una de las formas más eficaces consiste en cobrar el peaje a través de un cargo fijo anual, lo cual evita interferencias con decisiones operativas por parte de los generadores y de consumo por parte de los clientes.

5.3.3.2. Formulación Analítica de los CMgLP y CMgCP en Transmisión

En el Anexo No. 1 se desarrolla analíticamente el concepto antes explicado, en cuanto a que en líneas de

transmisión "adaptadas", vale decir dimensionadas óptimamente para un nivel de transmisión dado (ubicación en la curva de costos totales de largo plazo), se tiene que $CMgLP=CMgCP$. En dicho desarrollo se muestra además que el costo marginal de largo plazo es igual al doble de las pérdidas medias. Se ha estimado conveniente efectuar este análisis simplificado, para introducir más nítidamente el concepto de pérdidas marginales de energía, que es teóricamente la base del esquema de tarificación de la transmisión.

Conviene enfatizar aquí el concepto de $CMgLP$ en transmisión: es el costo de incrementar óptimamente la capacidad de la línea y de incurrir en las pérdidas adicionales cuando se desea transmitir una unidad adicional de energía. El costo marginal de corto plazo representa por el contrario el valor de las pérdidas marginales incurridas al transmitir una unidad adicional de energía.

5.4. METODOLOGÍA PARA CALCULAR LOS PRECIOS DE BARRA

La metodología desarrollada para determinar los precios de barra, que de acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas se aplican para tarificar los suministros a los concesionarios de servicio público de electricidad, considera el hecho que los puntos de

suministro a los sistemas de distribución son numerosos, y que se requiere un método de aplicación relativamente sencillo para determinarlos. Considera además, que los costos de los sistemas de transmisión que se adicionan a las tarifas deben corresponder a sistemas económicamente adaptados. Así, se desarrollo una metodología que determina los precios en las barras de las subestaciones que conectan las líneas de mayor voltaje de cada sistema eléctrico, y que adiciona a estos precios los costos medios de transformación y subtransmisión.

Estos últimos se determinan como costos estándares promedio de subestaciones de transformación y líneas de subtransmisión representativas de los distintos sistemas eléctricos existentes.

5.4.1. Explicación de la Metodología y de su Consistencia con las Disposiciones Legales.

5.4.1.1. Precios de barra publicados

El conjunto de barras para las cuales se definen explícitamente los precios de energía y potencia, y a partir de los cuales se obtienen los precios de otras barras, adicionando a los primeros recargos por concepto de costos medios de transmisión y transformación en Sistemas Secundarios, se denominó "barras publicadas".

Este conjunto está conformado con las barras del Sistema Principal, con aquellas pertenecientes a Sistemas Secundarios de centrales, cuando desde esta barra se alimentan centros de distribución, y con otras que, estando comprendidas en sistemas secundarios de transmisión hacia consumos, corresponden al nivel de mayor tensión del sistema eléctrico.

Los precios en las barras publicadas se determinan de la siguiente manera, siguiendo las disposiciones contenidas en la Ley de Concesiones Eléctricas:

- i) Se tienen los precios básicos de potencia de punta y energía, los cuales se aplican en la barra de referencia, según lo estipulado en el artículo 47.
- ii) Se calculan factores de potencia y de energía, sobre la base de las pérdidas marginales de potencia y energía, respectivamente; estos factores son iguales a 1.0 en la barra en que se fijan los precios básicos.
- iii) Se multiplica el precio básico de potencia de punta por el factor de pérdidas de potencia; el valor resultante se denomina costo marginal de potencias de punta.
- iv) Se multiplica el precio básico de energía por el factor de perdidas de energía; el valor resultante se denomina precio de energía en barra.

v) Se determina el peaje total de conexión, calculando para el Sistema Principal de transmisión la diferencia entre la anualidad de inversión y de costos fijos de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado y el ingreso tarifario anual. El ingreso tarifario se determina calculando la diferencia entre los retiros totales de energía y de potencia firme efectuados desde el sistema principal, y las entregas totales de energía y de potencia firme a dicho sistema, ambos retiros y entregas valorizados a los costos marginales (para energía) y precios de potencia (para la potencia) de las barras correspondientes. El valor resultante se divide por la potencia firme total conectada al sistema eléctrico, ya sea directamente al sistema principal o bien en barras de sistemas secundarios; este cociente, denominado peaje de conexión, es el que la ley estipula debe ser pagado por cada generador, por cada kilowatt de potencia firme conectada al sistema eléctrico, ya sea directamente al Sistema Principal o bien a barras de Sistemas Secundarios.

vi) Se adiciona el peaje de conexión a los costos marginales de potencia señalados en iii); el valor resultante constituye el precio de la potencia de punta en barra.

vii) Se calcula el peaje total correspondiente a cada tramo del sistema secundario, mediante un procedimiento similar al utilizado en el Sistema Principal, esto es, calculando la diferencia entre la anualidad de los costos de inversión y fijos de operación y mantenimiento y el ingreso tarifario.

viii) En cada barra de los Sistemas Secundarios desde los que se extrae energía para abastecer consumos, y en los cuales el flujo de energía proviene del Sistema Principal, se adiciona el peaje secundario, correspondientes a los tramos necesarios para llegar a ella, a los costos de potencia de punta en barra

determinados en vi), determinándose de esta forma el precio de potencia de punta en cada barra publicada del sistema secundario.

Cabe señalar que en el caso de las barras de Sistemas Secundarios pertenecientes a centrales en que el flujo predominante de energía transita desde la central hasta el sistema principal, no se adiciona peaje secundario; esto por cuanto los precios máximos a cobrar en estas barras por la potencia de punta y por la energía no puede superar los correspondientes precios de barra definidos en la barra de conexión del Sistema Secundario al Sistema Principal, debido a que cualquier generador puede, según el inciso segundo del artículo 62 de la Ley

de Concesiones Eléctricas, transitar desde el Sistema Principal hasta la barra en cuestión sin pagar por el uso del Sistema Secundario. Más aún, en Sistemas Secundarios con flujo predominante hacia el Sistema Principal los precios de barra deben ser decrecientes a medida que las barras están mas alejadas del Sistema Principal, por cuanto los factores de perdidas van siendo menores que los correspondientes al Sistema Principal.

Debe tenerse presente que, aunque determinado Sistema Secundario esté económicamente adaptado para transmitir la potencia y energía correspondiente a una operación económica del parque generador existente, en el sentido de proporcionar el menor costo total de transmisión, la solución de abastecimiento a través de dicho Sistema Secundario puede no corresponder a la óptima. En efecto, las alternativas de generación local pueden resultar económicamente más convenientes, constituyéndose este costo alternativo de generación local en un techo natural para el precio en las barras de los sistemas secundarios.

5.4.1.2. Recargos por transformación y por transporte en líneas de subtransmisión.

Con la metodología que se ha definido en este estudio los precios de barra en barras de Sistemas

Secundarios distintas de las publicadas, se obtienen adicionando a los precios de barra publicados recargos por transformación de voltaje y por transporte en líneas de subtransmisión, considerando subestaciones y líneas adaptadas a la demanda. Los recargos correspondientes a costos de inversión y a costos fijos de operación y mantenimiento se expresan por kilowatt y se adicionan al precio de la potencia en la barra publicada. Los recargos correspondientes a pérdidas medias de energía y potencia se expresan como porcentaje que incrementa los precios en barra. Cabe señalar que para la obtención de los precios de barra en barras de subestaciones de Sistemas Secundarios existe una alternativa equivalente a la señalada anteriormente, que consiste en incrementar los precios de barra en los porcentajes de pérdidas marginales y adicionar un peaje secundario. El peaje corresponde a la diferencia entre el costo medio de las instalaciones y el ingreso tarifario que produzca la aplicación de pérdidas marginales.

5.5. CÁLCULO DE FACTORES DE PÉRDIDAS O FACTORES DE PENALIZACIÓN

Los factores de pérdidas, también denominados factores de penalización, son determinados sobre la base de estudios de flujos de potencia efectuados para

condiciones esperadas de operación durante los próximos cuatro años.

Los casos que se analizan corresponden a tres niveles de carga dentro de la curva de demanda correspondiente a cada mes.

Los factores de penalización de potencia son calculados con los flujos de potencia correspondientes a la hora de la demanda máxima. Para calcular los factores de penalización de energía se calculan los factores de penalización de potencia para los tres bloques (caso SICN) en que se dividió la curva de carga en cada período. El factor de penalización es igual a uno más o menos el doble de las pérdidas medias dividido por la transmisión entre el nudo analizado y el nudo de referencia; este factor siempre aumenta en dirección de la transmisión.

El cálculo de este factor, en el COES-SICN, se efectúa en forma mensual y para las tres condiciones de carga, este mismo método emplea la Comisión de Tarifas Eléctricas para la determinación de las tarifas.

5.6. DETERMINACIÓN DEL INGRESO TARIFARIO Y DEL PEAJE DE CONEXIÓN

El cálculo del ingreso tarifario se efectúa determinando en cada tramo del Sistema Principal la diferencia entre la valorización de las potencias y energías en el extremo receptor y la valorización de las potencias y energías en el extremo transmisor. En relación con el valor físico de las inyecciones y retiros de energía se trabajó con los valores que se derivan de los flujos de potencia, los cuales están basados en la operación típica del parque generador para condiciones hidrológicas normales. En la medida que dicha operación típica no se aleje de la económica, pueden ser adoptados en definitiva los valores determinados. Respecto de los valores físicos de las potencias consideradas en el cálculo del ingreso tarifario correspondiente, fueron los flujos a la hora de demanda máxima, como una aproximación del flujo resultante al despachar la potencia firme de cada central para satisfacer la demanda máxima. Para valorizar las energías se utilizan los precios de la energía en barra; para la potencia se utiliza el precio de potencia en barra, correspondiente al producto del precio básico y del factor de pérdidas de potencia.

El peaje total de conexión se determina mediante la diferencia entre la anualidad de inversión y de costos de .

operación y mantenimiento del sistema principal y el ingreso tarifario. Una vez obtenido el peaje total se calcula un peaje de conexión dividiéndolo por la potencia firme total conectada al sistema eléctrico.

5.7. CÁLCULO DEL PEAJE SECUNDARIO

El peaje secundario se calcula para las instalaciones que interconectan barras publicadas. Para este efecto se determina la diferencia entre la anualidad de la instalación adaptada y el ingreso tarifario, aplicando para el cálculo de estas componentes los mismos procedimientos que en el Sistema Principal. El valor resultante se expresa por kW de "potencia adaptada" de la instalación adaptada. Como instalación adaptada se definió aquella que conducía el menor costo de inversión y pérdidas para la transmisión para el valor efectivo de potencia que transporta el sistema; sin embargo al respetar ciertas restricciones que afectan la búsqueda del óptimo -tales como tamaños mínimos, necesidad de mantener un voltaje normalizado, etc.- la capacidad del sistema puede superar el valor efectivo de potencia que transporta el sistema. Entonces se ha definido como "potencia adaptada" de la línea al 85% de su capacidad de diseño, y el peaje secundario unitario expresado por kW de "potencia adaptada".

Cabe advertir que con esta forma de enfocar el cobro de este peaje se espera se produzcan menos distorsiones en el sistema, por cuanto así los peajes son una tarifa ligada al tamaño de la instalación; si por el contrario el peaje se expresara por kW efectivamente transportado por el sistema, el peaje no reflejaría el costo de capacidad de la instalación, y estimularía a que los usuarios utilicen las instalaciones menos que lo conveniente; en efecto, el peaje sería mayor, si esto reduce la potencia transmitida el peaje vuelve a subir, la instalación adaptada disminuye pero el costo disminuye menos -por efecto de economía de escala- lo cual acentúa el proceso de encarecimiento del peaje.

5.8. SISTEMAS DE RECARGOS EN SUBTRANSMISIÓN

Se estructuró un esquema de recargo por concepto de costos medios del Sistema Secundario de subtransmisión, definido este por las instalaciones distintas de aquellas que interconectan las barras publicadas. Los recargos, que corresponden a transformación y a distancia en líneas se determinaron aplicando los siguientes criterios y consideraciones:

- i) Se calcularon para instalaciones adaptadas. Para este efecto se consideró una potencia adaptada igual al 85% de la capacidad de las instalaciones.

ii) Se determinaron considerando rango de tamaños y características representativas de las instalaciones existentes en los sistemas eléctricos en estudio, de manera de conformar un conjunto de precios y factores de recargo de aplicación común a todas las instalaciones existentes.

Con los criterios indicados se evita caer en un proceso de análisis caso por caso de cálculo de los costos medios del sistema secundario, facilitándose la aplicación del sistema e incentivándose la eficiencia de las empresas.

Las compensaciones a la transmisión, particularmente relacionadas con el Sistema Secundario requieren de un mayor estudio y de perfección al Modelo Tarifario de la Transmisión.

Actualmente las compensaciones por el Sistema Secundario de la Fijación Tarifaria de mayo de 1995 es solo aplicable de generador a distribuidor no así de transmisor a generador, el cual debe ser un acuerdo entre las partes tal como lo establece el artículo 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

5.9. ACCESO ABIERTO EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

5.9.1. Introducción

El Acceso Abierto en Sistemas de Transmisión (Transmisión Open Access - TOA), continúa cambiando los conceptos tradicionales y las propuestas para brindar servicio eléctrico en muchas naciones. El TOA es discutido dentro del contexto de mercados con costos de servicios regulados y mercados completamente competitivos.

El Acceso Abierto en la transmisión es un concepto relativamente nuevo, cuya estructura económica, regulatoria e implementación continúa adaptándose a las necesidades específicas de cada nación. En términos amplios TOA se refiere a la elaboración de la regulación (derechos, obligaciones, procedimientos operacionales, condiciones económicas) para hacer posible que dos o más partes puedan usar una red de transmisión, perteneciendo totalmente o en parte a otro grupo o grupos, para transferir energía eléctrica.

TOA está ganando atención en países que desean introducir competencia en las tradicionales empresas de servicio con costos regulados sin abandonar la estructura regulatoria. Diferentes estructuras del TOA, ya sea

simplemente propuestas o ya implementadas, resultan de intentos para combinar estas dos inherentemente diferentes propuestas regulatorias de la industria eléctrica que damos a continuación: La tradicional regulación de costos de servicio y la de mercados completamente competitivos. En estos dos extremos el acceso abierto en transmisión llega a ser ya sea prohibido o implícito respectivamente.

5.9.2. Estructuras del Acceso Abierto

a) Estructuras del Sistema Eléctrico

TOA puede ser considerado dentro de una única entidad despachadora independiente (que van desde una empresa eléctrica integrada verticalmente a un "pool" de potencia cerrado) o en el nivel de una entidad múltiple despachadora independiente.

Las propuestas regulatorias a TOA están afectadas por la estructura del sistema eléctrico. Una transmisión no integrada puede ser fácilmente regulada para proveer servicios de redes sobre una base no discriminatoria a todos sus usuarios, mientras por otro lado un conglomerado de empresas verticalmente integradas mas los productores independientes y compañías de distribución tenderá a adoptar cargos que están basados en el costo total incurrido para cada empresa.

Las dos principales opciones regulatorias son las propuestas de costo de servicio y el mercado completamente competitivo. Dentro de la regulación tradicional, es posible compartir los servicios de transmisión y coordinar el planeamiento o la operación de empresas interconectadas sobre una base espontánea. Los "pools" de potencia son ejemplos de estos conceptos de propuestas no competitivas. Algunos accesos a transmisión forzados logran una abertura en la propuesta tradicional, resultando en un esquema híbrido donde una cantidad limitada de competencia coexiste con la regulación original. Por otro lado, en un mercado de total competencia, el acceso de transmisión es intrínseco al mecanismo del mercado.

b) Características de Transacción

El acceso a la transmisión es típicamente subvencionado por algunos, pero no todos los participantes en el negocio eléctrico. Esto puede ser restringido a los operadores de las entidades independientes de despacho, los cuales luego pueden intercambiar energía solamente entre ellos mismos. El derecho puede ser garantizado a todas las empresas eléctricas dentro de una entidad independiente de despacho. Finalmente, el acceso puede ser abierto a generadores independientes y/o a un gran número de consumidores (o a todos). En los dos últimos casos, el

derecho puede ser aplicado solamente a transacciones entre entidades independientemente despachadas, o a ambas.

La naturaleza de las transacciones permitidas pueden ser especificadas (estandarizadas en contratos de largo plazo para energía o potencia) o los agentes pueden ser libres de adoptar cualquier estructura (e.g., economizar energía, emergencia, descarga, capacidad firme vs. no firme, unidad de potencia, sistemas de potencia, reservas).

Los derechos de acceso de transmisión pueden abarcar transacciones tanto de corto plazo ("spot") como de largo plazo, o ambas. Las transacciones de corto plazo son físicas y negociadas y contratadas en el esquema de tiempo del despacho económico en tiempo real. Esto es típico de los operadores de centros de control de energía de entidades despachadas independientemente. Las transacciones a largo plazo deben ser contratadas anticipadamente y pueden tener duraciones de semanas o de varios años.

5.9.3. Resultados del Acceso Abierto

El éxito de TOA depende del desarrollo de una aceptable política la cual toma en cuenta la propiedad y

operación de la red, la confiabilidad del servicio eléctrico, la protección de los proveedores, los usuarios mayoristas y los consumidores cautivos. Los resultados y los efectos asociados a TOA pueden ser categorizados de acuerdo a A) resultados Económicos y B) resultados operacionales

a) Resultados económicos

Hay estructuras TOA alternativas que se han desarrollado en todo el mundo, dependiendo de razones históricas, políticas o económicas.

El negocio de generación tiene un alto grado de libertad en la selección de la energía fuente de energía: recursos de alto capital -bajo costo de operación- vs. otras con bajo capital -alto costo de operación-, largos períodos para el desarrollo de los proyectos e insignificantes economías de escala. El negocio de distribución tiende a desarrollarse a través de monopolios geográficos, aunque allí no son claras las economías de escala. El negocio de transmisión es el área donde las importantes economías de escala están presentes, donde la competencia no es posible y los monopolios naturales se desarrollan. Sin embargo, este es el negocio que beneficia a los negocios de generación y distribución (y consumidores finales) a través de interconexiones las cuales permiten competir a los

generadores. Esto llega a ser el centro de la atención del negocio eléctrico.

Con el negocio de transmisión caracterizado como un monopolio natural, existe la necesidad de regulación junto con la necesidad de proveer adecuados retornos además de coherentes incentivos económicos para los negocios para operar y expandir eficientemente. Lo que debe ser pagado por servicios de transmisión, quienes deben pagar, como deben pagar y como los pagos deben ser repartidos no son preguntas de fácil respuesta, particularmente cuando existen dos o más partes implicadas, con frecuencia con intereses de sus negocios que entran en conflicto.

Lo que es pagado por los servicios de transmisión está relacionado a como el negocio es visto. En la nueva estructura de las empresas, los negocios deben proveer el servicio de transmisión basado en estándares de calidad, confiabilidad y seguridad. El negocio debe proveer capacidad de transmisión suficiente para transmitir energía y potencia de los generadores a los consumidores todo el tiempo, bajo condiciones predefinidas y restringidas, dependiente de las características del generador. Los estándares de servicio tienen un impacto directo en las inversiones a ser financiados y por lo

tanto, requiere una especificación clara y concordada por los grupos implicados.

Es el consumidor quien paga por la producción y distribución del producto de electricidad, pero hay diferentes formas para acercarse al problema. Para los servicios de transmisión, el consumidor puede tener un cargo directamente a través de pagos de incorporación como un cargo adicional en las tasas de electricidad o indirectamente a través de cargos a otras partes en la producción de electricidad.

Para cualquier categoría de usuario que pague, la pregunta está en como repartir los pagos dentro de esa categoría.

Bajo estos dos grupos de esquema donde un productor usa un sistema de transmisión para vender a un cliente particular, se han dado muchas propuestas para repartir pagos a los grupos implicados en una transacción:

- 1) Grado de repartición (tasas sello de correo) las cuales asumen que la red es usada por todos los conectados a esta y los costos deben ser repartidos basados en medidas simples (por ejemplo: inyección total de energía total, máxima demanda de potencia).
- 2) Contrato de la asignación de la trayectoria, el cual asume un camino razonable a ser escogido, y los

costos totales de la trayectoria son repartidos en proporción al uso u otras medidas.

3) Asignación de costos incrementales, los cuales determinan la diferencia de costos entre situaciones con y sin el uso de una tercera parte.

4) Repartición de milla megawatt, el cual determina los cambios en los flujos en las redes debido a la transacción y calcula el producto resultante MW tiempos de millaje.

Estas propuestas contienen algunas suposiciones arbitrarias que impactan su aplicación. Por ejemplo determinar una trayectoria de transmisión es una faena casi imposible en un sistema donde multiples interconexiones son unidas con una diversidad de despachos de generación.

b) Resultados Operacionales

Prescindiendo de la forma que TOA toma en diferentes partes el control de la red de poder es necesario para poner las políticas de TOA en práctica. Dependiendo del tamaño de la interconexión eléctrica de la nación y de su complejidad, el control de la red puede ser designado en responsabilidad de una entidad (por ejemplo, una compañía de transmisión) o muchas entidades (por ejemplo, empresas y pools de potencia). Esta discusión es predicada en la premisa en la que TOA puede ser logrado.

dentro de la estructura del área de control, sin embargo su composición normal (geográfica y económica) puede necesitar un cambio.

Lo principal de TOA en operación de sistemas de potencia puede ser examinado en forma temporal de acuerdo a las estructuras: antes del hecho, en el hecho y después del hecho. El tema es como incorporar, dentro de las funciones acostumbradas del manejo del centro de control de energía, las transacciones que pueden ocurrir a causa del acceso a la transmisión.

1) Antes del hecho, se considera la práctica de medios avanzados la programación de combustible para cubrir la demanda de carga pronosticada para la semana próxima. Sin embargo, el análisis puede ahora incluir las demandas de los participantes del TOA y la necesidad de nuevos programas de procedimientos, esto es, medios de transmisión. Además de la información normal necesitada por el operador, se necesita la disponibilidad de medios de transmisión (por ejemplo, salidas programadas) la reservación del uso de transmisión y políticas de priorización deben ser proyectadas a la semana próxima.

Los operadores deben preparar operaciones de tiempo real para el próximo día evaluando la disponibilidad de generación para cubrir la carga proyectada TOA requerirá un conocimiento más exacto

de la disponibilidad de la capacidad de transmisión, asunto para el que se requiere del nivel de confiabilidad, concesiones de transacción de rutas incluyendo transacciones de seguridad, entre otras.

2) Consideraciones de tiempo real, los operadores deben ser capaces de responder a las demandas de carga y deben estar preparados para reaccionar inmediatamente ante acontecimientos inesperados. El TOA introduce una nueva dimensión para la operación del sistema de potencia y la tasación de seguridad, esto es, control del sistema de transmisión, obligaciones en reserva de transmisión y repartición, control de voltajes y flujos de carga en redes de transmisión (por ejemplo, sistemas de transmisión flexible de A.C.), estabilidad del sistema y el monitoreo de una seguridad obligada, responde a cambios de transacciones como resultado de adherir y remover transacciones y la coordinación consistente de protector de despachos con control de transmisión.

3) Consideraciones después de los hechos, los análisis de los costos después de los hechos, especialmente con respecto al manejo con desviaciones entre transacciones contratadas y transacciones actuales serán además complicadas para el TOA. El costo de reconstrucción (actual vs. transacciones programadas, grupos múltiples,

análisis de precios de prioridad), serán significativamente afectados por la política de implementación del TOA.

5.9.4. Experiencias de Acceso Abierto

Las naciones pueden caer dentro de los siguientes tres grandes grupos con respecto a la experiencia de TOA:

1.- Muchas naciones operan bajo un manejo central ya sea a través de gremios administrativos o compañías verticalmente integradas que consideran los sistemas eléctricos como un todo para propósitos de manejo. En estos sistemas, la red transmite energía a distribuidores y consumidores, los cuales, en cierto sentido, "usan" la red pero no pueden ser considerados como operadores bajo un esquema de acceso abierto. Estas naciones no están implicadas en TOA.

2.- En algunas naciones, productores y usuarios pueden alcanzar convenios en suministrar electricidad teniendo un "derecho" para usar la red con una retribución apropiada. Este derecho de acceso a la red puede ser implementado dentro de una variedad en las estructuras del sistema, pero el aspecto clave de TOA es una cierta libertad de negocio en un sistema organizado.

3.- Esta categoría envuelve a esas naciones analizando, diseñando y de repente probando la posibilidad de tránsito hacia un esquema de TOA. El mayor interés aquí es su posición teórica sobre acceso abierto, su tasación de las experiencias existentes y las nuevas ideas y conceptos que ellos pueden introducir en debate a TOA.

Las características más interesantes de los sistemas eléctricos implicados en desarrollo de acceso abierto son analizados abajo:

a) Inglaterra y Gales

Antes de Marzo de 1990, la industria de la electricidad en Inglaterra y Gales era de propiedad del estado. En toda el área doce distribuidores regionales, trabajaron con el Central Electricity Generating Board (CEBG) el cual fue responsable de la generación y transmisión. El Electricity Act en 1989 introdujo la privatización y la proveyó para: competir en generación, y abastecimiento de energía, creó una red de transmisión un grupo regulatorio independiente.

La National Grid Company (NGC) fue formada para proveer medios para llevar suficiente energía para que abastezcan electricidad a través de Inglaterra y Gales, uniendo los generadores, distribuidores y ambos a consumidores física

y comercialmente. La NGC debe operar con elevado voltaje de transmisión en la red de Inglaterra y Gales, en forma eficiente y económica y de la misma manera debe facilitar la competencia en el nuevo mercado para electricidad. La red de transmisión es pagada con un costo más de base con incentivos y costos de redes compartidos entre los usuarios de la red.

A través de su subsidiario, la NGC Settlements Limited, NGC maneja el sistema de establecimientos así los cargos correctos son hechos por los generadores a los proveedores. Una revisión al uso de sistemas de cargo refleja que estos cargos no han sido percibidos como para proveer propios incentivos para inversión o señales económicas exactas sobre las cuales las decisiones operativas pueden ser basadas. Estos cargos están frecuentemente en supervisión.

b) Chile y Argentina

Los sistemas chileno y argentino cuentan con dos aspectos básicos: (1) un sistema avaluado basado en costos de abastecimiento marginales identificando y separando costos para generación y transmisión y (2) adopción de un sistema manejador operando un centro de despacho de carga económica basado en costos y coordinando generación y transmisión. Con este sistema, la competencia trabaja en el nivel de generación y

parcialmente en el nivel de proveer porque sólomente los grandes clientes están autorizados para contratar directamente con generadores. El precio marginal es la base de la retribución de generación y costos para distribuidores y sirve como una guía para contratos entre generadores y clientes. TOA es parcialmente aplicado en estos sistemas.

Los servicios de transmisión son pagados en un costo más de base pero estos costos están compartidos entre los agentes que venden por mayor de acuerdo a ciertas reglas. Estos están valorizados con criterio de marginalidad que sólo provee parte de los costos totales, así ellos están cargados en el tal llamado "término complementario" con una base diferente para cada sistema analizado.

c) Perú

El sector eléctrico peruano no ha estado regulado y la competencia está siendo introducida en el nivel de generación, considerando la parte del TOA concerniente al nivel de transmisión. El esquema de valoración de transmisión está basado en el costo marginal de corto plazo de servicios de transmisión, con el suplemento pagado requerido como un cargo de conexión, basados en la capacidad de potencia firme de cada planta. El cargo es independientemente de contratos comerciales. La repartición de cargos está determinado por el pool, con

participación de generadores y los principales dueños de las principales líneas de transmisión. Las ventajas de transmisión y costos relacionados son evaluados por la entidad reguladora.

LA CONFIABILIDAD EN LOS SISTEMAS ECONÓMICAMENTE ADAPTADOS

6.1. INTRODUCCIÓN

La sociedad moderna posee una alta prioridad en Sistemas de Confiabilidad y en la rápida restauración después de los fuera de servicio. Como resultado, la capacidad de servicios provistos por el sector eléctrico han alcanzado un promedio de capacidad de servicio de 0,9996 a 0,9998, el primero correspondiendo a 3,5 horas de interrupción esperada por usuario por año, el último a 1,75 horas. Niveles similares de capacidad son logrados (con mucho esfuerzo) en otras áreas.

Estos altos niveles de confiabilidad solían ser logrados por planeamiento y prácticas operativas basadas en intuición, experiencia y juzgamiento, pero el aumento en el tamaño y la complejidad de los sistemas han forzado la implementación de estudios de ingeniería para

reemplazar los métodos empíricos por aproximaciones más formales. Estos incluyen la categorización de conceptos e índices, los análisis de fallas, el establecimiento de criterios y la aplicación de métodos analíticos

6.2. CONCEPTOS DE CONFIABILIDAD

El objetivo primordial de la filosofía de planeamiento y operación de la masa del sistema de potencia han sido para proveer adecuadas reservas para minimizar el riesgo de proveer energía en emergencias y proveer un extenso sistema que soportará clases específicas de disturbios.

CONFIABILIDAD: En forma general se puede decir que abarca todas las medidas de precaución necesarias para llevar electricidad a todos los usuarios dentro de estándares aceptables y en la cantidad deseada.

La confiabilidad de todos los componentes que conforman el sistema de potencia puede ser descrito por dos básicos y funcionales atributos: adecuación y seguridad.

ADECUACIÓN: La capacidad para abastecer de potencia y energía eléctrica a los usuarios dentro de clasificación de componentes y límites de voltajes, tomando en cuenta

los fuera de servicio programados y no programados de componentes del sistema.

SEGURIDAD: La capacidad para resistir repentinos disturbios específicos tales como cortocircuitos eléctricos o salidas fuera de servicio no anticipadas de componentes del sistema, junto con operaciones forzadas.

La adecuación es tomada como confiabilidad estática y la seguridad como confiabilidad dinámica.

Otro aspecto de la seguridad es la integración de sistemas, el cual es la capacidad para mantener operaciones interconectadas. La integración está relacionada a la preservación de sistemas de operaciones interconectadas o la manera de evitar una separación no controlada, en la presencia de disturbios severos específicos.

La interrupción del servicio puede resultar de fallas y fueros de servicio de líneas y equipos. La existencia de varios riesgos ocasionan fallas e interrupciones inevitables, teóricamente, con infinitas inversiones que podrían ser necesarias para eliminarlos completamente. El valor de cada inversión marginal hecho para obtener una reducción dada en interrupciones puede ser utilizada para los beneficios resultantes de tener menos interrupciones.

Los proveedores del servicio eléctrico y sus clientes deben esforzarse por un balance de economía y confiabilidad. Los acontecimientos de salidas fuera de servicio de los sistemas debe por lo tanto ser aceptado y el criterio de confiabilidad respondido, y de hecho, el nivel de aceptabilidad.

6.3. PRINCIPIOS DE CONFIABILIDAD

6.3.1. Sistema de Planeamiento

El planeamiento cubre tres aspectos:

- 1) La proyección de la futura demanda (potencia y/o energía) tomando en cuenta incertidumbres debido a la situación económica o a los eventos del tiempo.
- 2) La determinación de datos técnicos y económicos relativos a lo mecanismos para ser instalados: fueras de servicio (forzado y programado), el costo de unidades generadoras y los componentes de transmisión (líneas, cables, transformadores), precios de combustible, no tener la certeza de los recursos hidrológicos, determinación de tiempos, seguridad y regulaciones de operación y sus efectos en costo.
- 3) El desarrollo de modelos apropiados y la búsqueda de la más económica solución a través de la evaluación de las alternativas. Las más recientes incluyen la selección de artificios para ser instalados en el tiempo apropiado

y en el tamaño requerido para proveer la proyección de demanda al más bajo precio. La búsqueda está sujeta a un número de restricciones:

- Aquellos relacionados al servicio esperado por el usuario
- Restricciones del orden geográfico y demográfico debido a la naturaleza del territorio para ser servido.
- Restricciones ambientales, limitando el nivel de varios impactos.
- Restricciones económicas y políticas

Estas restricciones varían de acuerdo a la región y el país, pero están relacionadas al servicio y son comunes tanto al sistema de generación como al de transmisión y están directamente unidas al criterio de confiabilidad.

6.3.2. Diseño del Sistema.

La filosofía del diseño ha evolucionado para todos los componentes que conforman el sistema de potencia, el cual asegura la confiabilidad en el sistema, adicionalmente para ser seguro para los usuarios y para la operación del personal, el sistema tendrá la capacidad y flexibilidad para minimizar alteraciones de suficiencia, seguridad e integridad durante contingencias probables. Se debe tomar en cuenta el mantenimiento de

los componentes del sistema como una parte de las precondiciones para la tasación de contingencias probables razonablemente. Las consideraciones deben ser dadas a los requerimientos para transferir potencia impuesto sobre la masa del sistema de potencia por el poder que fluye incrementado del despacho económico normal de generación. Las condiciones de contingencia deben reflejar la línea de configuración (construcción de dos ternas, de simple terna), consideración de contaminación y tiempo extremo (riesgos de altos vientos, hielo y nieve) e inundaciones.

El sistema debe ser designado para minimizar los riesgos de propagación de interrupciones de efectos de mayor disturbio que afectan el criterio del diseño. El objetivo buscado es que el sistema esté suficientemente protegido y operado con suficiente reserva para poder extinguir la expansión de disturbios, para evitar la propagación de interrupciones pertenecientes a la porción afectada y para proteger a los generadores.

6.3.3. Operación del Sistema

La configuración de todos los componentes que conforman el sistema de potencia concierne al operador, tanto como al planeador. Sin embargo como la decisión del tiempo de planeamiento es diferente para cada uno, los

métodos de la confiabilidad deben ser aplicados y las dificultades en ellas serán además diferentes. Los operadores hacen tasaciones de corto periodo de riesgo, mientras los planeadores están interesados en predicciones de largos periodos. Además los operadores deben obtener idealmente rápidos resultados suficientes para las decisiones en operación basados en ellos para ser hechos con un mínimo de demora.

6.4. OBJETIVOS DE LA CONFIABILIDAD

Se deben tener los siguientes objetivos cuando se planea, diseña y opera un sistema de poder.

- Para preservar un sistema de adecuación, esto es, para poder abastecer de potencia eléctrica adicional y los requerimientos de energía con aceptable calidad técnica y servicio de continuidad.
- Para preservar el sistema de seguridad de tal modo que se pueda recuperar de las más probables contingencias y puedan ser llevados a cabo sin recorte de carga o interrupción y excesiva fuerza de evasión en el sistema y sus componentes.
- Para preservar la integridad del sistema, menos las probables contingencias, incluyendo secuencias de contingencias, no resultaran en la separación no controlada de mayores porciones del sistema.

- Para limitar la extensión de fallas y minimizar el riesgo de parar el trabajo extenso.

6.5. CRITERIO DE CONFIABILIDAD

El criterio de confiabilidad puede ser visto como condiciones que deben ser satisfechas por la generación y transmisión para garantizar la continuidad del servicio eléctrico. Ellos caen en dos categorías: ordenado o variable y atribuye o ejecuta criterios de prueba. Los planeamientos son parámetros numéricos los cuales dan deseados niveles de confiabilidad, o mayormente más altos sobre no confiabilidad, esto es, energía esperada no suministrada o esperada frecuencia de falla. El uso de tales criterios son para las bases de evaluación de probabilidades de confiabilidad. Los criterios de ejecución que forman la forma de condicionadores, como: generación o incidentes de transmisión, que el sistema debe ser capaz de resistir. La definición de incidentes incluye los predisturbios tanto como los disturbios mismos y forma las bases de evaluación de determinada contingencia.

6.6. MÉTODO DE SIMULACIÓN DE MONTECARLO

De la literatura técnica para sistemas de potencia de regular importancia se opta por evaluar los índices de

riesgo, mediante el método de Monte Carlo, que procede a la simulación de operación del sistema, determinando su estado a través de un sorteo de las condiciones operativas de sus elementos y verificando las capacidades de sus componentes, en caso que no se cumplan las condiciones operativas se procede a la separación de carga o redespacho de generación seguido de separación de carga si se es necesario. Al final del período se obtendrá la energía no servida.

6.6.1. Metodología

Conforme a lo explicado anteriormente, el método de obtención de la confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia, a través de la simulación de su operación en un determinado intervalo de tiempo, parte del uso de una rutina de generación de números aleatorios variables de 0 a 1, con distribución uniforme, destinando cada uno de estos números a definir:

- a) El instante dentro del periodo, en el cual, se simulará el estado del sistema.
- b) El estado de cada componente en estudio operativo o fuera de servicio, según sea la contingencia.

En otras palabras, una vez definido el tiempo y el estado del sistema, se verificará a través de las ecuaciones de flujo de potencia en corriente continua,

los niveles de capacidad en sus elementos. Si se encontrara alguna sobrecarga con respecto a la capacidad máxima de los componentes, se evaluará la mínima carga a ser separada, y como consecuencia, se obtendrá la energía no servida de modo que los límites de transferencia de potencia de todos los componentes sean obedecidos.

6.6.2. Representación de la red

Para el uso de este método es necesario un número elevado de información que se nombrará a continuación:

- a) Topología de la red.
- b) Curvas de duración de máxima demanda.
- c) Despacho de generación.
- d) Capacidad máxima de los componentes.
- e) Tasa de indisponibilidad por componentes.

Los cuales serán adquiridos de archivos convenientes que están constituidos y almacenados en un archivo permanente diseñado para el sistema, que servirá de base para el desenvolvimiento de la red en estudio.

6.6.2.1. Topología de la red

La topología de la red con sus características eléctricas es obtenida de los archivos generados durante

los flujos de potencia en corriente continua que preceden a los de confiabilidad.

6.6.2.2. Curvas de duración de máxima demanda

Considerando un estado del sistema que será simulado en un tiempo generado al azar dentro del período en estudio (tomado anualmente), se impone el conocimiento de la curva de máxima demanda anual, en términos de potencia activa expresada en forma discreta para cada mes. Así mismo se obtendrán las curvas de duración semanal, tomadas en forma horaria, diferenciándose por los meses en que se obtienen.

La reducción del período anual a períodos mensuales y expresadas como curvas de duración semanal de iguales características en cada mes, obedece al hecho de que se está calculando la confiabilidad para planeamiento y que tales errores estimados, no justificarían mayor detallamiento para el cálculo, dado que las subdivisiones hechas mensualmente permiten que se considere una precisión compatible con el estudio para efectos de crecimiento de carga.

6.6.2.3. Despacho de generación

Para los mismos años de estudio definidos, se proporcionará el despacho de generación para cada central del sistema, y el número de unidades de generadores en operación para el año en estudio (cronograma de mantenimiento de los generadores).

6.6.2.4. Capacidad Máxima de los Componentes

Inicialmente se tendrá que diferenciar tales componentes, distinguiéndose la siguiente clasificación: Centrales (representados por los generadores con sus transformadores elevadores), líneas de transmisión y transformadores.

Así mismo, para cada uno de estos componentes son definidas las capacidades como:

- Centrales: a la sumatoria de las potencias disponibles de las unidades que se encuentran en funcionamiento considerando las condiciones de funcionamiento en el instante de contingencia.
- Líneas de transmisión: es la potencia que puede ser transferida por la línea, sin que exista riesgo para la operación del sistema.

Evidentemente existe una familia de capacidades admisibles para líneas, en las cuales, el límite

superior de capacidad corresponde al límite térmico de la línea y las demás capacidades están ligados a los límites de estabilidad y a los niveles de tensión; siendo pues, variables con los soportes reactivos presentadas en la red.

- Transformadores: a la potencia que puede ser soportada por sus arrollamientos cuando todos sus equipos de ventilación están en operación.

6.6.2.5. Tasa de Indisponibilidad por Componentes

El método define a un componente como inoperante, cuando el número aleatorio que le fue sorteado no sea mayor que su tasa de indisponibilidad, estos serán objetos de detallamiento en los items sub-siguientes:

Generadores

La tasa de indisponibilidad de cada unidad de la central es obtenida a partir de los índices correspondientes a cada uno de los elementos asociados en serie: Generador, Transformador elevador y equipos de conexión. Dentro de la metodología, las unidades previstas en un instante considerado, se definen su operatividad sorteándolas como un todo.

Líneas de Transmisión

La tasa de indisponibilidad global de las líneas es obtenida a través de la asociación en serie de la propia línea con sus respectivos equipos de conexión.

Aquellos casos particulares de líneas con mayor confiabilidad que por su construcción tengan un equipamiento más sofisticado, son individualizadas por una tasa de indisponibilidad global.

Transformadores

Para los transformadores del sistema y no a los transformadores elevadores de las centrales, la tasa de indisponibilidad de cada unidad es obtenida por la combinación de las tasas de indisponibilidades de los transformadores con sus respectivos equipos de conexión.

6.6.3. Estado de la red

Por estado de la red se entiende por cualquiera de las condiciones operativas en que se pueda encontrar el sistema y en el cual son fijadas las condiciones de capacidad de los componentes.

Los estados son determinados por el sorteo de los números aleatorios que definen:

- a) La capacidad y los despachos de generación por la fijación del instante considerado.
- b) Las potencias disponibles de las centrales del sistema.
- c) Las líneas y transformadores que no se encuentran disponibles.

Debe destacarse que en la evaluación del estado del sistema pueden ocurrir los casos que se nombran a continuación:

- 1) La desenergización total de subestaciones de carga como una consecuencia de separación de carga. En este caso, se procederá automáticamente a un redespacho de generación del área física del sistema, disminuyendo todas las generaciones proporcionalmente a la potencia que estaban entregando el sistema, de modo, de que alcance la igualdad entre carga y generación.
- 2) La separación total o parcial de los generadores de una central, en este caso, se procederá a aumentar la generación en las centrales restantes que permanecen en servicio, de modo que se restablezca la igualdad entre carga y generación (redespacho previo). En caso de no alcanzar el equilibrio, se procederá a la separación de carga como límite para el establecimiento de la igualdad nombrada.

3) La ocurrencia de componentes inoperativos, al cual, se procederá a su eliminación en la red básica.

En cualquiera de estos casos, se pasará automáticamente al recálculo de la red, verificando la existencia de elementos sobrecargados y se procederá para cada caso a la separación de la carga o al redespacho. Evidentemente no teniendo alguna contingencia, se pasará al análisis de otro estado del sistema.

APLICACIÓN AL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE ETECEN S.A.

7.1. DETERMINACIÓN TEÓRICA DEL SISTEMA PRINCIPAL EN EL SICN

El SICN, que se muestra esquemáticamente en la figura adjunta, se caracteriza por tener un sistema de transmisión de 220 kV que se desarrolla en la costa en una extensión de unos 1 300 km, entre las subestaciones Marcona, en el Suroeste, y la subestación Piura en el Norte, esto es predominantemente radial.

A éste sistema eléctrico costero se conectan las diversas centrales hidro y termoeléctricas que abastecen el SICN, las termoeléctricas directamente a subestaciones ubicadas en la costa, y las hidroeléctricas mediante otros sistemas de transmisión. La mayor concentración de cargas del SICN se produce en la zona de Lima, la que se ubica en la costa, a unos 400 km del extremo Suroeste del

sistema. Los principales centros de generación del SICN están conectados a Lima; ellos son el complejo hidroeléctrico del Mantaro, cuyo sistema de transmisión consiste en 7 circuitos de 220 kV, cinco de los cuales se conectan a subestaciones ubicadas en Lima -subestaciones San Juan, Callahuanca y Zapallal, y los otros a la subestación Independencia, ubicada a unos 200 km al Sur de Lima. En seguida se encuentran las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas pertenecientes a EDEGEL, las que se conectan, mediante sistemas de transmisión o directamente, a diversas subestaciones ubicadas en Lima; igualmente la central térmica de Ventanilla. En el Suroeste del SICN se ubica una pequeña capacidad de generación, constituida por tres unidades termoeléctricas conectadas a la subestación Marcona. La generación existente al norte de Lima consiste en la central hidroeléctrica Cañón del Pato, que se conecta a la subestación Chimbote, ubicada a unos 400 km al norte de Lima, de la central hidroeléctrica Cahua, conectada a la subestación Paramonga y la central hidroeléctrica Carhuaquero, conectada a la subestación Chiclayo, y de diversas centrales termoeléctricas conectadas a las subestaciones Chimbote, Trujillo, Chiclayo y Piura.

El análisis inicial de las características de las centrales generadoras y de los sistemas de transmisión que conforman el SICN lleva a concluir lo siguiente:

i) Los sistemas de transmisión que conectan al complejo Mantaro constituyen un sistema de transmisión secundario, que incluye las líneas conectadas directamente a Lima (subestaciones San Juan, Callahuanca y Zapallal), y la línea de 220 kV Mantaro - Independencia - San Juan.

ii) Los sistemas de transmisión que correspondían a las centrales cercanas a Lima conforman los correspondientes sistemas secundarios de transmisión.

iii) El tramo del sistema costero de 220 kV existente entre las subestaciones Independencia y Marcona constituye un sistema secundario de transmisión para el abastecimiento de la zona de Ica y Marcona.

iv) El tramo costero de 220 kV entre las subestaciones Chavarría y Zapallal forma parte del sistema secundario del Mantaro.

v) El tramo del sistema costero comprendido entre Zapallal y Chimbote cumple una doble función; por una parte es el sistema mediante el cual la central Cañón del Pato entrega sus excedentes hacia Lima en el período húmedo; por otra parte este sistema sirve en el período seco para transmitir energía hacia el extremo norte del SICN.

En ambas funciones el tramo Zapallal - Chimbote es un sistema secundario, es decir, su costo es

asignable a la central Cañón del Pato, o bien a los consumos conectados desde Chimbote al norte.

vi) El tramo del sistema costero de 220 kV que se desarrolla entre Chimbote y Piura es un sistema secundario necesario para transmitir hacia el norte los excedentes que normalmente existen en Chimbote.

Como síntesis del análisis teórico de los sistemas de transmisión existentes en el SICN se concluyó inicialmente que la mayor parte de los sistemas de transmisión del SICN corresponde a sistemas secundarios asignables a centrales o bien a consumos, quedando el sistema principal circunscrito, en principio, al tramo del sistema costero ubicado en las inmediaciones de Lima, entre las subestaciones San Juan y Chavarría.

Sin embargo estas consideraciones hacen que se redefina esta definición inicial del sistema principal.

7.2. OTRAS CONSIDERACIONES EN LA DEFINICIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL DEL SICN

Adicionalmente a los conceptos teóricos que se han analizado en el punto anterior, se ha tenido en cuenta las siguientes consideraciones para definir el sistema principal del SICN:

i) Si bien es teóricamente definible como sistema secundario el tramo Zapallal - Chimbote, resulta discutible la manera de asignarlo ya sea a los consumos conectados desde Chimbote al norte, o bien a las centrales Cañón del Pato y Carhuaquero.

ii) Desde el punto de vista institucional, la definición de un sistema principal restringido al tramo San Juan - Chavarría tiene el inconveniente de que las instalaciones que lo conforman pertenecían a Electrolima. Puesto que la Ley dispone que el sistema principal se estructure como empresa separada, se daría la circunstancia de que sólo dicha empresa tendría que desprenderse de activos para conformar el sistema principal, en circunstancias que Electroperú era la propietaria de la mayor parte de la red de transmisión. Si bien Electroperú podría concurrir con parte importante de su sistema de transmisión, definido como secundario, a la conformación con Electrolima de una empresa de transmisión que, además del sistema principal, tuviera la propiedad de sistemas secundarios, resultaría preferible que ello no dependiera de la voluntad de Electrolima, sino que respondiera al mandato de la Ley; en este sentido, definir algún tramo del sistema de transmisión que fue de Electroperú en el sistema principal resuelve el problema.

Sobre la base de las consideraciones anteriores se decidió, incorporar al sistema principal los tramos Zapallal - Chimbote y Chavarría - Zapallal.

El límite norte del sistema principal coincide con el punto hasta donde se produce multidireccionalidad del flujo de energía, fenómeno que puede ser observado mediante el análisis de los factores de penalización de energía.

Al momento de realizarse los análisis del parque generador adaptado, se determinó que la adición de capacidad de generación a vapor con petróleo residual, hacia 1998, se realizará en la zona de Trujillo. Este hecho llevaría a que el tramo Chimbote - Trujillo presentaría el fenómeno de multidireccionalidad descrito anteriormente. Lo anterior llevó a incorporar también este tramo en el sistema principal de transmisión.

Posteriormente la empresa de transmisión sustentó y el Ministerio de Energía y Minas aprobó la extensión del Sistema Principal de Transmisión hasta Chiclayo Oeste, considerándose entre otros aspectos la bidireccionalidad del flujo entre Trujillo, Guadalupe y Chiclayo.

7.3. EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL VNR PARA LA SUBESTACIÓN DE GUADALUPE

V.N.R. GUADALUPE

MARZO '95

Descripción	Costo	Equipos y		Taller y		Telecomu- nicaciones S.E.	Costo Total US S.
		Obras Comunes	Comunes	Oficina Sede	Sede		
CELDA DE LINEA EN 220 KV. L-236	504,248	173,526	14,428	16,654	708,856		
CELDA DE LINEA EN 220 KV. L-234	504,248	173,256	14,428	16,654	708,856		
CELDA DE ACOPLAMIENTO 220 KV	494,456	170,157	14,148	16,331	695,091		
CELDA DE LINEA EN 60 KV	268,439	92,378	7,681	8,866	377,363		
CELDA DE LINEA EN 60 KV	268,439	92,378	7,681	8,866	377,363		
CELDA DE LINEA EN 60 KV	268,439	92,378	7,681	8,866	377,363		
CELDA DE ACOPLAMIENTO 60 KV	176,466	60,727	5,049	5,828	248,071		
CELDA DE TRAFQ. EN 220 KV	369,837	127,272	10,582	12,215	519,906		
CELDA DE TRAFQ. EN 60 KV	168,025	57,822	4,808	5,549	236,204		
CELDA COMPENSAC. REACTIVA 220 KV	307,287	105,746	8,792	10,149	431,975		
CELDA DE SERVICIOS AUXILIARES	241,965	83,267	6,923	7,991	340,147		
Costo Total de Celdas	3,571,849						
TRANSFORMADOR DE POTENCIA	785,521				785,521		
COMPENSACION REACTIVA 20 MVAR	998,377				998,377		
TELECOMUNICACIONES (Subestación)	117,969						
TELECOMUNICACIONES (Centro de Control)	390,274				390,274		
OBRAS Y EQUIPOS COMUNES	1,229,177						
Taller de Mantenimiento y Oficina (Sede S.E. Chiclayo)	102,201						
COSTO TOTAL:	7,195,368				7,195,368		

V.N.R. - S.E. GUADALUPE EN 220 kV

CELDA DE ACOPLAMIENTO EN 220 kV

Descripción	Costo Unitario		Un.	Cant.	SUMINISTROS		M.de Obra	Precio
	Imp.	Nac.			S. Extranj.	S. Nacion.		
Estructuras de Acero	1,740		870 Ton.	10	17,400		8,700	26,100
Equipo Eléctrico								
Interruptor Trip. de (SF6)	65,000		U	1	65,000			65,000
Trafo. de Tensión 220 kV	27,000		U	2	54,000			54,000
Trafo. de Corriente 220 kV	35,100		U	1	35,100			35,100
Seccionador de Barra 220 kV	12,300		U	2	24,600			24,600
Protección (Relés)	10,000		Gbl.	2	20,000			20,000
Paneles de Control y Protección		3,000	Gbl.	1		3,000		3,000
Instrumentos Indicadores	290		Gbl.	6	1,740			1,740
Cadenas de Aisladores y Pórticos	440			18	7,920			7,920
Equipo de Control y Misceláneas								
Obras Civiles:								
Sub-Total								
Montaje Electromecánico			52,000 H-h				520	52,000
Total: Suministros					225,760	3,000	8,700	289,460
Transporte y Seguro Marítimo					12,417			12,417
Total: Mat. a Almacén					238,177	3,000	8,700	301,877
Transporte y Seguro Local						4,824		4,824
Total: Mat. a Obra					238,177	7,824	8,700	306,701
Ingeniería y Administración						38,031		38,031
Gastos Generales y Utilidades						86,183		86,183
Arancel y Desaduanaje						40,490		40,490
Costo de Oportunidad de Inversión						23,052		23,052
TOTAL:					238,177	195,580	8,700	494,457

V.N.R. - S.E. GUADALUPE EN 220 KV

CELDA DE LINEA EN 220 KV DOBLE BARRA, SIN PARARRAYO

Descripción	Costo Unitario		M.O.	Un.	Cant.	SUMINISTROS			M.de Obra Total	Precio Total
	Imp.	Nac.				S. Extranj.	S. Nacion.			
Estructuras de Acero	1,740		870	Ton.	16	27,666			13,833	41,499
Equipo Eléctrico										
Interruptor Trip. de (SF6)	65,000			U	1	65,000				65,000
Trafo. de Tensión 220 kV	27,000			U	1	27,000				27,000
Trafo. de Corriente 220 kV	35,100			U	1	35,100				35,100
Seccionador de Barra 220 kV	12,300			U	2	24,600				24,600
Seccionador de 220 kV con tierra	18,000			Gbl.	1	18,000				18,000
Protección (Relés)	10,000			Gbl.	2	20,000				20,000
Paneles de Control y Protección		3,000		Gbl.	1		3,000			3,000
Anunciador de Alarmas	2,500			Gbl.	1	2,500				2,500
Instrumentos Indicadores	290			Gbl.	6	1,740				1,740
Medidores de Energía	1,450			Gbl.	1	1,450				1,450
Cadenas de Aisladores y Pórticos	440			U	9	3,960				3,960
Equipo de Control y Misceláneas										
Telecomunicaciones										
Obras Civiles:										
Sub-Total			52,000	H-h					52,000	52,000
Montaje Electromecánico										
Total: Suministros						227,016	3,000		65,833	295,849
Transporte y Seguro Marítimo						12,486				12,486
Total: Mat. a Almacén						239,502	3,000		65,833	308,335
Transporte y Seguro Local							4,850			4,850
Total: Mat. a Obra						239,502	7,850		65,833	313,185
Ingeniería y Administración							38,835			38,835
Gastos Generales y Utilidades							88,005			88,005
Arancel y Desaduanaje							40,715			40,715
Costo de Oportunidad de Inversión							23,508			23,508
TOTAL:						239,502	198,913		65,833	504,248

V.N.R. - S.E. GUADALUPE EN 220 kV

CELDA DE TRAFEO DE POTENCIA EN 220 kV DOBLE BARRA

Descripción	Costo Unitario		Un.	Cant.	SUMINISTROS		M. de Obra	Precio Total
	Imp.	Nac.			S. Extranj.	S. Nacion.		
Estructuras de Acero	1,740		870	10	16,878		8,439	25,317
Equipo Eléctrico								
Interruptor Trip. de (SF6)	65,000			1	65,000			65,000
Pararrayos en 220 kV	23,310			1	23,310			23,310
Trafo. de Tensión 220 kV	27,000			1	27,000			27,000
Seccionador de Barra 220 kV	12,300			2	24,600			24,600
Protección (Relés)	10,000			1	10,000			10,000
Paneles de Control y Protección		3,000		1		3,000		3,000
Anunciador de Alarmas	2,500			1	2,500			2,500
Cadenas de Aisladores y Pórticos	440			6	2,640			2,640
Equipo de Control y Misceláneas								
Telecomunicaciones								
Obras Civiles:								
Sub-Total								
Montaje Electromecánico			32,500				32,500	32,500
Total: Suministros					171,928	3,000	40,939	215,867
Transporte y Seguro Marítimo					9,456			9,456
Total: Mat. a Almacén					181,384	3,000	40,939	225,323
Transporte y Seguro Local						3,688		3,688
Total: Mat. a Obra					181,384	6,688	40,939	229,011
Ingeniería y Administración						28,397		28,397
Gastos Generales y Utilidades						64,352		64,352
Arancel y Desaduanaje						30,835		30,835
Costo de Oportunidad de Inversión						17,242		17,242
TOTAL:					181,384	147,514	40,939	369,837

V.N.R. - S.E. GUADALUPE OESTE EN 220 KV

TRAFO. DE POTENCIA 220/60/10 KV 60 MVA

Descripción	Costo Unitario		Un.	Cant.	SUMINISTROS		M.de Obra Total	Precio Total
	Imp.	Nac.			M.O.	S. Extranj.		
Transformador Principal	448,000			1	448,000		4,480	452,480
Total: Suministros					448,000	0	4,480	452,480
Transporte y Seguro Marítimo					24,640			24,640
Total: Mat. a Almacén					472,640	0	4,480	477,120
Transporte y Seguro Local						9,453		9,453
Total: Mat. a Obra					472,640	9,453	4,480	486,573
Ingeniería y Administración						60,335		60,335
Gastos Generales y Utilidades						121,643		121,643
Arancel y Desaduanaje						80,349		80,349
Costo de Oportunidad de Inversión						36,621		36,621
TOTAL:					472,640	308,401	4,480	785,521

V.N.R. - S.E. GUADALUPE EN 60 KV

CELDA DE ACOPLAMIENTO EN 60 KV

Descripción	Costo Unitario		Un.	Cant.	SUMINISTROS		M. de Obra Total	Precio Total
	Imp.	Nac.			M.O.	S. Extranj.		
Estructuras de Acero	1,740		870 Ton.	3		5,220	3,558	8,778
Equipo Eléctrico								
Interrupor de 60 kv	33,820		U	1		33,820		33,820
Trafo. de Corriente 66 kv	16,500		U	1		16,500		16,500
Seccionador de 60 kv	7,500		U	2		15,000		15,000
Instrumentos Indicadores	290		Gbl.	6		1,740		1,740
Cadenas de Aisladores y Pórticos	440		U	6		2,640		2,640
Equipo de Control y Misceláneas								
Telecomunicaciones								
Obras Civiles:								
Sub-Total								
Montaje Electromecánico			26,000 H-h				26,000	26,000
Total: Suministros						74,920	0	104,478
Transporte y Seguro Marítimo			Ton.			4,121		4,121
Total: Mat. a Almacén						79,041	0	108,599
Transporte y Seguro Local			Ton.				1,581	1,581
Total: Mat. a Obra						79,041	1,581	110,180
Ingeniería y Administración							13,662	13,662
Gastos Generales y Utilidades			Total				30,960	30,960
Arancl y Desaduanaje			Total				13,437	13,437
Costo de Oportunidad de Inversión			Gbl.				8,227	8,227
TOTAL:			Total			79,041	67,867	176,466

V.N.R. - S.E. GUADALUPE EN 60 kV

CELDA DE TRAFIO. DE POTENCIA EN 60 kV DOBLE BARRA

Descripción	Costo Unitario		Un.	Cant.	SUMINISTROS		M.de Obra Total	Precio Total
	Imp.	Nac.			M.O.	S. Extranj.		
Estructuras de Acero	1,740		870	5	8,300		4,150	12,450
Equipo Eléctrico								
Interruptor de 60 kV	33,820			1	33,820			33,820
Pararrayos en 60 kV	8,010			1	8,010			8,010
Seccionador 60 kV	7,500			2	15,000			15,000
Protección (Relés)	10,000			1	10,000			10,000
Cadenas de Aisladores y Pórticos	440			6	2,640			2,640
Equipo de Control y Misceláneas								
Telecomunicaciones								
Obras Civiles:								
Sub-Total								
Montaje Electromecánico			16,250				16,250	16,250
Total: Suministros					77,770		0	98,170
Transporte y Seguro Marítimo					4,277			4,277
Total: Mat. a Almacén					82,047		0	102,447
Transporte y Seguro Local							1,641	1,641
Total: Mat. a Obra					82,047		1,641	104,088
Ingeniería y Administración							12,907	12,907
Gastos Generales y Utilidades							29,249	29,249
Arancel y Desaduanaje							13,948	13,948
Costo de Oportunidad de Inversión							7,833	7,833
TOTAL:					82,047		65,578	168,025

V.N.R. - S.E. GUADALUPE EN 220 kV

SERVICIOS AUXILIARES

Descripción	Costo Unitario			Un.	Cant.	SUMINISTROS		M.de Obra Total	Precio Total
	Imp.	Nac.	M.O.			S. Extranj.	S. Nacion.		
Transformador	13,300			10	1		13,300	640	13,940
Interruptor	7,132			10	2		14,264	1,440	15,704
Seccionador Fusible	4,992			10	1		4,992	540	5,532
Grupo Electrógeno		65,520		10	1			320	65,840
Protección contra incendios		17,000		10	1			480	17,480
Batería y Cargador 220 Vdc.	15,000			10	1		15,000	600	15,600
Batería y Cargador 48 Vdc.	7,652			10	1		7,652	600	8,252
Paneles de Distribución		2,500		10	6		15,000	1,200	16,200
Total: Suministros							55,208	5,820	158,548
Transporte y Seguro Marítimo							2,370		2,370
Total: Mat. a Almacén							57,578	5,820	160,918
Transporte y Seguro Local									2,809
Total: Mat. a Obra							57,578	5,820	163,727
Ingeniería y Administración									18,308
Gastos Generales y Utilidades									41,488
Arancel y Desaduanaje									7,727
Costo de Oportunidad de Inversión									10,715
TOTAL:							57,578	5,820	241,965

V.N.R. - S.E. CHICLAYO EN 220 kV

TALLER DE MANTENIMIENTO Y OFICINA

Descripción	Costo Unitario		Un.	SUMINISTROS			M.de Obra Total	Precio Total
	Imp.	Nac.		M.O.	Cant.	S. Extranj.		
Taller de Mantenimiento		216	m2			121,392		121,392
Oficinas		216	m2			43,200		43,200
Total: Suministros					0	164,592	0	164,592
Transporte y Seguro Marítimo					0	164,592	0	164,592
Total: Mat. a Almacén					0	164,592	0	164,592
Transporte y Seguro Local					0	164,592	0	164,592
Total: Mat. a Obra					0	164,592	0	164,592
Ingeniería y Administración						20,409		20,409
Gastos Generales y Utilidades						46,250		46,250
Arancel y Desaduanaje			Total			0		0
Costo de Oportunidad de Inversión			Gbl.			11,308		11,308
TOTAL:			Total		0	242,559	0	242,559

V.N.R. - TELECOMUNICACIONES

TELECOMUNICACIONES (Costo por repetidora y transmisión de datos para cada subestación)

Descripción	Costo Unitario		Un.	Cant.	SUMINISTROS		M.de Obra Total	Precio Total
	Imp.	Nac.			S. Extranj.	S. Nacion.		
Telecomunicaciones								
Estación repetidora Radio Movil	46,500			1	46,500			46,500
Equipo de transmisión de datos	20,000			1	20,000			20,000
Total: Suministros					66,500	0	0	66,500
Transporte y Seguro Maritimo					3,658			3,658
Total: Mat. a Almacén					70,158	0	0	70,158
Transporte y Seguro Local						1,403		1,403
Total: Mat. a Obra					70,158	1,403	0	71,561
Ingeniería y Administración						8,874		8,874
Gastos Generales y Utilidades						20,109		20,109
Arancel y Desaduanaje						11,927		11,927
Costo de Oportunidad de Inversión						5,500		5,500
TOTAL:					70,158	47,813	0	117,971

V.N.R. - S.E. GUADALUPE

EQUIPOS Y OBRAS COMUNES

Descripción	Costo Unitario		Un.	SUMINISTROS			M.de Obra Total	Precio Total
	Imp.	Nac.		M.O.	Cant.	S. Extranj.		
Equipo Eléctrico								
- Cable de A.T.	45		Gbl.	300	13,500			13,500
- Cable de B.T.		10	Gbl.	17,670		183,768		183,768
Bandejas Portacables	2		Gbl.	2,120	3,816			3,816
Equipo de Control y Miscelaneas								
Equipo de Aire Acondicionado		6,500		1		6,500		6,500
Registrador Secuencia de Eventos	10,000			1	10,000			10,000
Registrador de Fallas	16,000			1	16,000			16,000
Tablero de Mando		11,000	U	1		11,000		11,000
Malla de Puesta a Tierra		5	m2	7,060		36,816		36,816
Artefacto de Iluminacion Exterior	0		m2	7,060	2,478			2,478
Conductor desnudo patio c/aces.	3,530		km.	5	17,650			17,650
Obras Civiles:								
Terreno			m2	17,797		71,188		71,188
Limpieza y Nivelacion			m3	8			13,350	13,350
Caminos Interiores: Tierra		0	m2					0
Caminos Interiores: Asfalto		6	m2	3,559		21,354		21,354
Cercos		180	ml	534		96,120		96,120
Muros de Contencion			ml					0
Canal para Cables		50	ml	884		44,200		44,200
Ductos para cables		50	ml	100		5,000		5,000
-Excavacion			m3	10			17,138	17,138
-Concreto Armado		62	m3	1,069		66,278	19,246	85,524
-Relleno			m3	10			7,191	7,191
Edificio de Control		216	m2	712		153,792		153,792
Total: Suministros					63,444	696,016	56,925	816,385
Transporte y Seguro Maritimo					3,489			3,489
Total: Mat. a Almacén			Ton.		66,933	696,016	56,925	819,874
Transporte y Seguro Local						6,100		6,100
Total: Mat. a Obra			Ton.		66,933	702,116	56,925	825,974
Ingeniería y Administración						102,421		102,421
Gastos Generales y Utilidades			Total			232,099		232,099
Arancel y Desaduanaje			Total			11,379		11,379
Costo de Oportunidad de Inversión			Gbl.		66,933	57,305		57,305
TOTAL			Total		66,933	1,105,320	56,925	1,229,178

7.4. PRECIOS EN BARRA PARA EL SICN.

Los cuadros que se presentan a continuación presentan los precios de barra resultantes en el SICN según la Fijación Tarifaria de mayo de 1995. En dichos cuadros se señala además las barras correspondientes al sistema principal, y las del sistema secundario. Para el SICN el sistema principal corresponde al tramo del sistema costero de 220 kV comprendido entre las subestaciones San Juan, en Lima y Chiclayo Oeste.

CONCLUSIONES

El Sistema Principal de Transmisión se define como la parte del Sistema Interconectado, en alta y muy alta tensión, donde la dirección del flujo es bidireccional y donde no es posible establecer responsabilidades específicas para generador y cada cliente, además permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

El Sistema Secundario de Transmisión se define como aquellas partes del sistema interconectado en las cuales es posible determinar una dirección predominante del flujo y se puede establecer responsabilidades específicas por parte de uno o más generadores o de uno o más clientes, además permite a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

Al entrar una nueva central de generación al sistema de transmisión, el sistema principal de transmisión deberá ser redefinido y cambiado si es necesario.

Se puede asumir un Sistema de Transmisión Principal teniendo en cuenta criterios de seguridad, proyecciones de expansión, etc. para obtener simplificación en los cálculos, uniformidad de criterios, etc.

El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) es el valor que representa el costo de renovar las obras y bienes físicos, con participación de la ingeniería, de un sistema de potencia idealmente concebido, destinado a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes en el mercado.

Los cálculos del VNR que se hacen en este estudio son considerando las características que presenta el Sistema Interconectado Centro Norte.

El Valor Nuevo de Reemplazo varía dependiendo de las características propias de cada sistema, pero el criterio del cálculo que en este trabajo se expone puede ser utilizado como base para el cálculo del VNR en cualquier sistema.

Determinar de la forma más precisa el V.N.R. nos permitirá tener una tarifa justa.

El concepto de economías de escala implica costos medios de largo plazo decrecientes con los niveles de producción, y por consiguiente costos marginales de largo plazo inferiores a los costos medios de largo plazo.

Los costos de transmisión sumados a los precios básicos de la energía y la potencia determinan las tarifas de venta de energía en bloque a las distribuidoras. Estas tarifas se denominan precios en barra.

La metodología para tarifificar la transmisión consiste en establecer el costo marginal de esta actividad y complementarlo con un peaje definido como la diferencia entre el costo medio del sistema económicamente adaptado y el ingreso tarifario.

El pago del transporte en el sistema principal corresponde al costo total de transmisión constituido por la anualidad de inversión y costos eficientes de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado.

Los peajes se incorporan de preferencia como cargos fijos tratando de no distorsionar las decisiones de operación por parte de los generadores y de consumo por parte de los clientes.

El Sistema Principal del SICN podría estar conformado por el tramo costero ubicado en las inmediaciones de Lima, entre las subestaciones San Juan y Chavarría, pero basado en aspectos legales, proyecciones hacia el futuro, y la necesidad de tener un Sistema Principal más extenso, por desadaptación del sistema se definió como Sistema Principal el tramo comprendido entre Chiclayo y Lima.

Como instalación Económicamente Adaptada se define aquella que conduce al menor costo de inversión y pérdidas para la transmisión para el valor efectivo de potencia que transporta el sistema.

RECOMENDACIONES

Las bases legales deben ser más claras y específicas, teniendo como uno de los objetivos principales el promover e incentivar la participación de los inversionistas en electricidad, ya sea en generación, transmisión y/o distribución de la energía eléctrica.

Se deben dar las disposiciones legales concretas para definir exactamente los sistemas de Transmisión Principal y Secundario, por que como se ha visto de ello depende una adecuada tarificación.

Debido a que en la tarificación de la transmisión se utilizan economías de escala, las tarifas se deben hacer teniendo en consideración Costos Marginales a Largo Plazo que como se ha demostrado son inferiores a los Costos Medios de Largo Plazo.

Instalar equipos de generación de electricidad en las subestaciones más importantes que no lo tuvieran para que luego de una falla o de una rutina de mantenimiento estas puedan volver a operar lo más pronto posible.

Optimizar las líneas de transmisión colocando sistemas estáticos de compensación reactiva con equipo de regulación electrónica como se indica.

Es necesario la actualización del VNR para una correcta tarificación.

Revisar y pintar las estructuras constantemente, sobre todo las que se encuentran en la costas cercanas al mar y están expuestas al efecto sopladora de arena que las destruyen rápidamente.

La repotenciación debe ser contemplada dentro del V.N.R., así como el reemplazo de equipos cuando la vida útil de estos sea menor de 30 años.

El tiempo considerado como vida útil debería ser entre 15 o 20 años y no 30 años como lo es ahora.

Considerar en la tarificación de la Transmisión aspectos importantes tales como criterios de Confiabilidad y Calidad de Servicio, igualmente las

tarifas deben dar las señales adecuadas para orientar las inversiones en el sector.

- Black & Veatch (Internacional) (BVI)

Estudio: "Cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las Instalaciones del Sistema de Transmisión y Transformación del Sistema Interconectado Centro-Norte" Diciembre de 1994

- EXEX-Ingeniería-Consultoría

Proyecto de Obras de Mejora y Mantenimiento de Líneas de Transmisión y Centros de Transformación de Energía Eléctrica de 110 KV y 220 KV

Estudio de Factibilidad y Diseño Preliminar de Líneas de Transmisión de 110 KV y 220 KV

- Ing. Juan Carlos Pino Gavilán

Estudio de Factibilidad y Diseño Preliminar de Líneas de Transmisión de 110 KV y 220 KV

Estudio de Factibilidad y Diseño Preliminar de Líneas de Transmisión de 110 KV y 220 KV

Estudio de Factibilidad y Diseño Preliminar de Líneas de Transmisión de 110 KV y 220 KV

REFERENCIAS

- Black & Veatch Internacional (BVI)

Estudio: "Cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las Instalaciones del Sistema de Transmisión y Transformación del Sistema Interconectado Centro Norte."
Diciembre de 1994

- SYNEX Ingenieros Consultores.

"Programa de Garantía Tarifaria, Proyecto B: Costos de Sistemas de Transmisión y Precios de Barra".
Mayo de 1993

- Evento de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica
Conversatorio con Profesionales de ETECEN S.A.

Institute for International Research
Chile
Abril 1995

- Ing. Juan Carlos Pino Gaviño

Costos de Transmisión y Precios de Nodo
1984

- Manuel Angel Abdala Carlos Manuel Bastos
Transformación del Sector Electrico Argentino
Editorial Antartica S.A. Primera Edición

Chile

Diciembre 1993

- Informe de la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica S.A. de Chile TRANSELEC.

Enero 1995

- Ley de Concesiones Eléctricas

Decreto Ley 25844

Noviembre 1992

- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

Decreto Ley 25844

Febrero 1993

- Fijación Tarifaria de mayo de 1995

Comisión de Tarifas Eléctricas

Mato de 1995

ANEXO No. 1

El problema de dimensionamiento óptimo de la línea para un nivel de transmisión P dado, consiste en determinar el modo de minimizar C .

FORMULACION ANALÍTICA DE LOS CMgLP Y CMgCP EN TRANSMISIÓN

Supóngase que la función de costo total de una línea de transmisión se puede expresar genéricamente de la forma:

$$C = I + f(I) \cdot P^2$$

El primer termino I representa el costo anual de capital de una línea no optimizada capaz de transmitir P ; I puede expresarse en principio como una cantidad de obra multiplicada por su precio unitario. Existe una infinidad de valores de I que permiten transmitir P , por ejemplo a través de considerar diversos grosores de conductor.

El segundo termino representa la función de pérdidas totales de transmisión para la línea de inversión I , cuando se transmite P . Es ciertamente una función de la inversión realizada (grosor del conductor por ejemplo) y, dada esta, del cuadro de nivel de transmisión. Es obvio que C es una función creciente de P .

El problema de dimensionamiento óptimo de la línea, para un nivel de transmisión P dado, consiste en determinar I' de tal modo de minimizar C:

$$\frac{dC}{dI'} = 1 + \frac{df}{dI'} \cdot P^2 = 0 \quad (1)$$

lo cual establece una relación $I' = I'(P)$

$$C \text{ óptimo} = C' = I'(P) + f(I'(P)) \cdot P^2$$

Ahora bien, una vez definida la línea óptima para transmitir la potencia P dada, el costo marginal de largo plazo CMgLP es:

$$CMgLP = \frac{dC'}{dP} = \frac{dI'}{dP} + \frac{d}{dP}[f(I'(P))] \cdot P^2 + f(I'(P)) \cdot \frac{d}{dP}(P^2)$$

$$CMgLP = \frac{dI'}{dP} + \frac{df}{dI'} \cdot \frac{dI'}{dP} \cdot P^2 + f(I') \cdot 2P$$

$$CMgLP = \frac{dI'}{dP} [1 + \frac{df}{dI'} \cdot P^2] + f(I') \cdot 2$$

El término entre paréntesis es nulo en virtud de (1),
de donde:

$$CMgLP = 2 \frac{f(I')}{P} \cdot P^2 = 2 f(I') \cdot P = CMgCP$$

P

$$\text{Vale decir } CMgLP = CMgCP$$

Por otra parte es evidente que la pérdida media de
corto plazo es:

$$p = \frac{f(I')}{P} \cdot P^2 = \frac{CMgLP}{2}$$

P

2

Es decir, $CMgLP = 2$ veces el valor de las pérdidas
medias.

ANEXO II

CURVAS DEL COSTO MEDIO Y MARGINAL A CORTO PLAZO.

El Conjunto "típico" de curvas de costo a corto plazo de la gráfica I ilustra las propiedades de las curvas de costo medio y marginal. Podemos resumir tales relaciones como sigue:

i) CFM descende continuamente, aproximándose asintóticamente a ambos ejes, como lo muestran los puntos 1 y 2 en la gráfica. CFM es una hipérbola rectangular. ii) CVM baja al principio, alcanza su nivel mínimo en el punto 4, luego sube sin cesar. Cuando CVM está en su punto mínimo, es igual a CMg. A medida que CFM se aproxima asintóticamente al eje horizontal, CVM se aproxima asintóticamente a CMT, como se ve en el punto 5. iii) CMT descende al principio, alcanza su nivel mínimo en el punto 3, y luego asciende sin cesar. Cuando CMT está en su punto mínimo, es igual a CMg. iv) CMg baja al principio, alcanza su nivel mínimo en el punto 6, y luego sube sin cesar. CMg es igual a CVM y a CMT cuando estas curvas alcanzan sus valores mínimos. Además, CMg está por debajo de CVM y de CMT cuando estas curvas descienden, y por encima de ellas cuando las mismas suben.

CURVA DEL COSTO MEDIO Y MARGINAL A CORTO PLAZO.

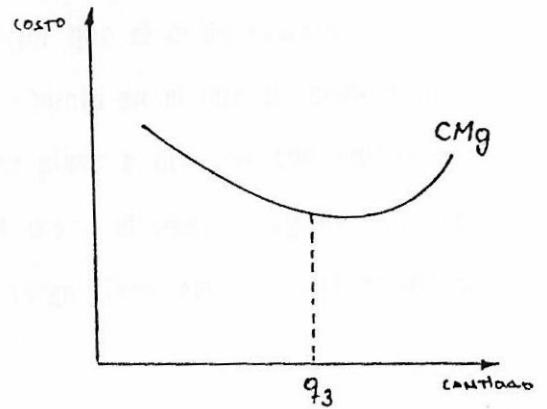
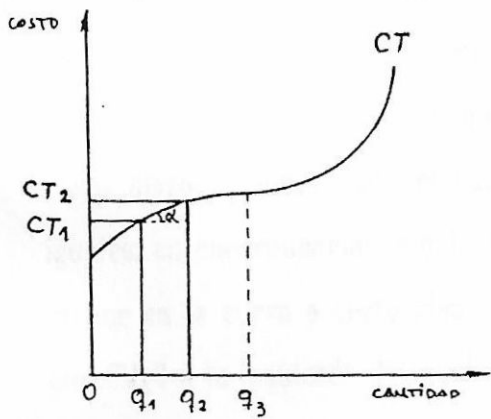
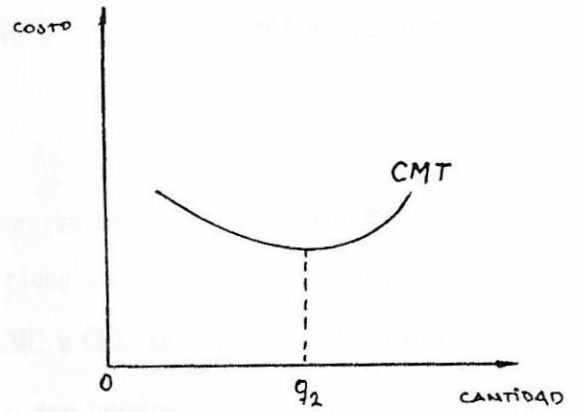
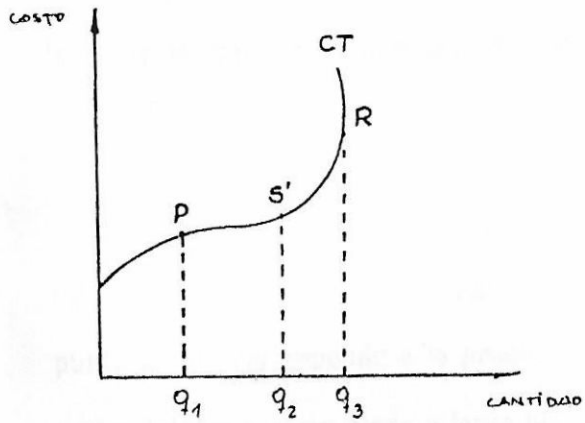


FIG A

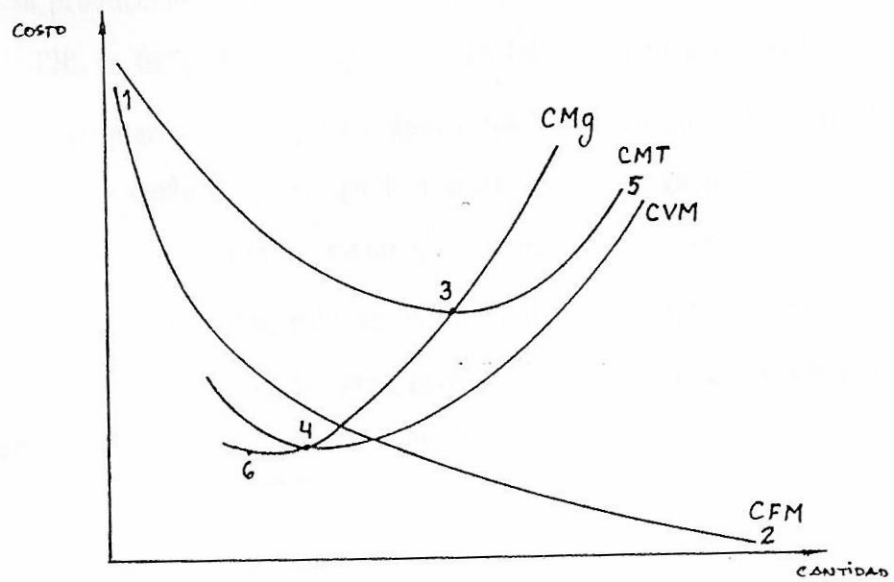


FIG I

CURVAS DEL COSTO MEDIO Y MARGINAL A LARGO PLAZO.

Podemos trazar una curva de costo marginal a largo plazo correspondiente a la curva de planeamiento, o sea, la de costo medio a largo plazo, como aparece en la gráfica IV.

Consideremos la planta representada por la curva de costo medio a corto plazo, CMC, con su curva de costo marginal a corto plazo correspondiente, $CMgC_1$. En el punto A, que corresponde a la producción Ox_1 , CMC y CML, son iguales. Por tanto, los costos totales a corto plazo y largo plazo también son iguales.

Por tanto, para un aumento de la producción hacia Ox_1 , el costo marginal a largo plazo - cualquiera que sea - debe ser mayor que el costo marginal a corto plazo que sí conocemos: nos hemos movido de un punto en el que el costo total a corto plazo es mayor que el costo total a largo plazo a otro en que ambos son iguales; en consecuencia, la adición al costo total, o sea, el costo marginal, debe ser menor en la curva a corto plazo que en la de a largo plazo. Así que $CMgL$ es mayor que $CMgC$ a la izquierda del punto A.

Cuando la producción aumenta de Ox_1 a Ox''_1 , se da la situación contraria. CMC_1 es mayor que CML en Ox''_1 , de modo que el costo total a corto plazo es mayor que el costo total a largo plazo en este punto. Ahora nos hemos movido de un punto en el que el costo total a corto plazo es igual al costo total a largo plazo (Ox_1) a otro en que el costo total a corto plazo es mayor que el costo total a largo plazo (Ox''_1). Por tanto, la adición al costo total, esto es, el costo marginal, debe ser mayor para la curva a corto plazo que para la de largo plazo. Cualquiera que sea el $CMgL$, sabemos que debe ser menor que $CMgC_1$ a la derecha de Ox_1 .

Contamos ahora con la información necesaria para encontrar un punto de la curva CMg_L . Ya que la misma debe ser mayor que $CMgC_1$ a la izquierda de Ox_1 , y menor que $CMgC_1$ a la derecha de Ox_1 . CMg_L debe ser igual que $CMgC_1$ en la producción Ox_1 . Así obtenemos el punto B de la curva de CMg_L . Repetimos este proceso para encontrar todos los demás puntos. Tomemos la siguiente curva de costo medio a corto plazo, junto con su curva de costo marginal correspondiente. CMg_L debe ser igual a este $CMgC$ para la producción en la que la curva CMC es tangente a la curva CML . Completando este procedimiento para todos los tamaños de planta, generamos la curva CMg_L .

Debemos hacer una observación muy importante: CMg_L interseca a CML cuando esta última alcanza su nivel mínimo. Habrá una, y sólo una, planta a corto plazo cuyo costo medio mínimo coincida con el costo medio mínimo a largo plazo. En la gráfica IV representamos esta planta por CMC_m y $CMgCM'$. Estas curvas coinciden en el punto mínimo de CMC_m , que es tangente a CML en el punto mínimo de ambas. Como hemos visto, CMg_L es igual a $CMgC$ en el punto en que CMC y CML son tangentes; por tanto, CMg_L debe pasar por el punto mínimo de CML .

La curva de costo medio a largo plazo indica el costo unitario mínimo de cada nivel de producción; la curva de costo marginal a largo plazo indica la cantidad mínima en que se incrementa el costo cuando se expande la producción, y la cantidad máxima que puede ahorrarse cuando disminuye la producción.

CURVA DEL COSTO MEDIO Y MARGINAL A LARGO PLAZO.

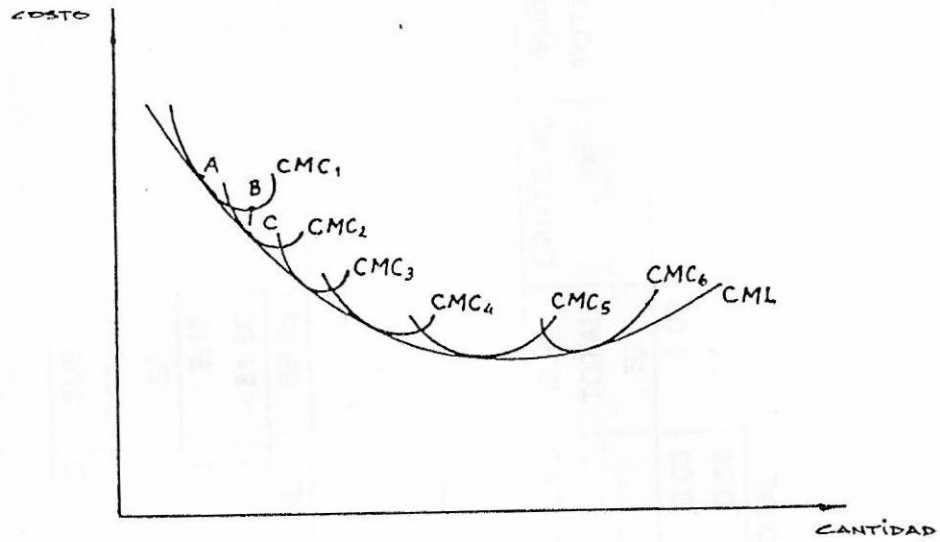


Fig III

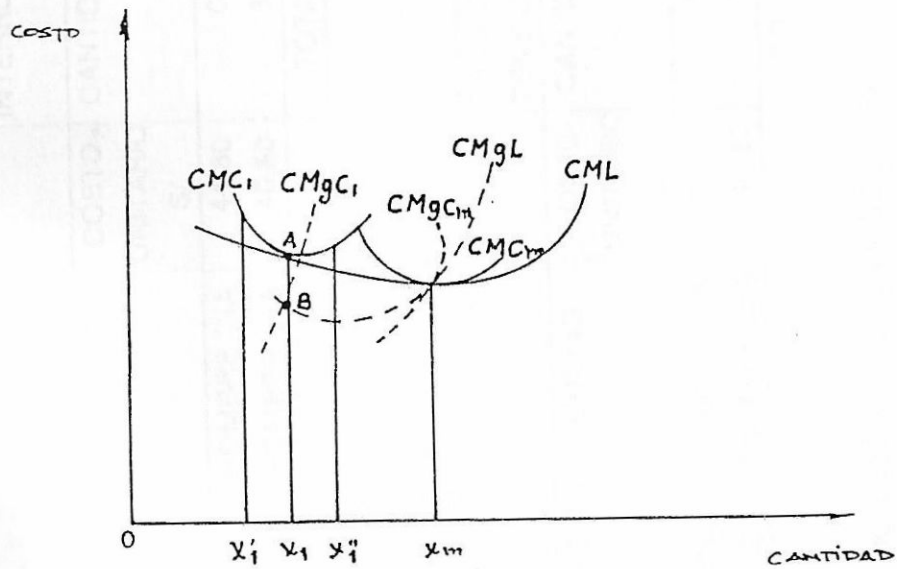


FIG IV

MANTENIMIENTO ELECTROMECHANICO - CELDAS 220 KV
DETALLE DE MANO DE OBRA POR EQUIPO

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO S/.	INTERRUPTOR		SECCIONADOR(*)		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	
			CANTIDAD	SUB-TOTAL S/.	CANTIDAD	SUB-TOTAL S/.	CANTIDAD	SUB-TOTAL S/.
CAPATAZ	HOMBRE-DIA	44.80	0.27	12.23	0.18	8.15	0.05	2.02
TECNICO	HOMBRE-DIA	40.80	3.00	122.40	2.00	81.60	0.50	20.40
			TOTAL	134.63	TOTAL	89.75	TOTAL	22.42

DESCRIPCION	UNIDAD	COSTO UNITARIO S/.	TRANFORMADOR DE PARARRAYOS TENSION		TRAMPA DE ONDA	
			CANTIDAD	SUB-TOTAL S/.	CANTIDAD	SUB-TOTAL S/.
CAPATAZ	HOMBRE-DIA	44.80	0.05	2.02	0.05	2.02
TECNICO	HOMBRE-DIA	40.80	0.50	20.40	0.50	20.40
			TOTAL	22.42	TOTAL	22.42

(*) SECCIONADOR DE LINEA Y DE BARRA.

MANTENIMIENTO ELECTROMECANICO DE CELDAS EN 220 KV

UNIDAD DE TRANSMISION NORTE - SUBESTACION GUADALUPE

COSTO : MANO DE OBRA

DESCRIPCION	COSTO S/.		CELDA L-234, L-236		CELDA REACTOR R6		CELDA T 13 - 261		CELDA ACOPLAMIENTO	
	UNITARIO	TOTAL S/.	CANTIDAD	TOTAL S/.	CANTIDAD	TOTAL S/.	CANTIDAD	TOTAL S/.	CANTIDAD	TOTAL S/.
INTERRUPTOR	134.63	134.63	1.00	134.63	1.00	134.63	1.00	134.63	1.00	134.63
SECCIONADOR DE LINEA	89.75	89.75	1.00	89.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SECCIONADOR DE BARRA	89.75	179.51	2.00	179.51	2.00	179.51	2.00	179.51	2.00	179.51
SECCIONADOR NEUTRO	22.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TRANSFORMADOR CORRIENTE	22.42	22.42	1.00	22.42	0.00	0.00	0.00	0.00	1.00	22.42
TRANSFORMADOR TENSION	22.42	22.42	1.00	22.42	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	44.85
TRAMPA ONDA	22.42	22.42	1.00	22.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PARARRAYOS	22.42	0.00	0.00	0.00	1.00	22.42	1.00	22.42	0.00	0.00
COSTO TOTAL MANO DE OBRA S/.		471.14		936.56		936.56		936.56		381.39

GLOSARIO DE TERMINOS

Barras de Transferencia

Son aquellas barras en donde existen entregas y/o Retiros de 2 o más integrantes del COES.

COES

Comités de Operación Económica de Sistemas Eléctricos Interconectados. Es el organismo técnico responsables de la coordinación de la operación y mantenimiento de centrales y líneas de transporte de un sistema. En aquellas horas en que existe generación térmica, el costo marginal es el costo variables de la unidad térmica mas cara en operación. En aquellas horas en que en el SICN (Sistema Internacional Centro Norte) no existe generación térmica, el costo marginal resulta igual al valor del agua del Embalse Junín.

En caso de racionamiento es el costo de racionamiento.

Costo total de Transmisión.

Costos de operación y mantenimiento eficientes que comprenden:

- Costos de personal (con beneficios)
- Costos de contratos de mantenimiento
- Costos de Combustible, lubricantes, etc.
- Costos de seguridad

- Anualidad de capitales inmovilizados en repuestos, herramientas, vehículos, edificios
- Adquisición de materiales.

Entregas o Inyecciones

Corresponde a los aportes de energía de una central generadora o la inyección de energía de una línea de transmisión hacia una barra.

Horas de Punta.

Horas del día comprendido entre las 18:00 y las 23:00, pudiéndose exceptuar los días domingo y los días no laborables, cuando lo solicite el cliente, siempre y cuando sean de su cargo los costos adicionales de medición.

Horas fuera de Punta.

Horas del día no comprendidas en las horas de punta.

Ingreso Tarifario (IT)

Comprende el Ingreso Tarifario de Energía (ITE) y el Ingreso Tarifario de Potencia (ITP).

Ingreso Tarifario de Energía (ITE)

Es la remuneración que se procede en el proceso de valorización de la energía inyectada y retirada por generadores a Costo Marginal, y que pertenece al transportista. Para la determinación de tarifas se calcula un ingreso Tarifario de Energía esperado.

Ingreso Tarifario de Potencia (ITP)

Es la remuneración que se produce en el proceso de valorización de la potencia inyectada y retirada por generadores a precio de barra, y que pertenece al transportista. Se calcula en el proceso de valorización de las transferencias de potencia de punta. Para la determinación de tarifas se calcula un ingreso tarifario de potencia esperado.

Mantenimiento Mayor.

Será aquel mantenimiento cuya ejecución requiere retiro total por mas de 24 horas de la unidad generadora o equipo principal de transmisión. El equipo principal de Transmisión será calificado por COES.

Peaje de Conexión.

Es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión anual y el Ingreso Tarifario anual pagado por los generadores en proporción a su potencia firme.

Período de Estiaje

Mese del Año comprendido entre los meses de mayo a noviembre inclusive.

Período de Avenida.

Meses del año no comprendidos en el periodo de estiaje.

Plan Referencial.

Es el programa tentativo de estudios y obras de generación y transmisión a mínimo costo para cubrir el crecimiento de la demanda de energía en el mediano plazo.

Potencia Firme.

La Sumatoria de las potencias firmes de todas las unidades generadoras es igual a la demanda máxima de potencia anual del sistema.

Retiros.

Corresponde a la energía que es vendida en una barra por un generador a un cliente, mediante un contrato comercial externo al COES. Los clientes pueden ser empresas distribuidoras o clientes libres. Desde este punto de vista, es importante tener claro que en el COES, el retiro se asocia al generador que vende la energía y no al cliente. En el caso de la empresa de transmisión, el retiro corresponde a la energía que va desde la barra hacia la línea y siempre que no sea vendida al cliente.

Sistema Económicamente Adaptado.

Es aquel sistema en el que se presente un equilibrio de oferta y demanda y al mismo tiempo provee el menor costo de producción, manteniendo la calidad del servicio.

Para considerar un sistema económicamente adaptado se determinará el diseño óptimo que se tendría, con la tecnología actual, para una carga determinada. Las instalaciones serán valorizadas como si fuesen nuevas a precios internacionales, y con tecnología conforme al estado del arte, que presente una utilidad equivalente y proporcione similar calidad de servicio.

Sistema Interconectado.

Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

Sistema de Transmisión Económicamente Adaptado.

Es una red de transmisión dimensionada a los requerimientos de la demanda en el período de estudio para la fijación tarifaria (4 años), con el menor costo y mantenimiento un adecuado nivel de servicio. No se consideran instalaciones ineficientes ni redundantes. Para la determinación del Sistema Económicamente Adaptado del Sistema Principal de Transmisión, se considerará aquel dimensionamiento que corresponda a la potencia máxima que transporta dicho sistema.

T/621.3/M77

Criterios tecnológicos para la determinación del
valor nuevo del reemplazo de un sistema

Moncada Ramírez, Manuel Edgar



1586

Interno