

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**“ PROPUESTA DE MEJORAS A LA LEY DE  
CONCESIONES ELECTRICAS Y SU REGLAMENTO  
PARA LA COMPENSACIÓN POR EL USO DE LAS  
INSTALACIONES DEL SISTEMA SECUNDARIO DE  
TRANSMISIÓN ”**

**TESIS**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

**MARCOS JULIO RIDER FLORES**

PROMOCIÓN 1999 – I

LIMA - PERÚ  
2000

**PROPUESTA DE MEJORAS A LA LEY DE  
CONCESIONES ELECTRICAS Y SU REGLAMENTO  
PARA LA COMPENSACIÓN POR EL USO DE LAS  
INSTALACIONES DEL SISTEMA SECUNDARIO DE  
TRANSMISIÓN**

## SUMARIO

La reestructuración del Sector Eléctrico Peruano introducida por la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento en noviembre de 1992, estableció el marco legal necesario para la realización de todas las actividades relacionadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad. Lamentablemente no se introdujeron un conjunto de reglas, con un sólido sustento económico para la regulación de la transmisión.

A la falta de un marco legal simple y transparente respecto a la compensación del sistema de transmisión secundaria, surgieron diferencias entre empresas generadoras y la empresa encargada de la transmisión, siendo estos conflictos no posibles de resolverlos bajo el legislación actual.

El presente proyecto de tesis propone alternativas de mejoras al marco legal existente, considerando el principio de eficiencia económica, analizando la aplicación de la LCE y revisando las experiencias en otros países sobre el problema de compensación en la transmisión.

## INDICE

	Página
<b>PROLOGO</b>	01
<b>CAPITULO I</b>	
<b>INTRODUCCION</b>	03
1.1 Antecedentes.	03
1.2 Objetivo.	05
1.3 Importancia del tema.	06
1.4 Alcances de la tesis.	06
<b>CAPITULO II</b>	
<b>PRINCIPIOS DE LA REFORMA DEL SECTOR ELECTRICO</b>	08
2.1 Teoría de costos marginales.	08
2.2 Situación del sector eléctrico antes de 1992.	10
2.3 Reestructuración del sector eléctrico.	11
<b>CAPITULO III</b>	
<b>ASPECTOS DE TRANSMISIÓN DE LA LEY Y EL REGLAMENTO DE CONCESIONES ELECTRICAS</b>	16
3.1 Sistema de transmisión peruana.	16
3.2 Sistema principal y sistema secundario.	18
3.3 Sistema económicamente adaptado.	21

3.4	Valor nuevo de reemplazo.	21
3.5	Costo de operación y mantenimiento.	23
3.6	Ingreso tarifario y peajes del sistema principal.	24
3.7	Compensación por el uso de la transmisión secundaria.	28
3.8	Efectos de la congestión sobre el acceso libre.	29
3.9	Necesidad de cambiar el enfoque actual.	31

## **CAPITULO IV**

<b>ANALISIS DEL CONFLICTO POR COMPENSACIÓN DE LA TRANSMISIÓN: CASO ELECTROANDES-AGUAYTÍA ENERGY</b>	<b>33</b>	
4.1	Descripción de los sistemas.	33
4.2	Evolución del conflicto.	34
4.3	Simulación de flujos de potencia.	38
4.4	Análisis de los flujos de potencia.	39
4.4.1	Año 1999.	39
4.4.2	Año 2000.	41
4.4.3	Año 2001.	43
4.4.4	Año 2002.	44
4.4.5	Año 2003.	45
4.5	Posición de las empresas sobre la interpretación de la ley.	46
4.5.1	Aguaytía Energy.	46
4.5.2	Electroandes.	48

## **CAPITULO V**

<b>EXPERIENCIA EN OTROS PAISES LATINOAMERICANOS SOBRE COMPENSACIÓN DE LA TRANSMISIÓN</b>	<b>93</b>
--	-----------

5.1	Caso Chile.	93
5.2	Caso Colombia.	96
5.3	Caso Argentina.	98
<b>CAPITULO VI</b>		
<b>PROPUESTA PARA LA COMPENSACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN SECUNDARIA</b>		101
6.1	Modificación de la ley de concesiones eléctricas.	101
6.2	Principios.	102
6.3	Marco de referencia ideal.	102
6.4	Mejoras para la fijación de precios en la transmisión.	103
6.5	Aplicación de las nuevas reglas.	107
<b>CONCLUSIONES</b>		109
<b>ANEXO A</b>		
<b>FLUJO DE CARGA DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA</b>		
<b>PROBLEMA ELECTROANDES – AGUAYTÍA ENERGY</b>		112
<b>BIBLIOGRAFIA</b>		149

## **PROLOGO**

En la presente tesis se desarrolla un análisis de la remuneración actual por la utilización de las instalaciones del sistema secundario de transmisión de energía eléctrica en el sistema peruano.

El trabajo consta de una revisión de la legislación actual peruana que regula el servicio de transmisión, la identificación del problema, un análisis de las alternativas y la propuesta de solución.

En el Capítulo I se presenta los antecedentes, el objetivo, la importancia del tema, así como los alcances de la presente tesis.

En el Capítulo II se describe las bases del principio de la reforma del sector eléctrico peruano, analizando la teoría de costos marginales, la situación del sector eléctrico peruano antes de 1992 y su posterior reestructuración.

En el Capítulo III se desarrolla una revisión y un análisis de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento orientado a la remuneración del sistema de transmisión.

En el Capítulo IV se identifica el problema ocasionado por la compensación del servicio secundario de transmisión mediante el análisis de un caso en el Sistema Eléctrico Peruano.

En el Capítulo V se recopila información de experiencia internacional sobre la problemática de la compensación del sistema de transmisión.

En el capítulo VI se realiza un análisis de las posibles alternativas para una mejor compensación por el uso del sistema secundario de transmisión así como alternativas de mejoras a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

# **CAPITULO I INTRODUCCION**

## **1.1 Antecedentes**

El objetivo de la reforma del Sector Eléctrico Peruano fue establecer las bases para un eficiente sector eléctrico, capaz de asegurar a la sociedad un oportuno, confiable y adecuado servicio. Bajo esta premisa la Ley de Concesiones Eléctricas fue promulgada el 6 de noviembre de 1992, así como su Reglamento, el 25 de febrero de 1993; ambos dieron el marco legal necesario para la realización de todas las actividades relacionadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad.

Esta nueva estructura del Sector Eléctrico Peruano separa las actividades de generación, transmisión y distribución en compañías independientes, estableciendo una competencia entre las empresas generadoras.

Los Sistemas de Transmisión desempeñan la función esencial de llevar la electricidad desde los generadores hasta los consumidores y suministrar además un conjunto de servicios auxiliares, incluido el servicio de respaldo en caso de falla, los cuales son indispensables para cumplir con el servicio esencial.

El nuevo marco legal señala que los concesionarios del Sistema 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.

Para separar las responsabilidades por el uso del sistema de transmisión la Ley de Concesiones Eléctricas divide al Sistema de Transmisión Eléctrico Peruano en Sistema Principal de Transmisión y Sistema de Transmisión Secundarios.

El Sistema Principal de Transmisión es la parte del sistema interconectado en alta y muy alta tensión, donde la dirección del flujo es bidireccional y no es posible establecer responsabilidades específicas para cada generador y cada cliente, el Sistema de Transmisión Secundario está conformada por aquellas partes de los sistemas interconectados 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.

Si un generador suministra energía 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 negociaciones en la mayoría de los casos no llegaron a un acuerdo entre las partes, por lo que fue necesario la intervención de la Comisión de Tarifas Eléctricas (actualmente la Comisión de Tarifas de Energía) como ente dirimente.

Los problemas que surgen en un sistema eléctrico ocasionado por la presencia de restricciones del sistema transmisión (congestión) a los generadores, originaron que no puedan generar físicamente la potencia para cumplir con sus contratos, obligando la compra de potencia más cara en las cercanías de los consumidores. Además, las nuevas inversiones realizadas por la empresa de transmisión no cuenta con un análisis para las responsabilidades de la recuperación de la inversión, esto debido a que los nuevos proyectos se realizaban con un afán de prestación del servicio público a la comunidad, que por una apropiada negociación entre el

propietario y los futuros usuarios. Estos problemas actualmente se presentan en el Sistema Eléctrico Peruano, ya que el actual modelo de compensación del Sistema de Transmisión Eléctrico Peruano no cuenta con un manejo adecuado de los problemas de congestión de la red eléctrica, inclusión de los Precios de Barras, Ventajas de localización para las nuevas inversiones en generación o en demanda.

La existencia en la Ley de Concesiones y su Reglamento de definiciones tales como “valor nuevo de reemplazo”, “sistema principal de transmisión”, “sistema secundario de transmisión”, “sistema económicamente adaptado” origina una falta de objetividad y transparencia, surgiendo diferencias entre empresas generadoras y la empresa encargada de la transmisión, siendo estos conflictos no posibles de resolver en el actual marco legal.

Se propone evaluar alternativas de mejoras del procedimiento para la compensación del sistema de transmisión secundaria, considerando para el análisis, un enfoque técnico económico, revisando las experiencias en otros países sobre el problema de transmisión y tratando de proponer propuestas de solución para los problemas que existen actualmente en el Sistema Eléctrico Peruano.

## **1.2 Objetivo**

El objetivo del proyecto es analizar el actual sistema de remuneración de la transmisión secundaria debido al problema de la interpretación de la base legal existente, y proponer alternativas de mejoras al marco legal por el uso de las instalaciones del sistema de transmisión, considerando los principios de eficiencia económica del sector eléctrico.

### **1.3 Importancia del Tema.**

A fin de mantener los principios de la eficiencia económica del sector eléctrico en la recuperación de los costos del sistema transmisión y la determinación de las correspondientes tarifas de acceso a las redes, es necesario que el sistema cuente con un adecuado marco regulatorio de la transmisión, que sea capaz de promover la operación eficiente del mercado, que señale las ventajas de la localización de las inversiones, que identifique las necesidades de inversión en el sistema transmisión, que sea simple y transparente.

La metodología utilizada en la presente tesis es la de recopilación de la información, análisis y revisión de las posiciones involucradas, simulaciones de los casos y desarrollo de principios a ser considerados en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, bajo un enfoque técnico - económico.

### **1.4 Alcances de la Tesis**

Los alcances de la presente Tesis pueden resumirse como sigue:

- Revisión y análisis de la aplicación de la Ley y del Reglamento de concesiones eléctricas orientado a la remuneración del sistema de transmisión secundaria, señalando las dificultades en el actual marco legal.
- Análisis de una disputa por la compensación de un sistemas de transmisión secundario (Problemática Electroandes - Aguaytía), revisando las diferentes posiciones de las empresas involucradas.
- Experiencia Internacional relacionada a la compensación del sistema de transmisión, realizando una revisión y análisis de su problemática de la transmisión.

- Elaboración de una propuesta de compensación por el uso de las instalaciones del sistema secundario de transmisión así como alternativas de mejoras a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

## CAPITULO II PRINCIPIOS DE LA REFORMA DEL SECTOR ELECTRICO

### 2.1 Teoría de Costos Marginales

El costo marginal es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional, analíticamente corresponde a la derivada del costo con respecto a la cantidad producida.

$$C_m = \frac{dc(q)}{dq}$$

Donde:

$c(q)$ : Es el costo total de atendimento en función de la carga.

$q$  : Es la carga atendida.

Los conceptos de tarifas al costo marginal se apoyan en la teoría microeconómica, existiendo dos variantes: la tarifa al costo marginal de corto plazo y la tarifa al costo marginal de largo plazo.

El costo marginal de corto plazo o costo marginal de operación es el costo de suministro de una unidad adicional de demanda, considerando el sistema eléctrico existente. Es decir, el suministro de la carga adicional es realizado con el aumento de la generación actual o con la disminución de la calidad de servicio.

El costo marginal de largo plazo o costo marginal de expansión es el costo de cubrimiento de una unidad adicional de demanda, considerando la expansión del sistema, pudiendo ser también alteradas la calidad del servicio y la política de generación de costo variable.

Las tarifas al costo marginal de largo plazo son generalmente calculadas a partir de costos incrementales asociados a planes de expansión específicos, considerando la expansión óptima de los sistemas.

La política tarifaria basada en los costos marginales tiene como objetivo:

- Eficiencia económica.
- Equidad.
- Equilibrio Financiero.
- Facilidad de Control.

La eficiencia económica consiste en que el bienestar producido por el uso de la cantidad limitada de recursos de que dispone la sociedad sea máximo este se logra cuando los precios de los diferentes bienes y servicios de la economía corresponden a su costo marginal.

La búsqueda de un óptimo económico en todos los sectores productivos, es ilusorio en la medida de que los precios que se fijan en los diferentes mercados, pueden no corresponder a un óptimo por el comportamiento distorsionado de ciertos agentes económicos.

En el sector Eléctrico, la tarifación al costo marginal se fija como objetivo la realización de un óptimo económico sólo en el sector eléctrico. La regla de gestión compatible con realización del óptimo económico implica:

- Satisfacer la demanda.
- Minimizar el costo de producción (operación y desarrollo al mínimo costo económico).
- Vender al costo marginal de corto plazo.

Los ingresos resultantes de valorar la energía al costo marginal permite recuperar los costos de capital y operación. Para que esto suceda, las decisiones de inversión y de operación deben ser las óptimas, de modo que la tarificación marginal compromete fuertemente a las decisiones tomadas, generando condiciones de competencia en la entrada al mercado.

## **2.2 Situación del Sector Eléctrico antes de 1992**

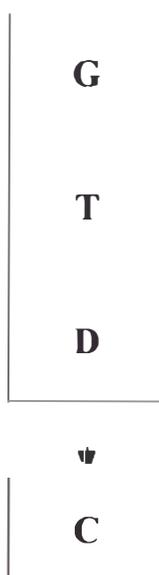
Antes de la reestructuración en el año 1992, el Estado Peruano era propietario de todas las empresas del sector eléctrico, el desarrollo del Sistema Eléctrico Peruano se daba a través de la autoridad que emanaba de un Plan Maestro de Electricidad preparado por la empresa Electroperú S.A., la cual actuaba como un monopolio que era responsable del planeamiento, la gestión financiera, la operación, la venta de energía en bloque, la autorización o implementación de las inversiones tanto para generación como para transmisión, esto a modo de un Sistema Nacional Integrado. Modelos de este tipo fueron adoptados en Francia, Italia, países del Este Europeo, Portugal hasta 1990 e Inglaterra hasta 1989 y también en América Latina y el Caribe. La Figura 2.1 ilustra este modelo.

La interferencia política originaba que las inversiones en transmisión se realizaran con un afán expansionista no considerando un análisis técnico – económico; dando como resultado obras ineficientes.

Bajo este régimen, había poca necesidad de diferenciar, entre líneas que constituían a un sistema común y las líneas que fueron construidas para conectar cargas o generadores remotos al sistema común. Tampoco había grandes razones en el régimen para distinguir entre consumidores actuales y futuros, o entre costos de

inversiones anteriores del sistema de transmisión existente y nuevas inversiones en rehabilitaciones y mejoras de la transmisión. Estos costos estaban contenidos en un solo requerimiento de ingresos, el cual se agregaba a escala nacional para determinar una tarifa única que debería contener tanto los requerimientos de la generación, la transmisión y la distribución.

### Sistema Nacional Integrado



donde: **G** = generación, **T** = transmisión,  
**D** = distribución y **C** = consumidores.

**Figura 2.1**

La ausencia de objetivos, metas y políticas claras en este régimen, dio origen a grandes ineficiencias en la administración de las empresas públicas, originando una reestructuración total del sector eléctrico peruano.

### 2.3 Reestructuración del Sector Eléctrico

La política del sector eléctrico buscó mediante un nuevo esquema de estructura de regulación y de estructura corporativa, tratar de obtener los siguientes objetivos:

*Incrementar la desregulación.*- El estado no interviene en la operación del negocio eléctrico, donde las decisiones se tomarían descentralizadamente de acuerdo al interés del mercado.

- *Participación del sector privado.*- Incentivar la participación de nuevos actores desarrollando un mercado competitivo.

*Las fuerzas del mercado jueguen el rol de asignar los recursos.*- El negocio eléctrico se rija bajo la oferta y demanda, mejorando la competitividad y eficiencia del sector

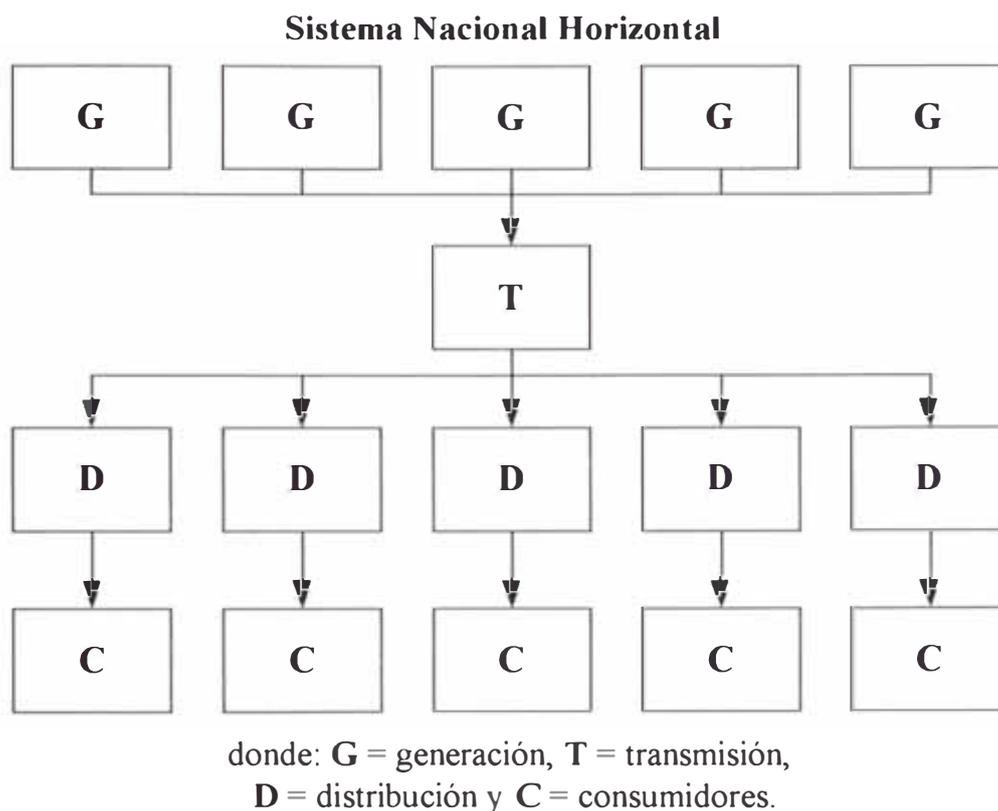
- *Aliviar la carga financiera en los recursos fiscales*

Los elementos de la política son:

- Separar los roles del gobierno en las áreas de normatividad, regulación y empresarial.- Desligar las responsabilidades de un solo propietario.
- Permitir al máximo el rol de las fuerzas del mercado.- creando un mercado de libre competencia.
- Establecer la regulación de precios que reflejen los costos económicos.
- Privatizar las empresas estatales existentes y promover la inversión privada en nuevas instalaciones.
- Reformar la estructura corporativa de las empresas estatales mientras estas se privaticen.

Bajo estas premisa la Ley de Concesiones Eléctricas fue promulgada el 6 de noviembre de 1992, así como su Reglamento, el 25 de febrero de 1993; ambos dieron el marco legal necesario para la realización de todas las actividades relacionadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad.

Esta nueva estructura del Sector Eléctrico Peruano separa las actividades de generación, transmisión y distribución en compañías independientes, estableciendo una competencia entre las empresas generadoras. La Figura 2.2 ilustra este tipo de modelo.



**Figura 2.2**

Las distintas características de las principales actividades que participan en el proceso de producción de la electricidad son:

#### Generación

- *Diversidad de fuentes*.- para producir energía se tiene distintas alternativas (hidráulica, térmicas y otras), cuya ubicación es muy dispersa en el sistema.
- *Intensidad en uso de capital*.- esta propiedad caracteriza a este negocio, ya que se requieren fuertes inversiones con un largo período de repago.

- *Largo periodo de gestación de los proyectos.*- desde que se inicia la construcción de una central generadora hidraulica hasta su entrada en operación, transcurren en promedio 5 años.

### Transmisión

- Monopolio natural con importantes economías de escala.

Existe un libre acceso al sistema de transmisión a terceros, además de procedimientos de conexión comunes a todas las empresas de transmisión, tanto para generadoras como para empresas de distribución.

### Distribución

- *Independencia entre áreas de distribución.*- la distribución de energía en cada zona queda condicionada por las características propias de cada una (extensión, densidad poblacional y otras) y no depende de los sistemas de distribución de otras áreas.
- *Monopolio.*- en cada área de distribución se establece una relación monopólica entre los clientes y la empresa distribuidora respectiva, ya que los primeros no representan un poder frente a la segunda, salvo en casos puntuales de grandes consumos. Además, no existen alternativas competitivas, ya que en general resulta caro duplicar sistemas de distribución, aún cuando no existan economías de escala significativas.

Las instituciones encargadas del Manejo Legal, de la Regulación y Fiscalización así como de la coordinación, son el Ministerio de Energía y Minas, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) y el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) respectivamente. El Ministerio de Energía y Minas define la política sectorial y promulga las normas de este sector, el ente encargado de la regulación, fiscalización

y publicación de las tarifas reguladas es la CTE y el COES encargada de la planificación de la operación.

Bajo este modelo la generación será descentralizada y desregulada, sujeta a la libre competencia, con una transmisión nacional que dará un libre acceso bajo un sistema de peaje regulado y una distribución por área en régimen de monopolio natural regulado, con una regulación de precios basadas en costos marginales.

### **CAPITULO III**

## **ASPECTOS DE TRANSMISIÓN DE LA LEY Y EL REGLAMENTO DE CONCESIONES ELECTRICAS**

### **3.1 Sistema de Transmisión Peruana**

Los Sistemas de Transmisión desempeñan la función esencial de llevar la electricidad desde los generadores hasta los consumidores y suministrar además un conjunto de servicios auxiliares, incluido el servicio de respaldo en caso de falla, los cuales son indispensables para cumplir con el servicio esencial.

En el Perú, la red de transmisión esta constituida por dos grandes sistemas independientes y pequeños sistemas regionales, los dos sistemas mayores son el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el sistema Interconectado Sur (SIS); el SICN tiene la mayor capacidad instalada.

El SICN esta constituido por una red troncal de líneas de transmisión en 220 kV que opera en forma anillada en el área comprendida entre el Complejo Hidroeléctrico Mantaro – Restitución y Lima Metropolitana, y en forma radial por el sur hasta Marcona (Departamento de Ica) y por el Norte hasta Talara, enlazando diversas centrales y subestaciones de la mayor parte de ciudades de la región central y norte permitiendo la transmisión de energía a diversas zonas del país este sistema se extenderá hasta conectarse con el Sistema Interconectado del Sur (SIS) a partir de setiembre del año 2000 cuando se ponga en servicio la línea de transmisión Mantaro – Socabaya.

Las líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Peruano se muestran en el Cuadro 3.1 - “Mapa del Sistema de Transmisión Interconectado”.

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, establecen lo siguiente con relación a las actividades de transmisión de energía eléctrica.

“ **Artículo. 3º.-** Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 10 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 kW ”

“**Artículo. 8º.-** La Ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.”

“**Artículo. 32º.-** Los concesionarios de generación y de transmisión, cuando integren un Comité de Operación Económica del Sistema, están obligados a operar sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita dicho Comité.”

“**Artículo. 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.”

Del marco legal existente, el negocio de la transmisión se caracteriza por ser un sistema de libre acceso a la red (open access), donde las compensaciones por el uso de las redes se encuentran regulados. En este negocio el valor de las instalaciones de la empresa transmisora se encuentra limitado por el costo de transmisión económicamente adaptado.

### 3.2 Sistema Principal y Sistema Secundario

Con el fin de establecer las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión la Ley de Concesiones Eléctricas en su Artículo 58º, distingue dos tipos de instalaciones de transmisión en cada sistema interconectado: el Sistemas Principal y los Sistemas Secundario.

**“Artículo. 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.

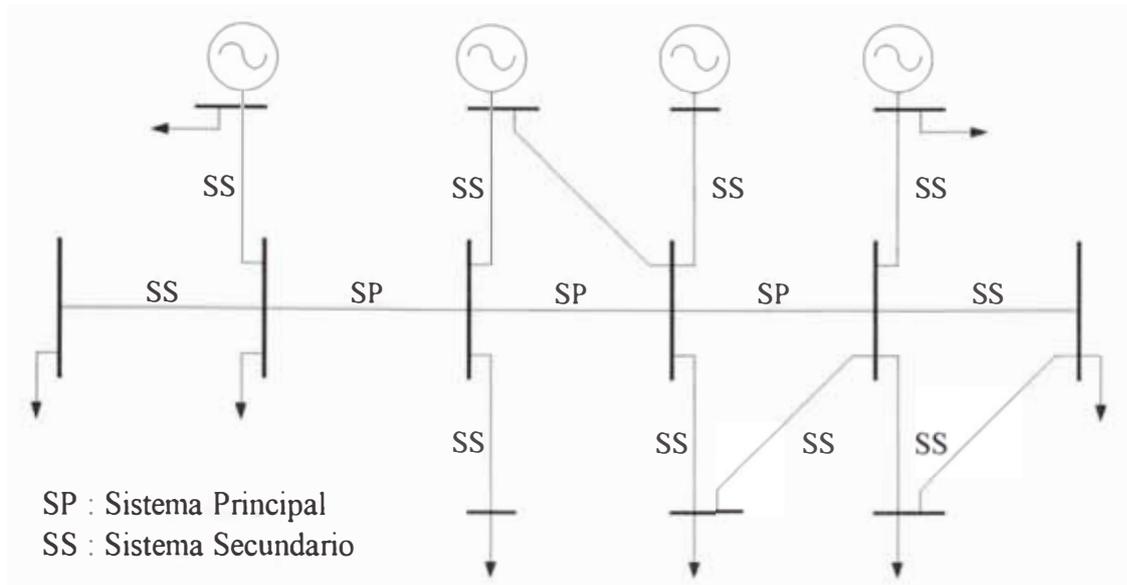
El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema.

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

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 además no es posible establecer responsabilidades específicas para cada generador y cada cliente. El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia energía en cualquier barra de dichos sistemas.

Los Sistema Secundario, en contraposición, se definen como aquellas partes de los sistemas interconectados 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. Los sistemas secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal ó comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas secundarios. En la Figura 3.1 se representa la interpretación de un sistema Principal y un Sistema Secundario.

### Sistema Principal y Sistema Secundario



**Figura 3.1**

Las definiciones dadas por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento sobre los criterios para la calificación, si un Sistema de Transmisión es Principal o Secundario, ha sido un punto de controversia para la empresa concesionaria de transmisión.

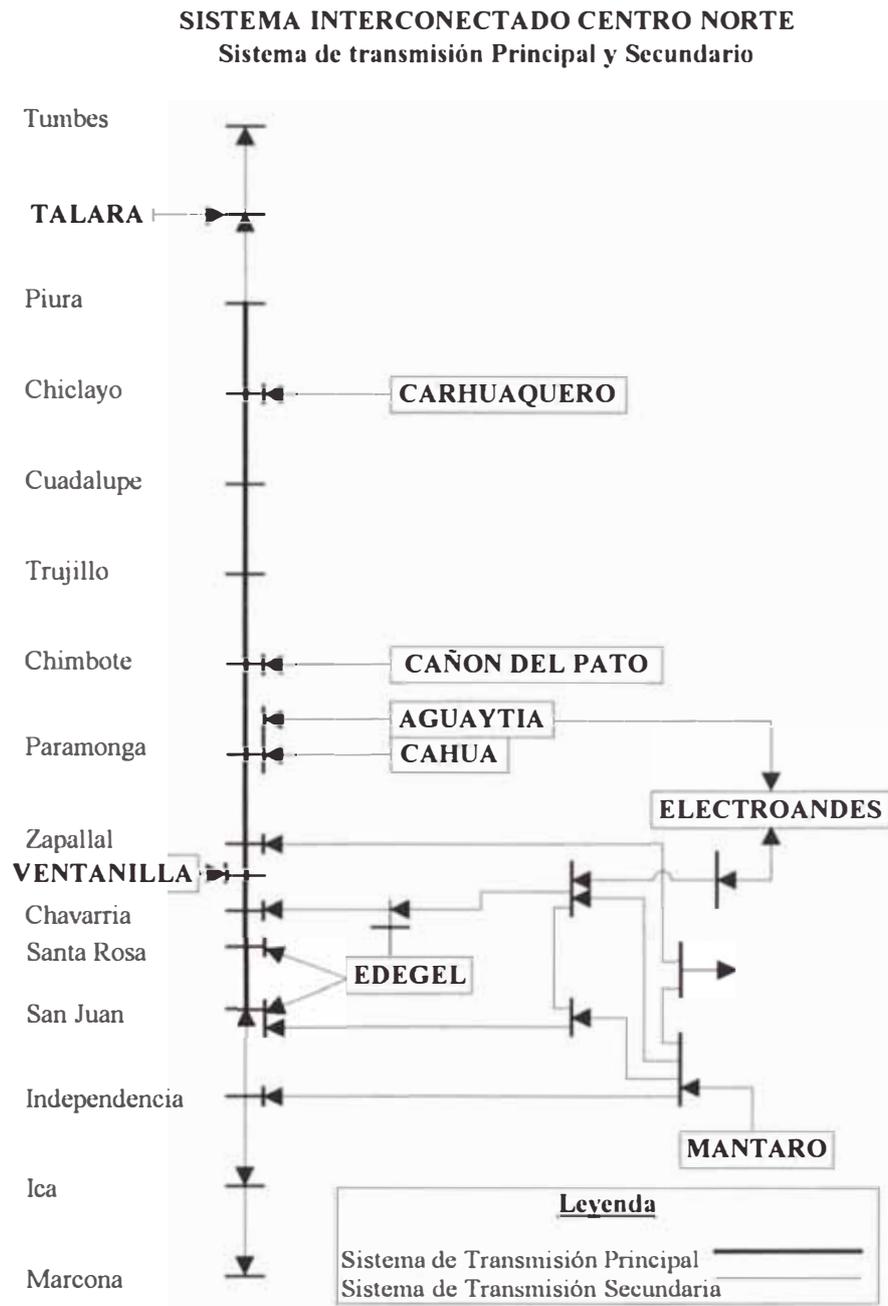
El actual Reglamento señala que un determinado componente será parte del Sistema Principal cuando:

**“Artículo 132°.-** Las condiciones y criterios a considerarse para definir el Sistema Principal de Transmisión serán las siguientes:

- Deberá comprender instalaciones de alta o muy alta tensión;
- Deberá permitir el flujo bidireccional de energía;
- Cuando el régimen de uso de los sistemas no permite identificar responsables individuales por el flujo de las mismas.

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 hubieran presentado se procederá a su redefinición.”

En la Figura 3.2 se muestra la red eléctrica peruana de muy alta tensión (138 y 220 kV) que une el centro y el norte del país, el Sistema Principal de Transmisión abarca desde la Barra de San Juan 220 kV hasta la barra de Piura 220 kV, mientras que las otras líneas son parte del Sistema Secundario de Transmisión.



**Figura 3.2**

Este criterio o reglas establecidas por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas para definir si un Sistema de Transmisión es Principal, no cuenta con principios económicos que sustenten tal separación y en cierto modo se pueden considerar arbitrarios.

### **3.3 Sistema Económicamente Adaptado**

La Ley de Concesiones Eléctricas establece el concepto de un Sistema Económicamente Adaptado, en su Anexo bajo el siguiente concepto.

**“14 SISTEMA ECONOMICAMENTE ADAPTADO:** Es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y mantenimiento de la calidad del servicio.”

Bajo esta apreciación el Sistema Económicamente Adaptado aplicado a la transmisión tiene las siguientes características:

- Red de transmisión dimensionada a los requerimientos de la demanda.
- No se considera instalaciones ineficientes ni redundantes.
- Las instalaciones serán valorizadas como si fuesen nuevas a precios de mercado.

Dado que el Sistema Económicamente Adaptado es un modelo ideal, no se puede incorporar las redes existentes a dicho concepto.

La obtención de un Sistema Económicamente Adaptado, lleva a un dilema en la solución del problema de optimización.

### **3.4 Valor Nuevo de Reemplazo**

La Ley de Concesiones Eléctricas establece en su Artículo 76º, el concepto de Valor nuevo de Reemplazo, como:

**“Artículo 76°.-** 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 periodo 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 el 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 presentarán la información sustentatoria, pudiendo la Comisión de Tarifas Eléctricas rechazar fundadamente la incorporación de bienes innecesarios.”

El Valor Nuevo de Reemplazo 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 interés fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas, los gastos por conceptos de estudios y supervisión, considerando un sistema de transmisión técnica y económicamente adaptado para determinadas condiciones de carga.

El Reglamento de la Ley de Concesiones especifica en el Artículo 126°, que la vida útil tarifaria para la transmisión es de 30 años.

**“Artículo 126°.-** .... b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:

- 1) La anualidad de la inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización, fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 para el equipo de conexión.

- II) El monto de la inversión será determinado considerando:
  - 1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables (Equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
  - 2) El costo de instalación y conexión al sistema.
- III) Para el cálculo se considerarán todos los tributos aplicables que no generen crédito fiscal. ....”

El actual marco legal obliga a considerar las instalaciones de transmisión como que permanecen siempre nuevas y ser remuneradas de manera indefinida.

Este concepto del Valor Nuevo de Reemplazo no es claro, ningún proyecto se construye para durar eternamente, en dicho proyecto existe un monto de inversión y el inversionista espera recibir una rentabilidad adecuada por su obra en un plazo determinado.

### 3.5 Costo de Operación y Mantenimiento

La Ley de Concesiones Eléctricas establece en su Artículo 59º, indica la aplicación del Costo de Operación y Mantenimiento, como:

**“Artículo 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 79º de la presente Ley.”

Los costos de operación y mantenimiento consideran costos eficientes para el sistema económicamente adaptado y comprende los siguientes rubros:

- Personal.
- Mantenimiento.
- Combustibles y lubricantes
- Anualidad de capital inmovilizado en herramientas, repuestos, vehículos, edificios y otros equipos necesarios.
- Seguridad de las instalaciones
- Materiales
- Otros gastos operativos.

Este concepto no puede ser aplicado, dado que la Ley indica que se tiene que calcular el Costo de Operación y Mantenimiento de instalaciones ficticias, instalaciones que no existen.

### **3.6 Ingreso Tarifario y Peajes del Sistema Principal**

La compensación por el uso de los sistemas principal de transmisión es abonada separadamente a través de dos conceptos: el ingreso tarifario y el peaje por conexión (Artículo 60° de la Ley).

**“Artículo. 60°.-** La compensación a que se refiere el 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.”

Para el cálculo del ingreso tarifario para el Sistema Principal de Transmisión el Artículo 135° del Reglamento especifica lo siguiente:

“**Artículo 135°.** 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 siete (7) días calendario siguientes a la liquidación practicada por el COES.”

El ingreso tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y remitida en barras, valorizadas a sus correspondientes tarifas de barra, y consiste en la diferencia de las valorizaciones de la potencia y energía retiradas en el punto de salida hacia el cliente y las valorizaciones de la potencia y energía entregadas en el punto de inyección.

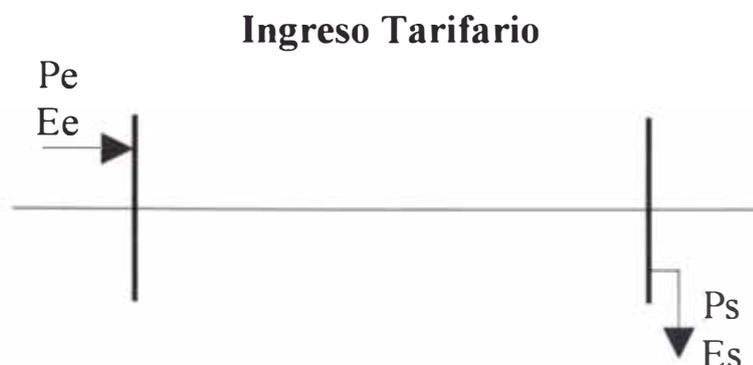
$$CT = AVNR + COYM$$

$$IT = (Ps * Pps + Es * Pes) - (Pe * Ppe + Ee * Pee)$$

Donde:

CT	: Costo Total de transmisión.
AVNR	: Anualidad del valor de remplazo del sistema económicamente adaptado.
COYM	: Costos eficientes de operación y mantenimiento.
IT	: Ingreso Tarifario.
Ps y Pe	: Potencias a la salida y entrada respectivamente.
Es y Ee	: Energías a la salida y entrada respectivamente.

- $P_{ps}$  y  $P_{pe}$  : Precios de potencia en las barras de entrada y salida respectivamente.
- $P_{es}$  y  $P_{ee}$  : Precios de energía en las barras de entrada y salida respectivamente.



**Figura 3.2**

El peaje es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario. Este cobro sirve para pagar los costos de transmisión que no son cubiertos por el ingreso tarifario. Para la fijación de los peajes la Comisión de Tarifas de Energía calcula el Costo Total de Transmisión y considera el Ingreso Tarifario esperado proporcionado por el correspondiente Comité de Operaciones Económica del Sistema (COES).

Esta forma de ingresos para la compensación por el uso del sistema principal de transmisión no incluye el efecto que aparece cuando existen restricciones en la capacidad de transmisión en las líneas.

El Peaje de Conexión, es el peaje para el sistema principal es pagado por los generadores conectados al sistema en proporción a sus potencias firmes (Artículo 137 del Reglamento). El pago de este derecho le permite al generador vender sin peajes adicionales su energía a clientes finales ubicados en cualquier punto del sistema principal.

**“Artículo 137°.-** 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.”

La compensación por el uso de los sistemas principal de transmisión (Artículo 59° de la Ley) cubre el costo total de transmisión, el cual esta constituido por la anualidad de la inversión y costos eficientes de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado. La anualidad de la inversión es calculada considerando el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, su vida útil (30 años) y una tasa de actualización que considera el riesgo de inversión en el país (12%)

**“Artículo. 59°.-** 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.”

Los titulares del Sistema Principal de Transmisión de los sistemas interconectados integran el COES (Artículo 81° del Reglamento).

**“Artículo 81°.-** Cada COES estará integrado obligatoriamente por:

- a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 2% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 35% de su energía producida; y,
- b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplan individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo, podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido limite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.”

La compensación por el uso de los sistemas principal de transmisión es pagado mensualmente por los generadores a los propietarios del sistema de transmisión, considerando tanto el peaje como el ingreso tarifario.

En el sistema actual de precios el Sistema Principal tiene una cierta ventaja dado que sus ingresos están identificados y garantizados de manera explícita por el aporte de todos los consumidores.

### **3.7 Compensación por el Uso de la Transmisión Secundaria**

El pago por el uso de un generador al suministrar energía en barras ubicadas en el Sistema Secundario de Transmisión lo indica el Artículo 62° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

**“Artículo. 62°.-** 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..”

A diferencia del Sistema Principal, en el Sistema Secundario el pago de las compensaciones por el uso de sus sistemas debía ser establecido mediante acuerdo de partes, en algunos casos esto podía ser resuelto de una manera negociable, en otros casos esto ha sido fuente de conflictos.

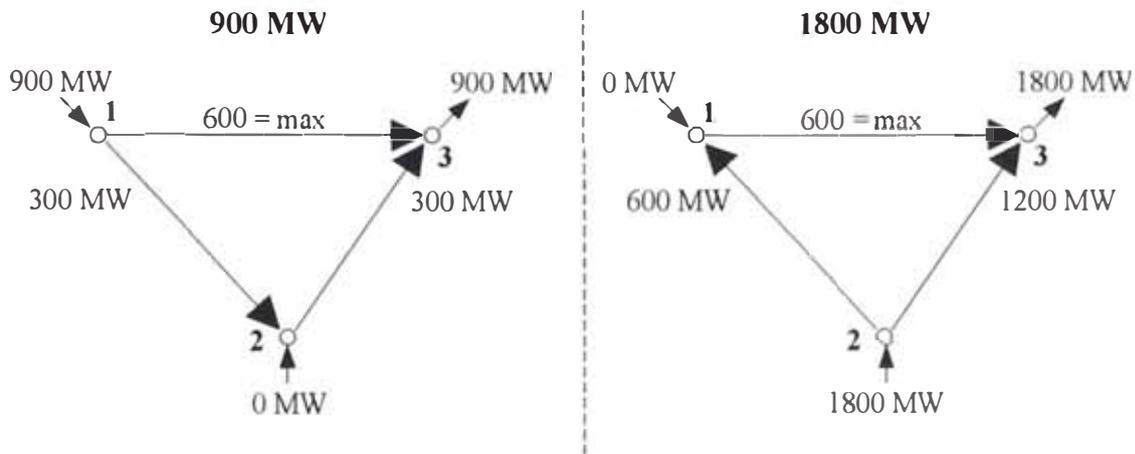
La Comisión de Tarifas de Energía viene actuando como dirimente en los aspectos del cálculo del Valor Nuevo de Reemplazo y el Costo de Operación y Mantenimiento, debido a la aparición de discrepancias entre empresas.

### **3.8 Efectos de la Congestión sobre el Acceso Libre**

La presencia de restricciones en el sistema transmisión (congestión) origina que los generadores no puedan generar físicamente la potencia para cumplir con sus contratos, obligando la compra de potencia más cara en las cercanías de los consumidores, sufriendo una pequeña diferencia, por pérdidas marginales, entre los precios en la central y la demanda. Ninguna empresa se siente responsable ni tomaría la iniciativa para resolver el problema. Cuando una empresa decidiera aliviar la congestión con la construcción de una nueva línea, no tendría la seguridad de que otra empresa modificara su comportamiento, haciendo que su inversión no sirva para el fin que fue previsto.

En la Figura 3.3 se muestra una red que consiste en tres barras y tres líneas, las líneas son idénticas excepto que existe una restricción térmica en la línea entre las barras 1 y 3, la que limita el flujo a 600 MW en esa línea, consideremos que las barras 1 y 2 son de generación, y en la barra 3 se encuentra la carga.

### Efectos de la Congestion



**Figura 3.3**

Los dos esquemas de la figura 3.3 describen dos diferentes condiciones de carga, las que producen el flujo límite en la línea con la restricción. Se puede observar que la transferencia de potencia depende de la configuración de la generación. En el esquema izquierdo la demanda total de la barra 3 es de 900 MW, los cuales son suministrados por el generador en la barra 1. El flujo de potencia sigue las leyes de Kirchoff. Desde el camino 1-2-3 es el doble de longitud del camino 1-3 tiene doble resistencia. Desde aquí los 600 MW se desplazan a través del camino 1-3, mientras que los 300 MW restantes se desplazan a través del camino 1-2-3. No existe generación de energía en la barra 2 y no puede generar sin violar la restricción de los 600 Mw en la línea entre las barras 1-3. Si la demanda aumenta en la barra 3, no hay otra opción que generar en la barra 2 y disminuir la generación en la barra 1; de otro modo el flujo de potencia a través de la línea 1-3 excedería el límite térmico máximo. En el segundo esquema, si la demanda aumenta a 1800 MW, la única solución es generar toda la energía en la barra 2 y ninguna en la barra 1.

La capacidad térmica de la línea de transmisión restringe el límite superior el flujo de potencia a través de la línea 1-3. Debido a las leyes de Kirchoff, la restricción en esta línea, afecta en alguna forma todos los flujos de la red. Un cambio en la generación o en la carga en cualquier barra tendrá algunos efectos en el flujo de la línea con la restricción; es así que la restricción puede afectar el costo marginal en cada barra.

Estos problemas actualmente vienen apareciendo en el Sistema Eléctrico Peruano; el actual modelo de compensación del Sistema de Transmisión Eléctrico Peruano no cuenta con un manejo adecuado de estos problemas de congestión de la Red Eléctrica.

### **3.9 Necesidad de Cambiar el Enfoque Actual.**

La actual regulación de la transmisión en el sistema peruano permite a algunos participantes del mercado evadir su pago por las inversiones de los proyectos ya realizados de transmisión, esto mediante la ejecución de inversiones de generación o de administración de carga, ocasionando un desplazamiento de estos costos a otras participantes, perjudicando la capacidad de recuperarlos.

La regulación de la transmisión debería diseñarse para evitar promover la inversión en generación ineficiente en el punto de conexión a la red detrás una carga, pero sin crear barreras innecesarias a la generación local económica.

Cuadro 3.1 - “Mapa del Sistema de Transmisión Interconectado”



## **CAPITULO IV**

### **ANALISIS DEL CONFLICTO POR COMPENSACIÓN DE LA TRANSMISIÓN: CASO ELECTROANDES - AGUAYTÍA ENERGY**

#### **4.1 Descripción de los Sistemas**

El 17 de abril de 1996 fue creada la empresa de Electricidad de los Andes S.A. – Electroandes como empresa subsidiaria de Centromin Perú S.A., como parte del proceso de privatización realizado por el gobierno. Desde el 1 de julio de 1997 pertenece al Comité de Operación del Sistema Interconectado Centro Norte (COES – SICN).

Electroandes cuenta con cuatro centrales hidroeléctricas: Pachachaca (12 MW), Oroya (9 MW), Malpaso (54.4 MW) y Yaupi (108 MW), las cuales producen energía eléctrica, la cual es transada en el COES SICN.

Posee una red de transmisión, constituida por 899 km de líneas de transmisión en 50, 69, 138 y 220 kV, así como subestaciones principales asociadas con una potencia instalada de 553.75 MVA.

En 1996, la empresa Maple Gas Corporation inicio la construcción de una central térmica de 155 MW ubicada en la zona de Aguaytía. Su enlace al Sistema Interconectado Centro Norte se efectúa a través de una línea de transmisión en 220 kV, la cual une la subestación Aguaytía 220 kV con la subestación Tingo María 220 kV (73 km) y ésta con la subestación Paramonga Nueva 220 kV (319 km). Asimismo amplió la subestación Tingo María instalando un autotransformador de 50 MVA

220/138 kV. Esta infraestructura pertenece actualmente a la empresa de generación Aguaytía Energy S.R.L., la misma que a partir del 20 de julio de 1998 es integrante del COES – SICN.

El Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) se muestra en el Cuadro 4.1 - “Diagrama Unifilar del SICN”.

## **4.2 Evolución del Conflicto**

Es a partir del año 1998, que se inician las coordinaciones técnicas – económicas entre las empresas de Electroandes, Aguaytía y el COES - SICN, para efectos del cierre del anillo en la S.E Tingo María, el 14 de diciembre del mismo año, se dan por iniciadas las coordinaciones para efectos del cierre del anillo en la S.E Tingo María. Los puntos más importantes para ser analizados antes de la interconexión fueron:

a.- Aspectos técnicos, referidos a:

- Análisis de la red comprometida.
- Análisis de contingencias.
- Estudio de corto circuito.
- Evaluación de los niveles de aislamiento.
- Coordinación de las protecciones.
- Coordinación de la operación.

b.- Aspectos comerciales, referidos a:

- Peaje por el uso de la línea Paragsha II – Huánuco – Tingo María.
- Peaje por el uso de los interruptores de ETECEN en las SS.EE Paragsha II y Carhuamayo.

- Peaje por el uso del autotransformador en la S.E Tingo María.

El 5 de enero de 1999, se lleva a cabo la reunión en la que se realizaron las coordinaciones técnicas, referidas al cierre del anillo. Del análisis realizado en la reunión, que estuvo constituida de la simulación del sistema bajo ciertas contingencias, se recomendó un cierre del anillo de Tingo María. Electroandes por su parte, solicitó un plazo para realizar un mayor análisis respecto del funcionamiento de los equipos de protección existentes.

El 26 de marzo del mismo año, se llevó a cabo una reunión del CTPP del COES SICN en la que se aprobó por mayoría un pedido de Aguaytía Energy: “de cerrar el anillo de Tingo María bajo condiciones de operación normal”; antes de haber concluido, según la opinión de Electroandes, el proceso de análisis de seguridad, calidad de servicio, capacidad de transmisión y transformación, pérdidas, contingencias y procedimientos de maniobras, así como los procesos de coordinación comercial.

El 5 de mayo, se da inicio a las reuniones de coordinación directas entre Aguaytía y Electroandes, a pedido de la primera; como principales puntos de discusión:

- Documento de conformidad de Electroandes, permitiendo el uso de su sistema de transmisión secundaria.
- Información acerca de los sistemas de medición.
- Determinación de las barras Tingo María y Pachachaca 220 KV, como barras de transferencia.
- Medios de comunicación para las coordinaciones operativas.

- Compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión (de Aguaytía y Electroandes).

Con fecha 29 de mayo de 1999, se procede al cierre del anillo de Tingo María bajo condiciones de operación normal.

El día 1 de junio, Electroandes deja constancia de su desacuerdo con el cierre del anillo antes del término de las coordinaciones de carácter técnico – económica, llevadas a cabo entre Electroandes, Aguaytía y ETECEN.

El 2 de junio, Aguaytía propone entre otros puntos:

- Pagar a Electroandes el peaje que corresponda, según el acuerdo al que lleguen las dos empresas, siempre y cuando Aguaytía tenga clientes a quien suministrar.
- Establece como instalaciones
  - LT 138 KV Paragsha II – Paragsha I (L 704).
  - Autotransformador en S.E Paragsha I 138/50/12 KV.
  - LT 50 KV Paragsha I – S.E Derivación Milpo (L 524).
  - Queda pendiente, el tema del flujo predominante en la línea Tingo María – Paramonga, así como el peaje resultante.

El 4 de junio, se remite un oficio a Aguaytía, de parte de Electroandes en la que se establece:

- Aguaytía al no comercializar potencia ni energía en el sistema de Electroandes, tiene como único fin el de enviar su energía al Sistema Principal de Transmisión, por lo tanto debe reconocer las compensaciones correspondientes a las instalaciones comprendidas entre las barras Paragsha II 138 KV y Pachachaca 220 KV.

- Respecto al pago de compensaciones por el uso las instalaciones de Aguaytía, al ser el flujo preponderante de la barra Tingo María a la barra Paragsha II, no le corresponde reconocer ninguna compensación.

El 15 de junio, Aguaytía establece:

- No aceptar los términos de Electroandes, respecto al uso de las instalaciones de transmisión secundaria entre la barra Paragsha II y la barra Tingo María.
- Establece nuevamente su posición respecto del pago de peajes en las siguientes instalaciones:
  - LT 138 KV, S.E Paragsha II – Paragsha I.
  - Autotransformador 138/50/12 en S.E Paragsha I.
  - LT 50 KV S.E Paragsha I – S.E Derivación Milpo.
- Establece la obligación de Electroandes del pago de compensaciones por el uso de la línea Tingo María 220kV. - Paramonga 220kV., en condiciones de mínima demanda (CT Aguaytía apagada, y la CH Yaupi inyectando su energía por esta línea).

El 18 de junio, Electroandes manifiesta la necesidad de retomar las negociaciones que puedan llevar a un futuro entendimiento entre las partes.

El 25 de junio, se lleva a cabo la reunión del Comité de Evaluación y Estadística (CEE) del COES, con la finalidad de tratar de conciliar a las partes ó tomar acuerdos provisionales hasta la conciliación. Principalmente en la reunión se presentaron los argumentos de ambas empresas para una futura decisión del Comité.

El COES estableció un acuerdo provisional para los problemas de transferencia de potencia y energía, ocasionados por el cierre del anillo, en la actualidad no existe un pago por el servicio de transmisión para la empresa ETECEN; y por el uso de las

instalaciones del sistema de Electroandes, las empresas de Edegel y Electroncentro cumplen con sus pagos, mientras que la empresa EGENOR a retirado sus compensaciones hasta que se solucione el conflicto.

En el Cuadro 4.2 – “Diagrama simplificado de los Sistema Electroandes - Aguaytía”, se muestra las instalaciones involucradas en la problemática.

### **4.3 Simulación de Flujos de Potencia**

La necesidad de evaluar el comportamiento de los sistemas de transmisión de Electroandes y Aguaytía Energy, en vista que las empresas involucradas fundamentan sus posiciones bajo un análisis técnico del estado estacionario de sus sistemas, se han realizados simulaciones de flujo de potencia para verificar el comportamiento de la transmisión de las empresas Electroandes y Aguaytía Energy.

El programa de equipamiento considerado ha sido tomado de la propuesta de la Fijación Tarifaria de Noviembre de 1999 realizada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Centro Norte (COES SICN), y se encuentra detallada en el Cuadro 4.3 - “Programa de Equipamiento”.

Las simulaciones realizadas en el Sistema Interconectado Nacional comprende el periodo entre los años 2000 y 2003; ante diferentes condiciones de carga y condiciones hidrológicas en avenida y estiaje, y en las condiciones Máxima, Media y Mínima demanda.

La demanda utilizada para los casos analizados se muestran en el Cuadro 4.4 - “Demanda de Potencia de Carga del Sistema Interconectado Nacional (MW)”

Los casos considerados están relacionados con los años de entrada en operación de los principales proyectos de generación y transmisión previsto en el programa de equipamiento.

Adicionalmente se ha considerado el análisis del sistema de Electroandes en el año 1999 para las condiciones de hidrológicas en avenida y estiaje, y en las condiciones Máxima, Media y Mínima demanda, en los casos de Anillo Cerrado y Anillo Abierto.

Los resultados de las simulaciones se muestran en el Anexo A “Flujo de Carga del Sistema Eléctrico de Potencia / Caso Electroandes – Aguaytía Energy”.

#### **4.4 Análisis de los Flujos de Potencia**

Se ha desarrollado un sistema simplificado del sistema secundario de transmisión de Electroandes y Aguaytía Energy, para analizar el comportamiento de los flujos frente al cierre del anillo en la barra de Tingo María 220 kV.

##### 4.4.1 Año 1999

De los resultados de los flujos del año 1999, se observan dos importantes configuraciones del sistemas, estos se encuentran en la Condición de Avenida – Máxima Demanda y Condición de Avenida – Mínima Demanda.

En la condición de Avenida, el caso de demanda máxima, cuando el anillo se encuentra abierto, mostrado en el Cuadro 4.5, el sistema de Electroandes recibe 11.0 MW del SICN por la barra de Pachachaca, el sentido de flujo de las líneas Paragsha II – Huánuco – Tingo María, es desde la barra de Paragsha II 138 kV hacia la barra de Tingo María 138 kV; toda la potencia de la central de Aguaytía es enviada

hacia la barra de Paramonga 220 kV, cabe resaltar que el sentido del flujo en la línea Excelsior – Paragsha, es desde la barra de Excelsior 50 kV hacia la de Paragsha 50 kV, además que en la línea Carhuamayo 138 kV – Oroya Nueva 138 kV el flujo de potencia es de 27.0 MW y que en la línea Carhuamayo 138 kV – Paragsha II 138 kV el flujo de potencia es de 39.9 MW. En el caso cuando el anillo se encuentra cerrado, mostrado en el cuadro 4.6, el sistema de Electroandes inyecta al SICN 25.3 MW en la barra de Pachachaca, el sentido de flujo de las líneas Paragsha II – Huánuco – Tingo María, es desde la barra de Tingo María 138 kV hacia la barra de Paragsha II 138 kV, aproximadamente el 60% de la potencia generada de la central de Aguaytía (104.8 MW) es enviada hacia la barra de Paramonga 220 kV, el resto de potencia (34.6) es inyectada por medio de la barra Paragsha II 138 kV al Sistema Secundario de Electroandes, cabe resaltar que el sentido del flujo en la línea Excelsior – Paragsha, es desde la barra de Paragsha 50 kV hacia la de Excelsior 50 kV, además que en la línea Carhuamayo 138 kV – Oroya Nueva 138 kV el flujo de potencia es de 55.2 MW existiendo un incremento comparado con el caso anterior y que en la línea Carhuamayo 138 kV – Paragsha II 138 kV el flujo de potencia es de 7.5 MW existiendo una disminución comparado con el caso anterior.

En la condición de Avenida, el caso de demanda mínima la central de Aguaytía no se encuentra dentro del despacho de generación, cuando el anillo se encuentra abierto, mostrada en el Cuadro 4.9, el sistema de Electroandes inyecta 2.2 MW al SICN por medio de la barra de Pachachaca, el sentido de flujo de las líneas Paragsha II – Huánuco – Tingo María, es desde la barra de Paragsha II 138 kV hacia la barra de Tingo María 138 kV, el SICN inyecta por medio de la barra de Paramonga 220 kV la cantidad de 1.0 MW hacia la barra de Tingo María 220 kV, además que en

la línea Carhuamayo 138 kV – Oroya Nueva 138 kV el flujo de potencia es de 37.7 MW y que en la línea Carhuamayo 138 kV – Paragsha II 138 kV el flujo de potencia es de 31.0 MW. En el caso cuando el anillo se encuentra cerrado, mostrado en el Cuadro 4.10, el sistema de Electroandes absorbe 5.2 MW del SICN por medio de la barra de Pachachaca, el sentido de flujo de las líneas Paragsha II – Huánuco – Tingo María, es el mismo desde la barra de Paragsha II 138 kV hacia la barra de Tingo María 138 kV, dado que la central de Aguaytía se encuentra fuera de servicio, el sistema de Electroandes inyecta 6.4 MW a la barra de Paramonga 220 kV, por medio de la línea Tingo María – Paramonga, además que en la línea Carhuamayo 138 kV – Oroya Nueva 138 kV el flujo de potencia es de 31.9 MW y que en la línea Carhuamayo 138 kV – Paragsha II 138 kV el flujo de potencia es de 37.5 MW.

Los resultados de las simulaciones para el año 1999 se muestra desde el cuadro 4.5 al cuadro 4.16 “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”.

#### 4.4.2 Año 2000

En este año, entrará en operación la Línea de Interconexión Mantaro – Socabaya (603 km.). Asimismo, se pondrá en servicio la C.H. San Gabán (110 MW) en el Sistema Interconectado Sur Este (SISE) y la 1ra etapa de C.T. Ilo2 (125 MW) en el Sistema Interconectado Sur Oeste (SISO) con lo cual incrementará el flujo en la línea de interconexión y líneas asociadas al complejo Hidroeléctrico del Mantaro.

El parque generador es incrementado por la presencia de la C.H. de Yanango (40.5 MW) y la Ampliación de la C.H. de Cañón del Pato (90 MW).

El sistema de Electroandes inyecta potencia al sistema SICN por medio de la barra de Pachachaca 220 kV en máxima demanda, en las condiciones de Avenida (24.2 MW) y Estiaje (11.8 MW), esto se muestra en los cuadros 4.17 y 4.20, respectivamente e importa del sistema SICN potencia en mínima demanda en las condiciones de Avenida (8.3 MW) y Estiaje (11.8), esto se muestra en los cuadros 4.19 y 4.22

La C.T. Aguaytía inyecta su potencia en mayor proporción a la barra de Paramonga y el resto de su potencia por el sistema de Electroandes.

Cuando la C.T. Aguaytía se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o por despacho económico existe un cambio en la dirección del sentido de flujo de potencia en la L.T. Tingo María – Huánuco, originando que la potencia fluya desde la barra de Huánuco hacia la barra de Tingo María, esto se observa en el Cuadro 4.19.

Existe sobrecarga en la Línea Paramonga – Zapallal en la condición de máxima demanda - avenida, producto de la potencia entregada por Aguaytía, originando que la tensión baje en las barras de Ventanilla, Chavarría y Balnearios.

La entrada en servicio de la L.T. 220 kV. Ventanilla – Zapallal (2da Terna) origina que exista una mejor operación del sistema.

Cuando el SICN y SIS estén interconectados, el flujo de potencia en la L.T. 220kV. Mantaro - Socabaya será de sur a norte, en el caso de Máxima Demanda, dado que el costo de generación C.T. Ilo2 (125 MW) es uno de los menores del sistema. Y en los casos de Media y Mínima demanda el flujo de potencia será de Norte a Sur dado que el SICN tendrá excedentes de energía hidráulica.

Los resultados de las simulaciones para el año 2000 se muestra desde el cuadro 4.17 al cuadro 4.22 “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”.

#### 4.4.3 Año 2001

En este año entra en operación el C.H. Chimay (140 MW) como también el Proyecto Marcapomacocha – MARCA II, el proyecto Antamina inicia sus operaciones con una demanda de 25 MW, el sistema de Electroandes importa potencia del SICN por medio de la barra de Pachachaca, esto se observa en el cuadro 4.26.

La C.T. Aguaytía inyecta su potencia en mayor proporción a la barra de Paramonga y el resto de su potencia por el sistema de Electroandes.

La dirección del sentido de flujo de potencia en la L.T. Tingo María – Huánuco, es desde la barra de Tingo María hacia la barra de Huánuco, esto debido a que el proyecto de Antamina no se encuentra en su total capacidad.

La entrada en servicio de la L.T. 220 kV Zapallal – Paramonga – Chimbote (2da terna) origina que no exista sobrecarga en las líneas del norte del país.

Cuando el SICN y SIS estén interconectados el flujo de potencia en la L.T. 220kV. Mantaro - Socabaya será de sur a norte, en el caso de Máxima Demanda, se observa que habrá una ligera sobrecarga en las líneas asociadas al sistema de Mantaro. Y en los casos de Media y Mínima demanda el flujo de potencia será de Norte a Sur.

La puesta en servicio de los proyectos de transmisión ayudarán a una mejor operación del sistema SICN.

Los resultados de las simulaciones para el año 2001 se muestra desde el cuadro 4.23 al cuadro 4.28 “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”.

#### 4.4.4 Año 2002

La presencia del proyecto de Antamina con una demanda de 100 MW y la entrada de operación de C.H. Yuncán (130 MW), cuya oferta suma a la potencia de C.H. Yaupi (126 MW) requiere un sistema de transmisión robusto, tal que garantice la evacuación de potencia al sistema del Mantaro y/o norte del país, especialmente cuando opera Aguaytía y su potencia se dirige a Antamina o cuando Aguaytía sale de servicio y Antamina se abastece desde Yaupi - Yuncán.

La C.T. Aguaytía inyecta su potencia en mayor proporción a la barra de Paramonga y el resto de su potencia por el sistema de Electroandes.

Cuando la C.T. Aguaytía se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o por despacho económico existe un cambio en la dirección del sentido de flujo de potencia en la L.T. Tingo María – Huánuco, originando que la potencia fluya desde la barra de Huánuco hacia la barra de Tingo María.

Con la presencia de la central de Yuncán, el sistema de Electroandes inyecta potencia al sistema SICN por medio de la barra de Pachachaca en máxima, media y mínima demanda.

En máxima demanda con la presencia de Yuncán, existe una sobrecarga en la línea de doble terna "Pachachaca - Callahuanca".

Cuando el SICN y SIS estén interconectados el flujo de potencia en la L.T. 220kV. Mantaro - Socabaya será de sur a norte, en el caso de Máxima Demanda. Y

en los casos de Media y Mínima demanda el flujo de potencia será de Norte a Sur.

Los resultados de las simulaciones para el año 2002 se muestra desde el cuadro 4.29 al cuadro 4.34 “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”.

#### 4.4.5 Año 2003

Dada entrada de la central Yuncán (130 MW), el sistema de Electroandes entrega al sistema SICN potencia por medio de la barra de Pachachaca en máxima, media y mínima demanda.

La C.T. Aguaytía inyecta su potencia en mayor proporción a la barra de Paramonga y el resto de su potencia por el sistema de Electroandes.

Cuando la C.T. Aguaytía se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o por despacho económico existe un cambio en la dirección del sentido de flujo de potencia en la L.T. Tingo María – Huánuco, originando que la potencia fluya desde la barra de Huánuco hacia la barra de Tingo María.

En máxima demanda existe una sobrecarga en la línea de doble terna "Pachachaca - Callahuanca".

Cuando el SICN y SIS estén interconectados; el flujo de potencia en la L.T. 220kV. Mantaro - Socabaya será de sur a norte, en el caso de máxima demanda. Y en los casos de Media y Mínima demanda el flujo de potencia será de Norte a Sur.

Los resultados de las simulaciones para el año 2003 se muestra desde el cuadro 4.35 al cuadro 4.40 “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”.

Se ha desarrollado una tabla comparativa que muestra los flujos de potencia que transporta las principales líneas en discusión, instalaciones que forman parte de las empresas involucradas, esto se muestra en el Cuadro 4.41 “Cuadro Comparativo de los Flujos de Potencias en las Instalaciones Involucradas”

## **4.5 Posición de las Empresas sobre la Interpretación de la Ley**

### **4.5.1 Aguaytía Energy**

La posición de la Aguaytía Energy, referente al pago de las instalaciones del sistema secundario de transmisión de Electroandes, se basa en la interpretación del artículo 62° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

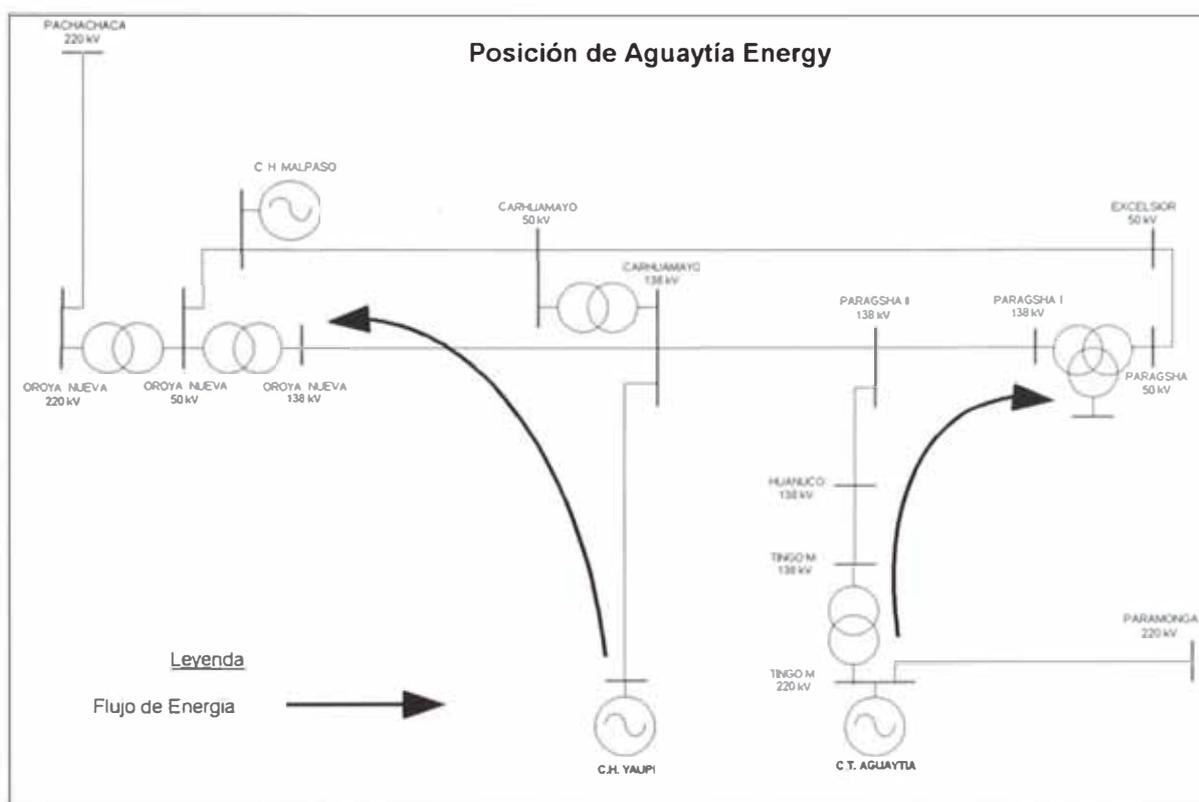
**“Artículo. 62°.-** Si un generador suministra energía eléctrica en barras ubicadas en el Sistema Secundario de Transmisión o utilizando instalaciones de un concesionario de distribución, deberá convenir con sus propietarios las compensaciones por el uso de dichas instalaciones.

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..”

La interpretación de Aguaytía indica que el pago es por el uso efectivo de un Sistema Secundario de Transmisión, es decir, cuando un generador suministra energía a un cliente en cualquier barra del mismo. Y no como consecuencia de los fines que se persiguen con dicho uso, que pueden ser conectarse al Sistema Principal de Transmisión o comercializar potencia y energía en cualquier barra del Sistema Secundario de Transmisión.

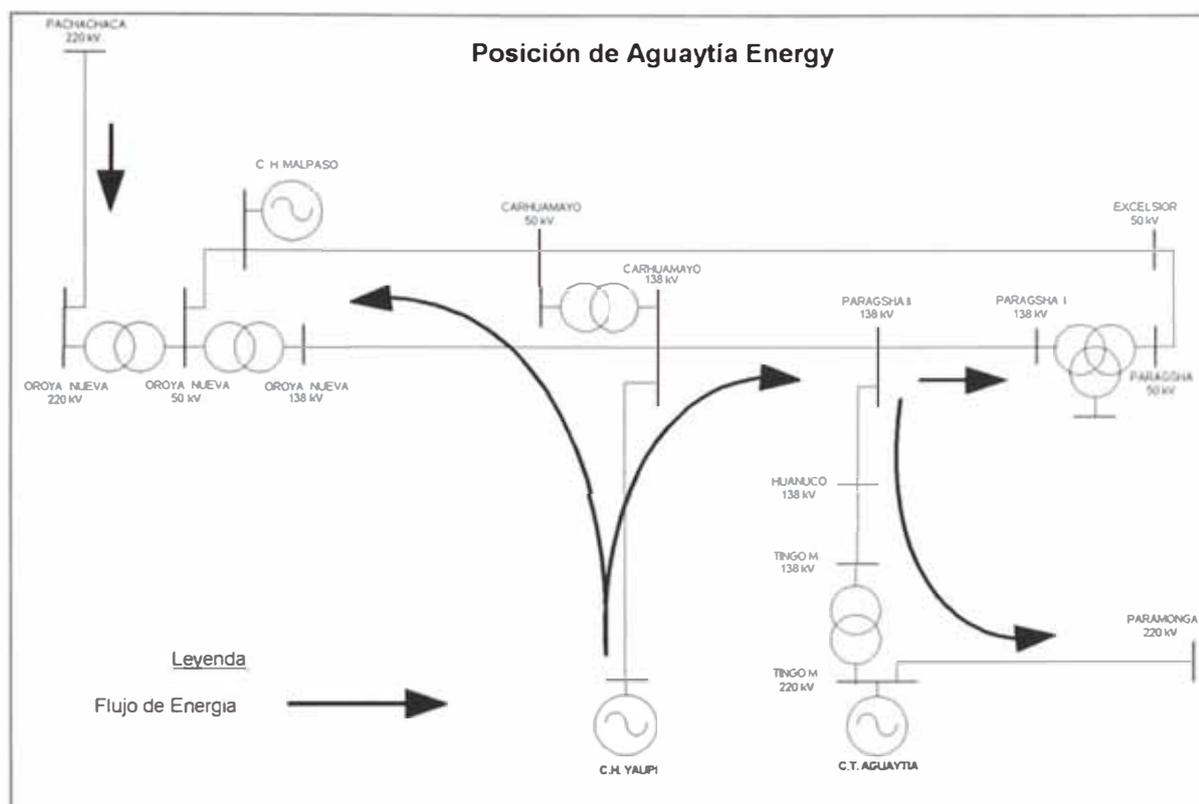
Aguaytía Energy, indica que cuando la energía generada por la Central Aguaytía en la barra de Tingo María 220 kV, dicha energía únicamente fluye por las instalaciones del Sistema de Electroandos entre la Barra de Paragsha II 138 kV y la Barra Milpo 50 kV, demostrando que después del cierre del anillo la energía generada por Central Aguaytía no fluye a través de las instalaciones del Sistema de Electroandos entre la Barra Paragsha II 138 kV y la Barra Pachachaca 220 kV. Ver Figura 4.1.



**Figura 4.1**

Además Aguaytía Energy concluye que después del cierre del anillo y cuando la central C.T. Aguaytía esta fuera de servicio (en mantenimiento o cuando el sistema se encuentra en la condición de mínima demanda y la central no es considerada dentro del despacho), la energía generada por la C.H. Yaupi fluye por sus instalaciones entre la barra de Tingo María 220 kV y la barra de Paramonga Nueva

220 kV en la misma dirección al flujo preponderante de la energía transportada a través de dichas instalaciones. Por consiguiente y de conformidad con las disposiciones de la Ley y del Reglamento, Electroandes está obligada a pagar Aguaytía Energy una compensación por el uso que haga de dichas instalaciones. Ver Figura 4.2.



**Figura 4.2**

#### 4.5.2 Electroandes

La empresa basada en el artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas, señala que el uso de un sistema secundario tiene dos objetivos:

- Permitir a los generadores conectarse al sistema principal de transmisión.
- Comercializar potencia y energía en cualquier barra de este sistema.

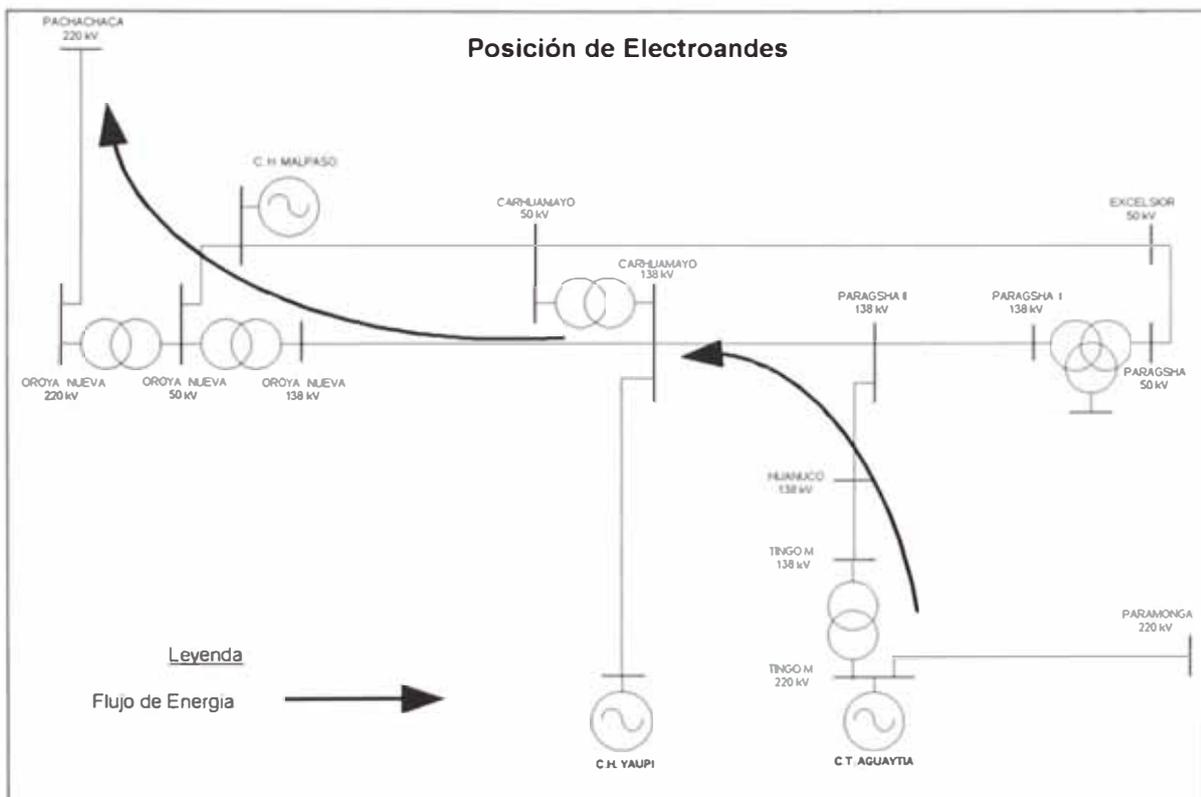
**“Artículo. 58°.-** En cada Sistema Interconectado, el Ministerio de Energía y

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.”

En razón de que Aguaytía no comercializa potencia y energía en el sistema de Electroandes, se concluye que el fin es el de enviar su energía al sistema Principal de Transmisión, debido a esto Aguaytía, debe reconocer las compensaciones por el uso del Sistema Secundario entre las barras Paragsha II 138 kV. y Pachachaca 220 kV. Ver Figura 4.3.

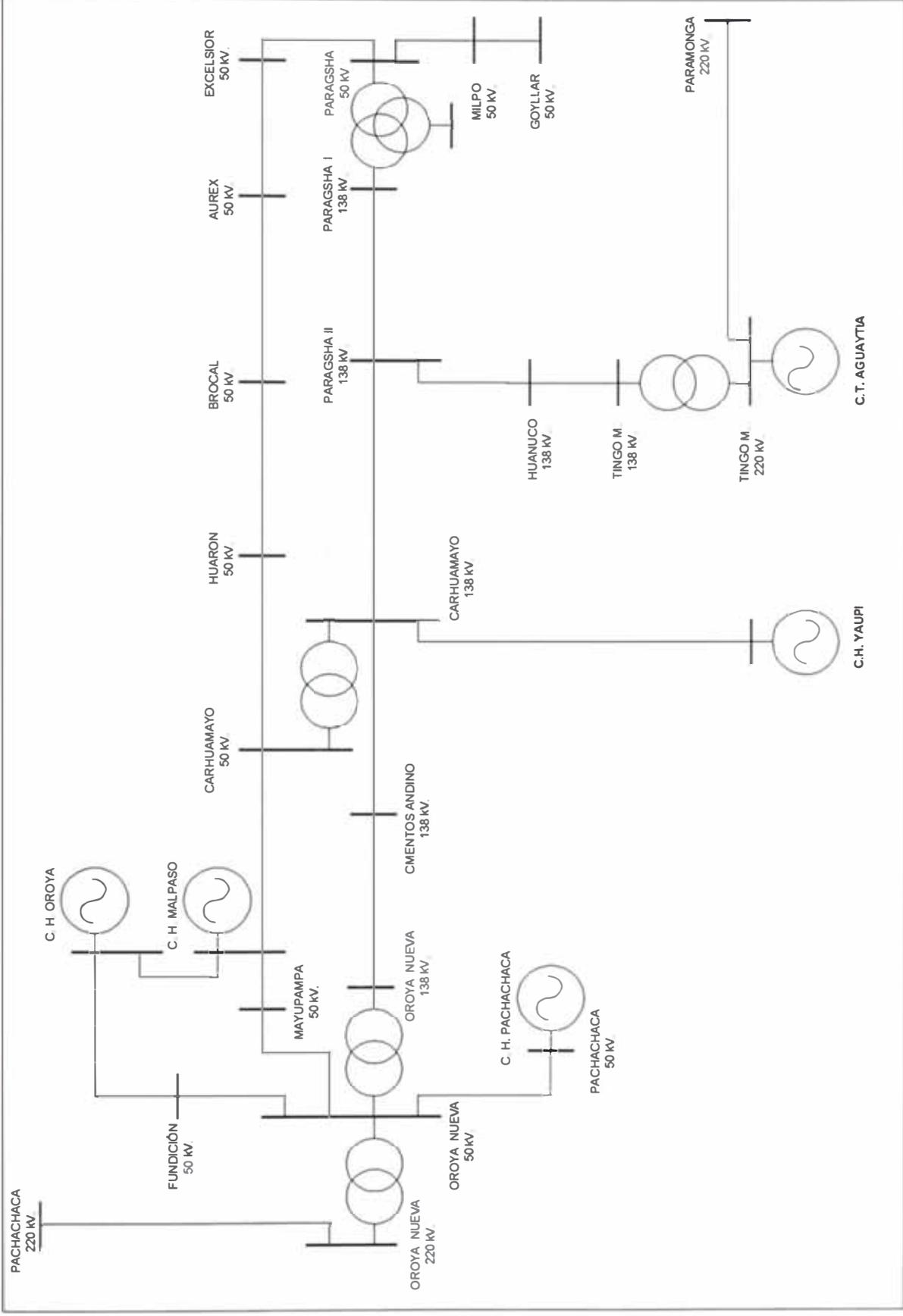


**Figura 4.3**

La empresa Electroandes pide la retribución por el uso de su sistema secundario de transmisión, esto debido que Aguaytía Energy utiliza sus instalaciones para llegar al sistema principal en la barra de Pachachaca 220 kV, las instalaciones que Aguaytía Energy debe compensar es la línea desde la barra Carhuamayo 138 kV – Oroya Nueva 138 kV, mientras que Aguaytía Energy reconoce la utilización de las instalaciones de Electroandes, pero no hasta la barra de Pachachaca 220 kV, si no la barra de Milpo 50 kV. y además pide la retribución de Electroandes por el uso de su sistema de transmisión secundario, la línea desde la barra Tingo María 220 kV a la barra Paramonga 220kV.

Las conversaciones realizadas entre las empresas Electroandes y Aguaytía Energy, no llegaron a un entendimiento para la compensación por el uso de las instalaciones del sistema secundario, cada empresa tenía una interpretación de las definiciones dadas por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, como son los de “sistema principal de transmisión”, “sistema secundario de transmisión” y a esto se le agrega, que no se define que se entiende por “uso de los sistemas”, el problema subsiste actualmente deteriora sin posibilidad de resolverse con el actual Marco Legal.

Cuadro 4.2 - “Diagrama simplificado de los Sistema Electroandes – Aguaytía Energy”



**Cuadro 4.3 - “Programa de Equipamiento”**

## Programa de Obras de Generación 1999 – 2003

FECHA	PROYECTO
Nov. 1999	Ampliación C.H. Cañón del Pato (90 MW) compromiso Privatización EGENOR
Ene. 2000	C.H. Yanango (40,5 MW)
Mar. 2001	C.H. Chimay (142,0 MW)
May. 2001	Proyecto Marcapomacocha - MARCA II
Dic. 2002	C.H. Yuncán (130 MW)

## Programa de Obras de Transmisión 1999 – 2003

FECHA	PROYECTO
Set. 1999	LT. 220 kV Ventanilla – Chavarría (3ra terna)
Oct. 1999	Centro de Control de Transmisión
Oct. 1999	Sistema de telecomunicaciones
Oct. 1999	S.E. Huacho Nueva
Ene. 2000	Reemplazo de equipos en S.E. Chavarría Santa Rosa y S. Juan
Abr. 2000	Variante L.T. 220 kV Guadalupe - Chiclayo
Jul. 2000	Reemplazo de equipos en S.E. Chavarría Santa Rosa y S. Juan
Jul. 2000	L.T. 220 kV Ventanilla – Zapallal (2da terna)
Oct. 2000	Doble barra S.E. Piura Oeste
Oct. 2000	Ampliación de celdas 220 kV S:E. Ica
Ene. 2001	Banco capacitores de 3x30 MVAR S.E. San Juan
Ene. 2001	L.T. 220 kV Zapallal – Paramonga – Chimbote (2da terna)
Abr. 2001	L.T. 220 kV Oroya Nueva – Carhuamayo Nueva – Paraghsa
Jul. 2001	Ampliación S.E. Marcona (Transformador 50 MVA)
Oct. 2001	Banco capacitores S.E. San Nicolás (20 MVAR)
Oct. 2001	SVC S.E. Marcona (+20/-10 MVAR)
Oct. 2001	Reactor S.E. Zapallal (-20MVAR)
Oct. 2001	Reactor S.E. Talara (-20 MVAR)
Oct. 2001	L.T. 220 kV Trujillo – Guadalupe (2da terna)
Oct. 2002	L.T. 220 kV Guadalupe – Chiclayo (2da terna)
Oct. 2003	L.T. 220 kV Trujillo – Cajamarca – Carhuaquero

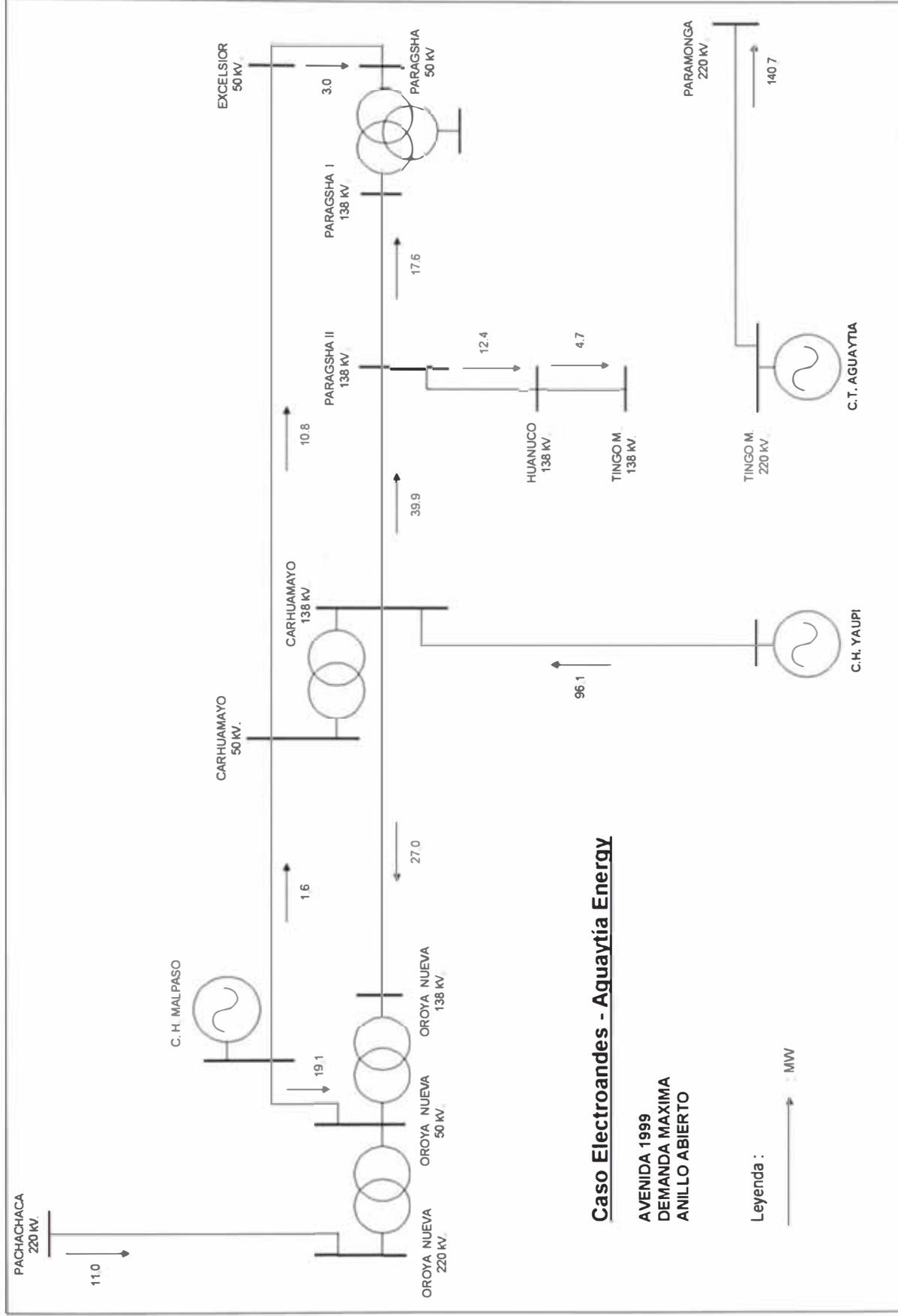
\* Fuente : Comisión de Tarifas de Energía

**Cuadro 4.4 – “Demanda de Potencia de Carga del Sistema Interconectado Nacional”**

<b>AÑO</b>	<b>Potencia (MW)</b>		
<b>Avenida</b>			
<b>Demanda</b>	<b>Máxima</b>	<b>Media</b>	<b>Mínima</b>
<b>1999</b>	1922.8	1687.7	1169.7
<b>2000</b>	2024.7	1711.1	1401.3
<b>2001</b>	2659.5	2259.6	1888.5
<b>2002</b>	2860.5	2430.6	2032.1
<b>2003</b>	3113.8	2648.2	2221.6
<b>Estiaje</b>			
<b>Demanda</b>	<b>Máxima</b>	<b>Media</b>	<b>Mínima</b>
<b>1999</b>	2017.2	1711.3	1174.6
<b>2000</b>	2420.8	2039.1	1677.7
<b>2001</b>	2671.8	2250.3	1853.0
<b>2002</b>	2873.6	2420.2	1993.3
<b>2003</b>	3126.4	2632.2	2172.8

\* Fuente : Comisión de Tarifas de Energía

Cuadro 4.5 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy”

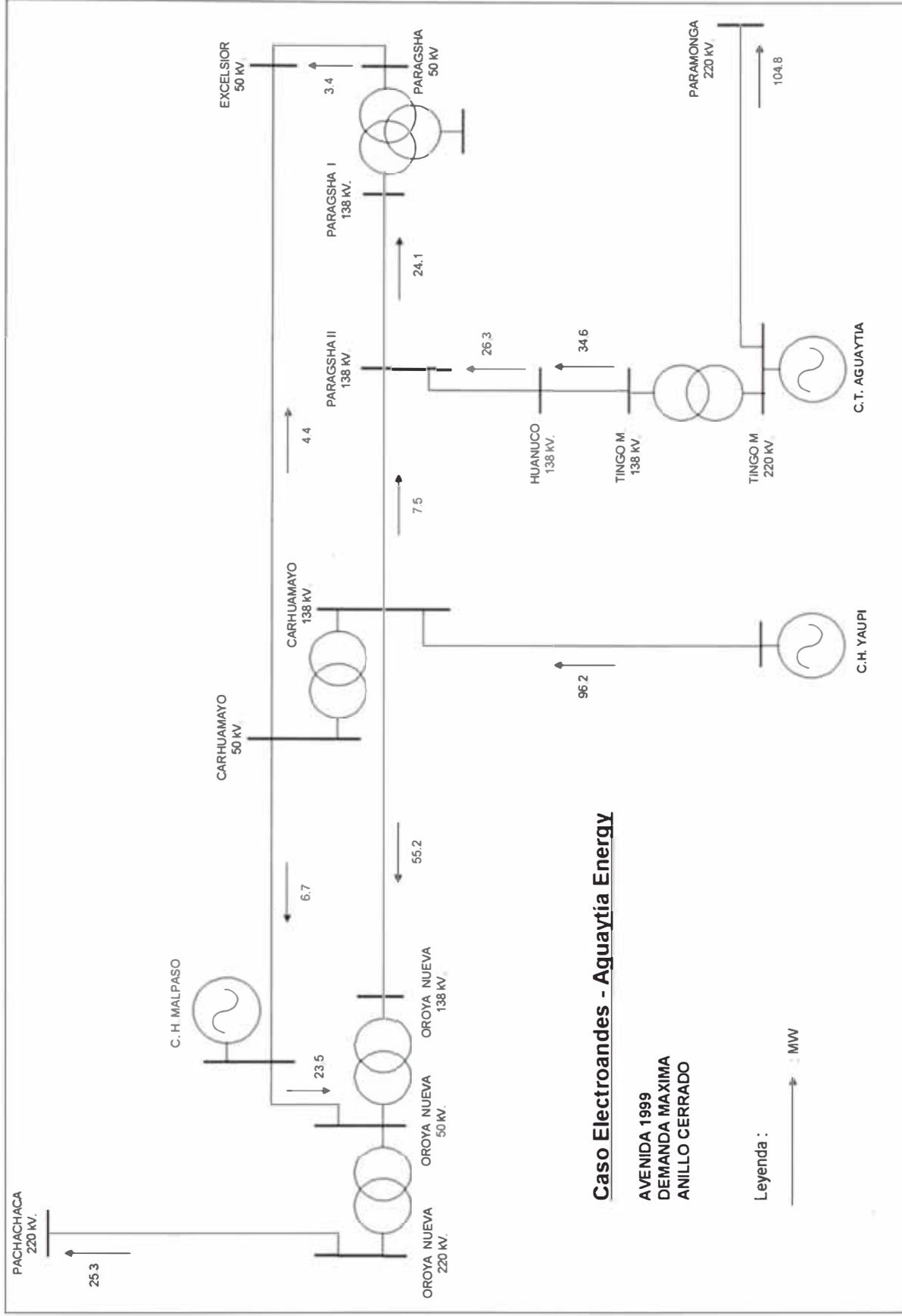


**Caso Electroandes - Aguaytia Energy**

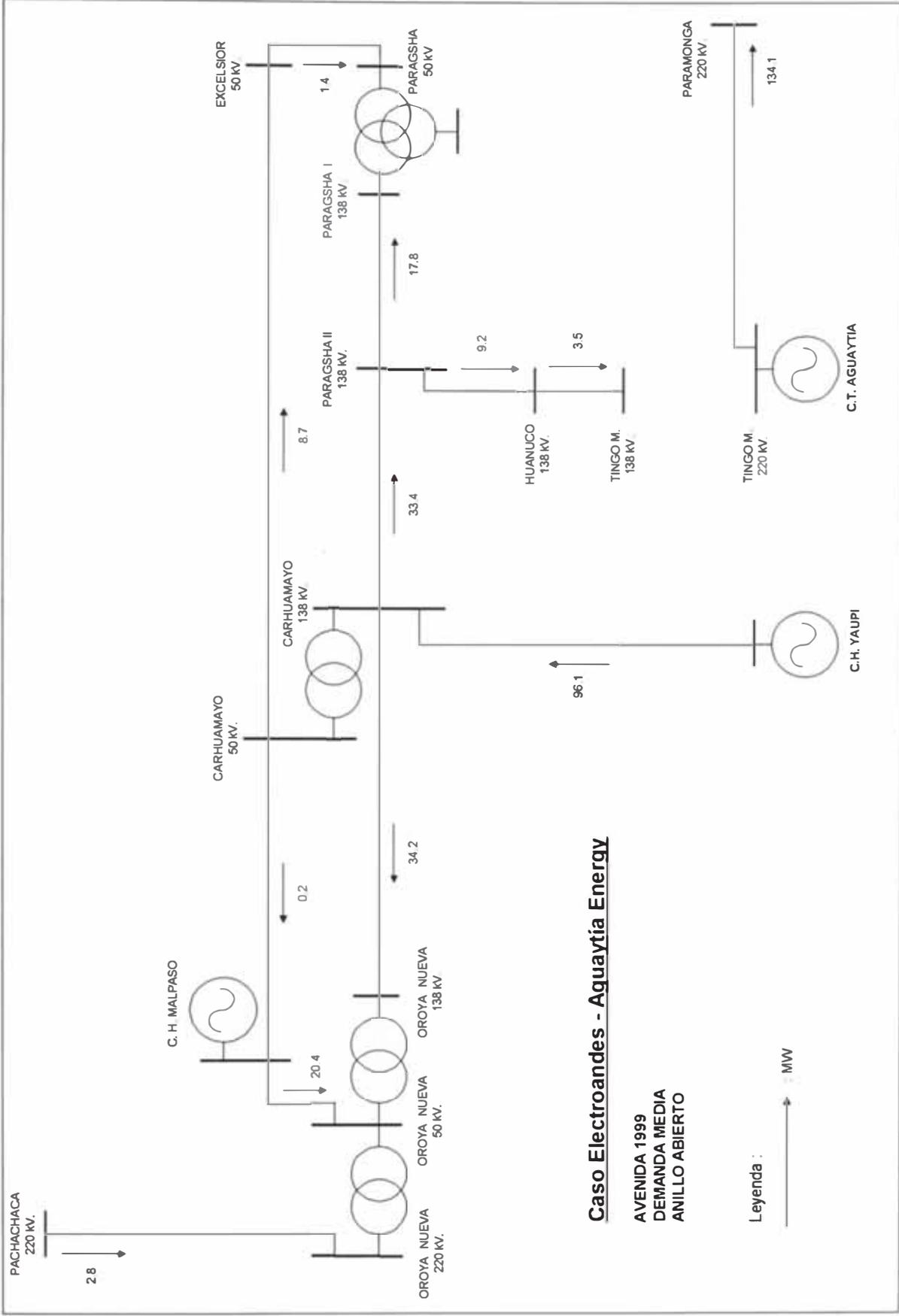
- AVENIDA 1999
- DEMANDA MAXIMA
- ANILLO ABIERTO

Leyenda : : MW

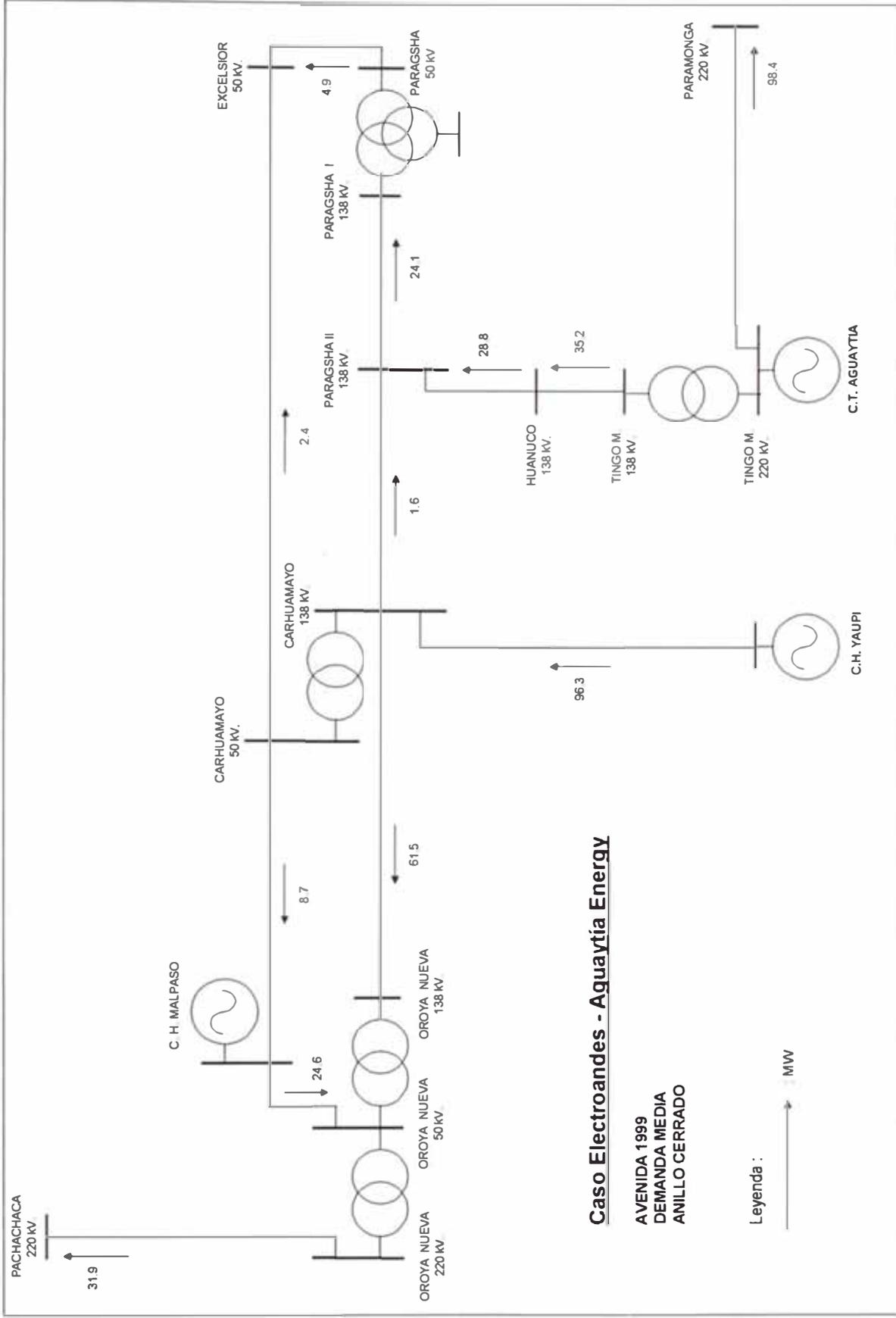
Cuadro 4.6 - "Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy"



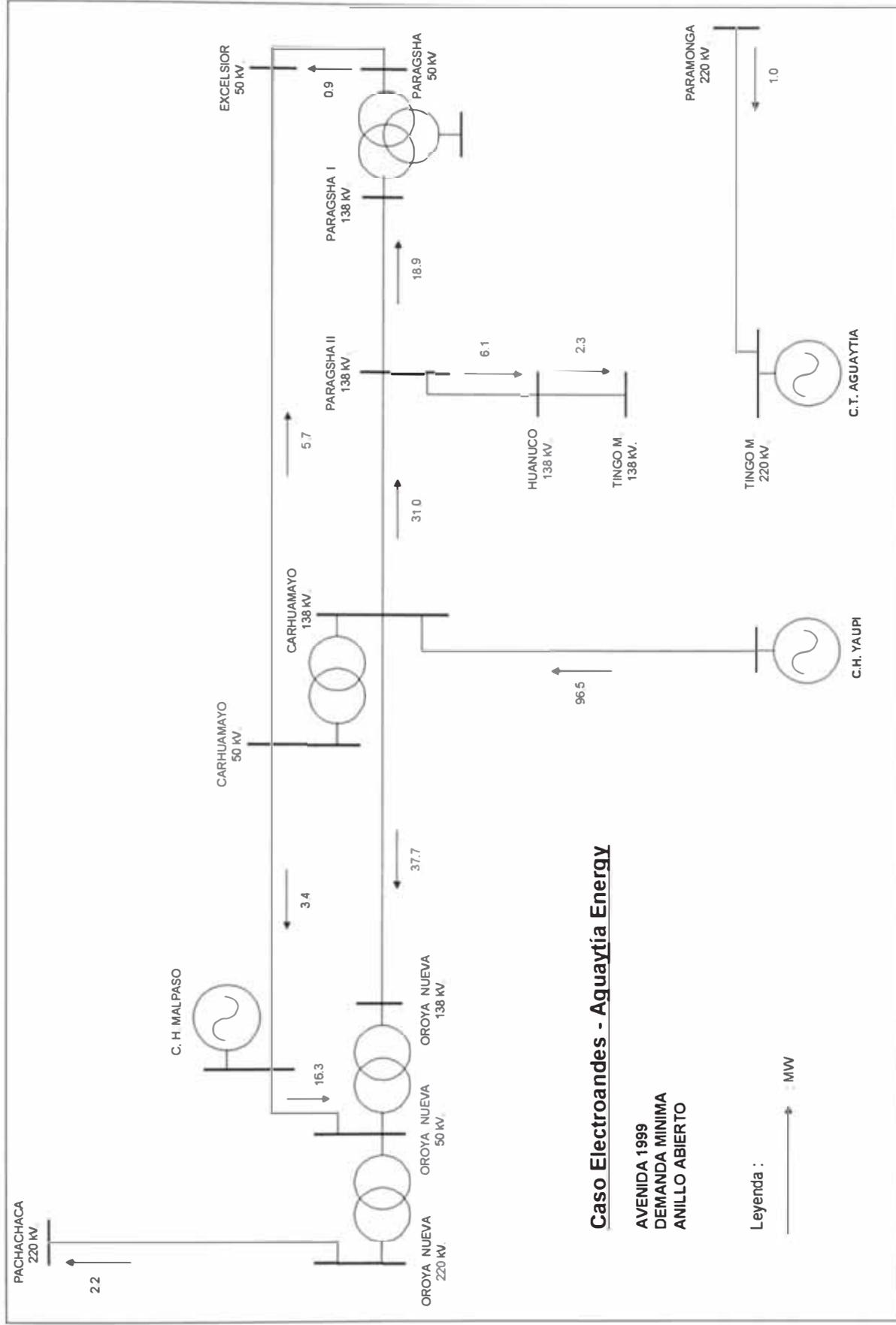
**Cuadro 4.7 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”**



Cuadro 4.8 - "Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy"



Cuadro 4.9 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy”

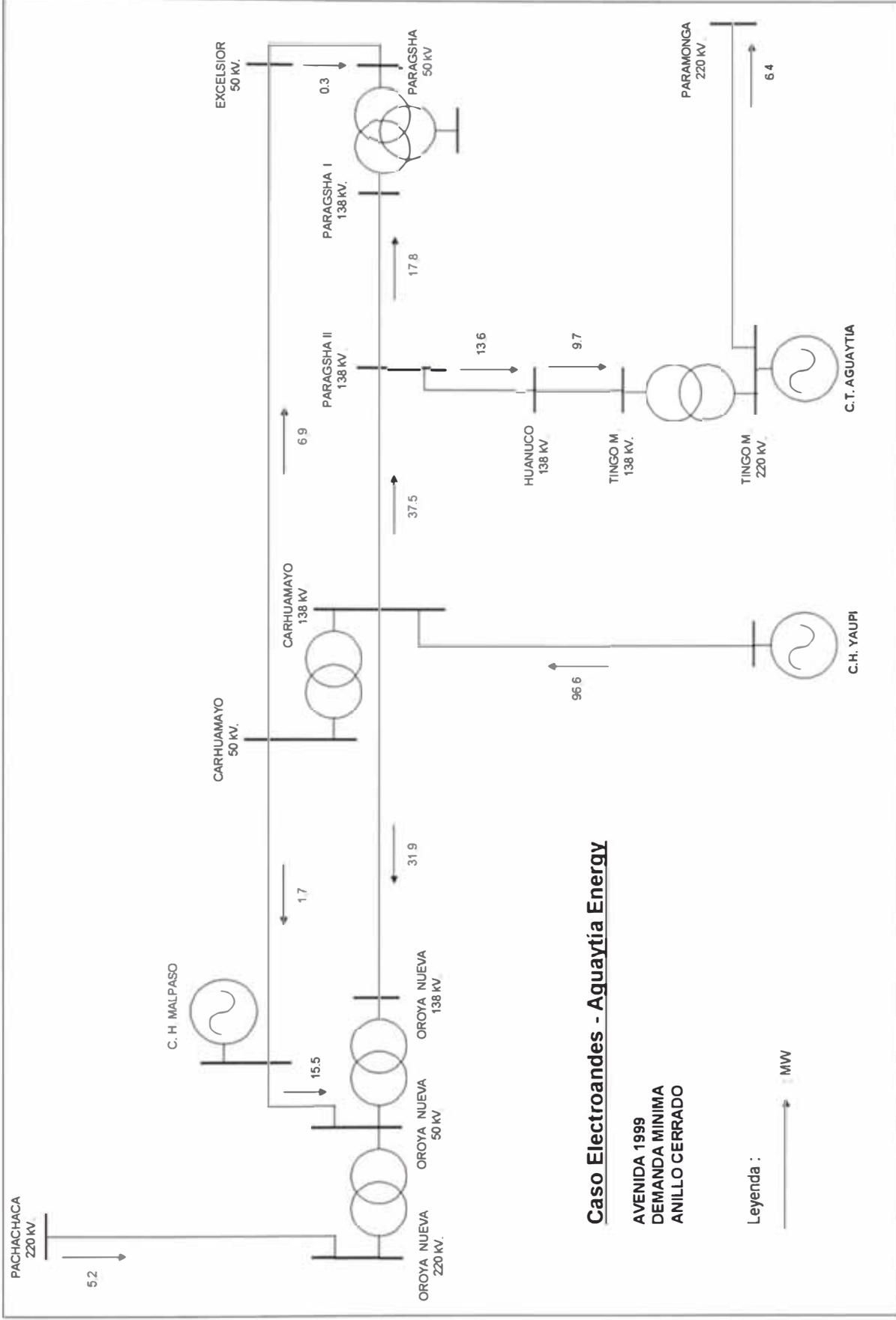


**Caso Electroandes - Aguaytia Energy**

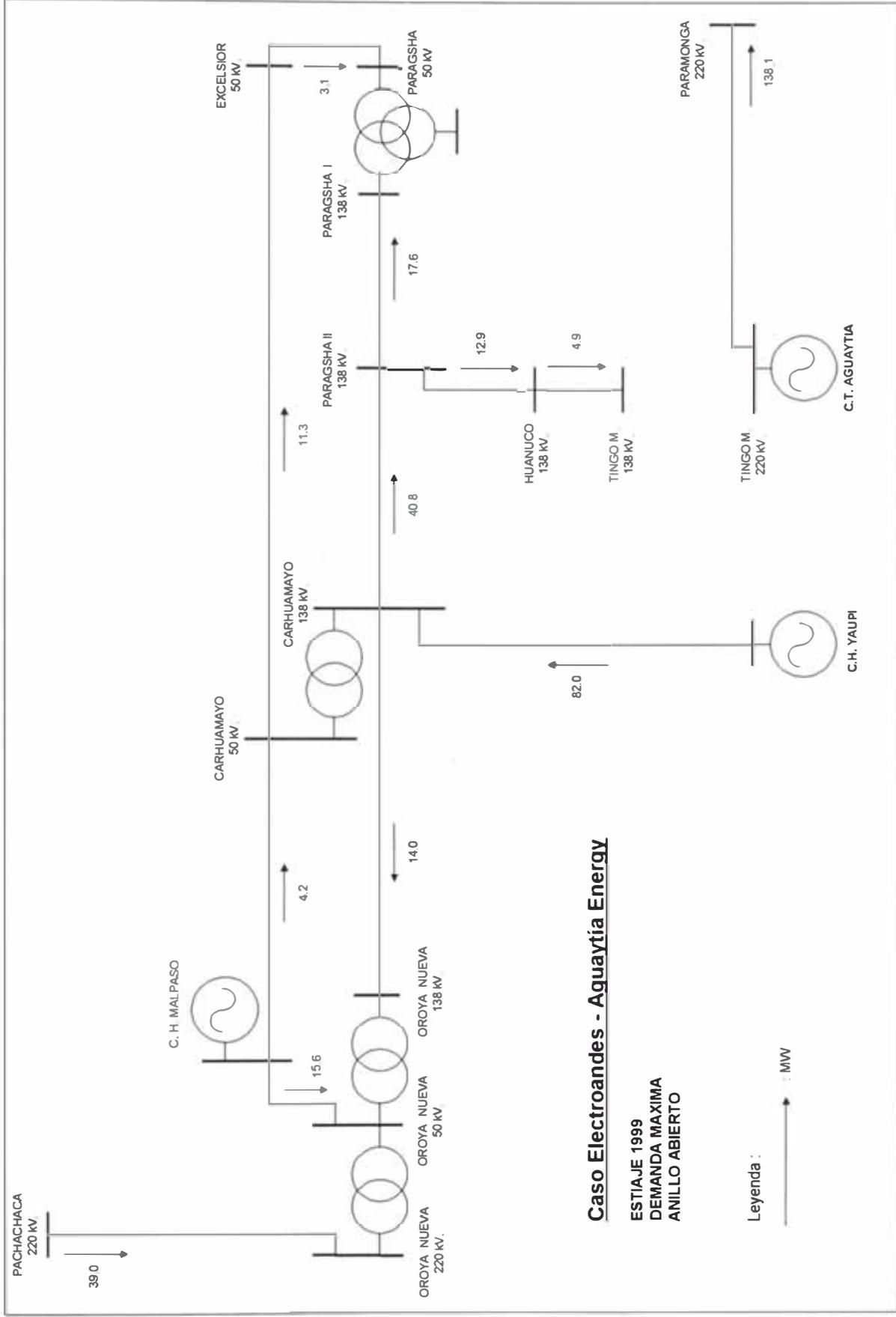
AVENIDA 1999  
 DEMANDA MINIMA  
 ANILLO ABIERTO

Leyenda : MW

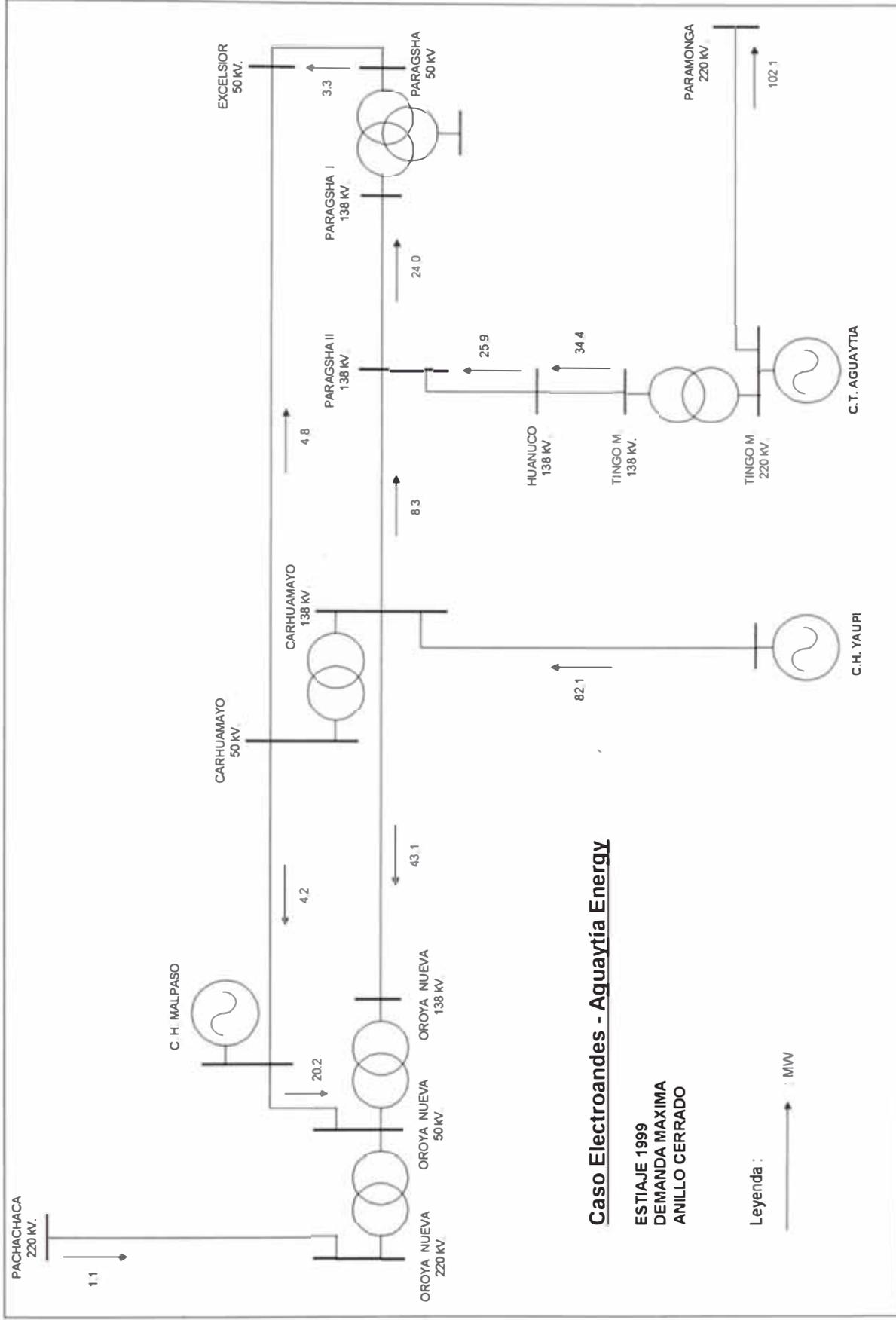
Cuadro 4.10 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”



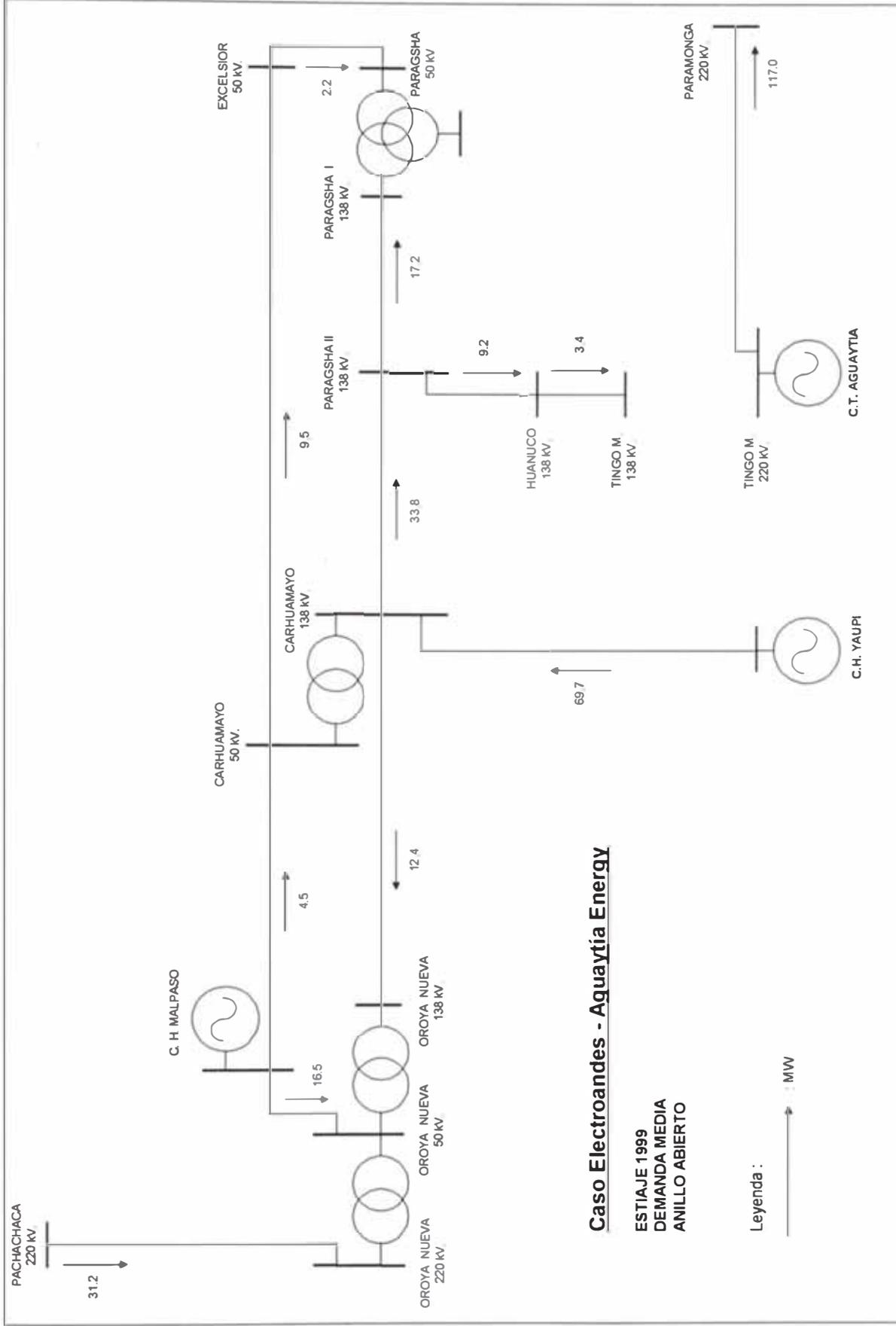
Cuadro 4.11 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy”



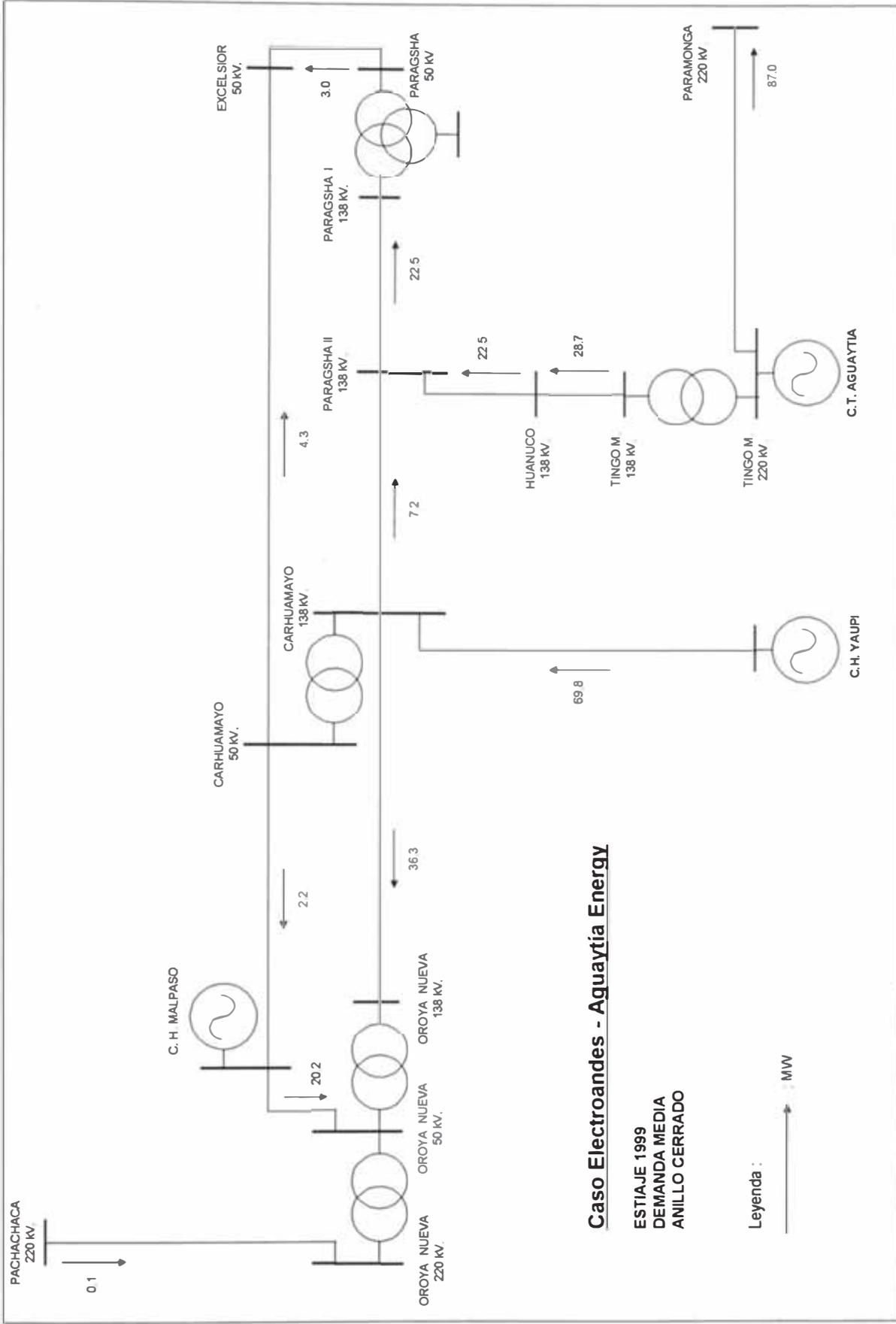
**Cuadro 4.12 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”**



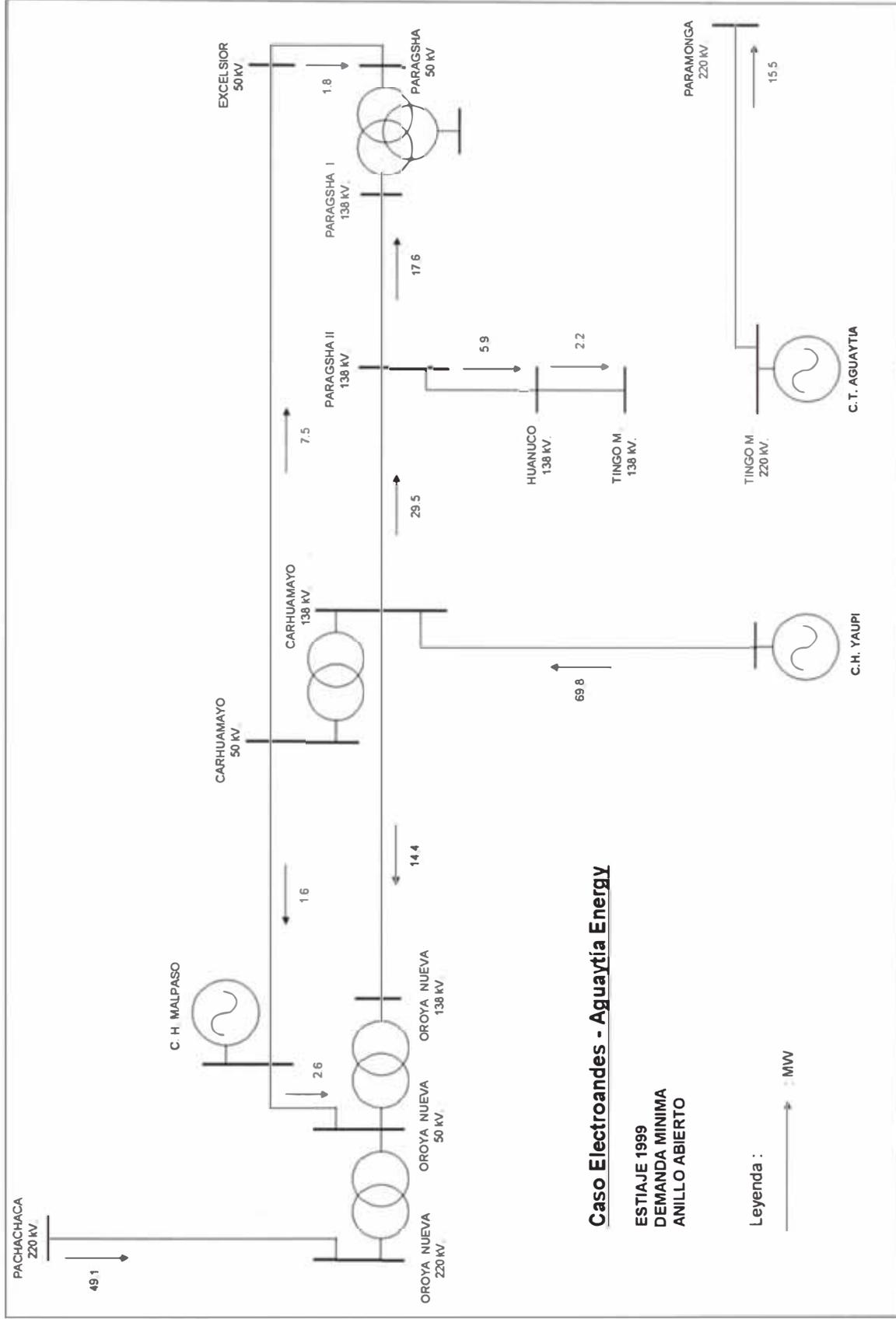
**Cuadro 4.13 - "Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy"**



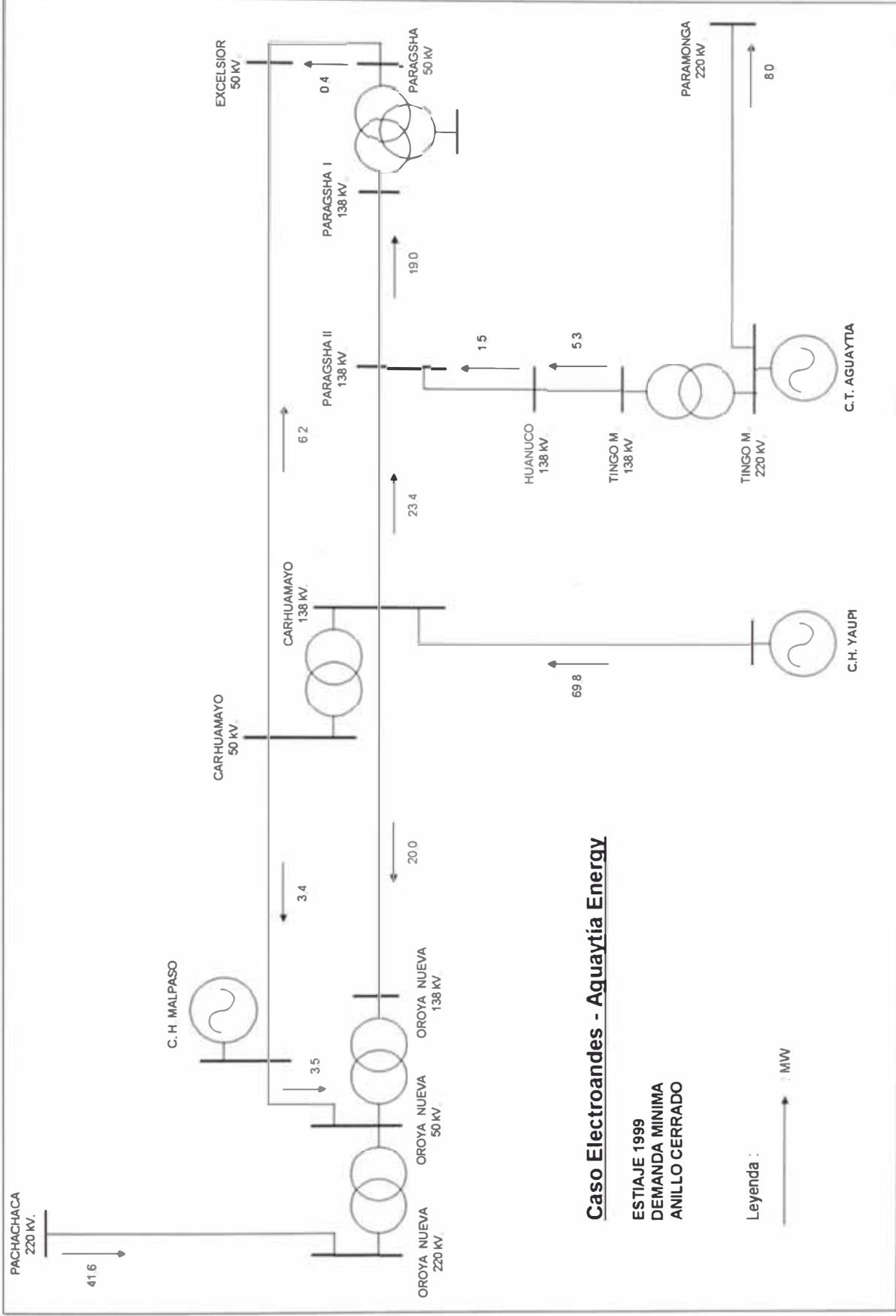
**Cuadro 4.14 - "Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy"**



Cuadro 4.15 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy”



Cuadro 4.16 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy”

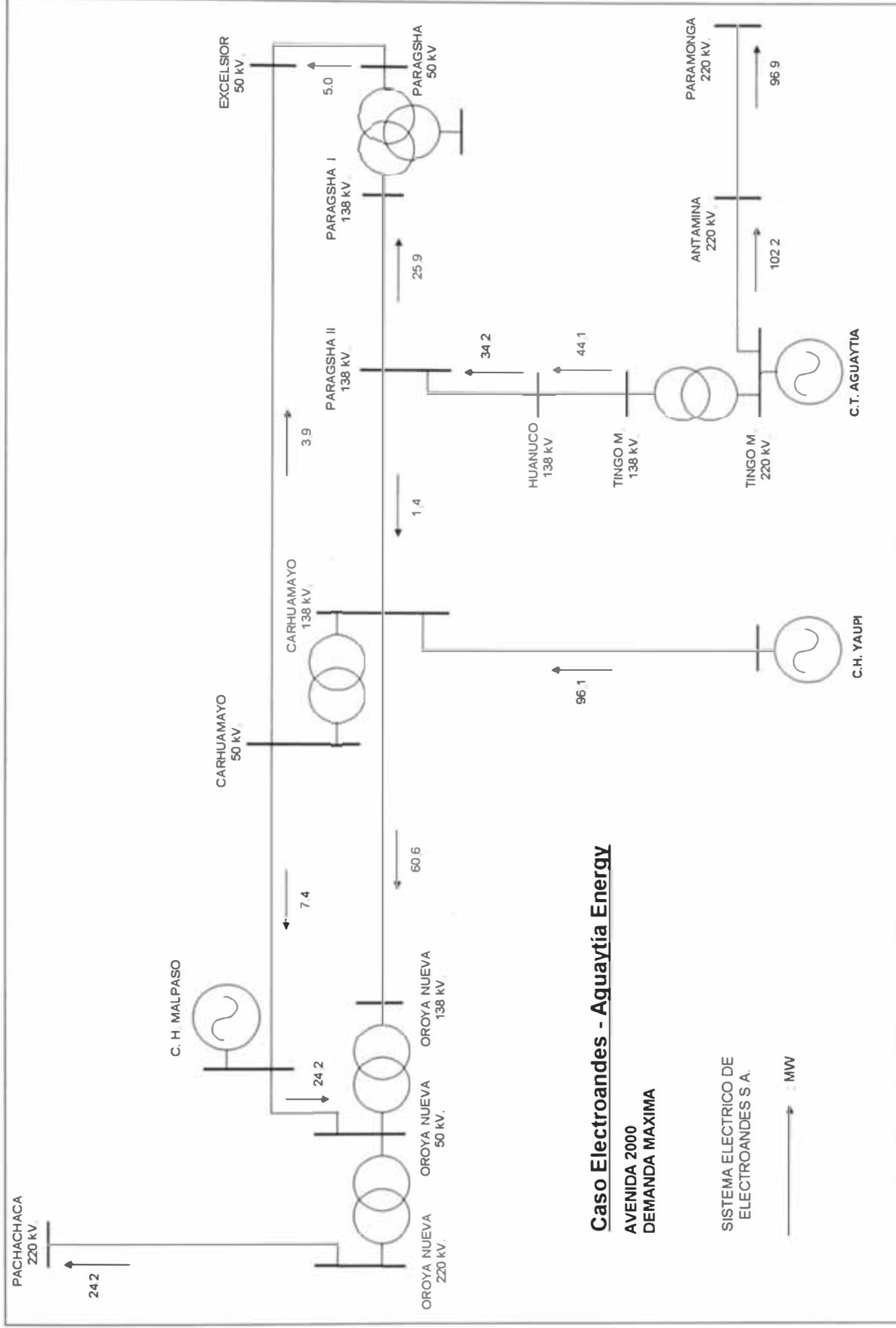


**Caso Electroandes - Aguaytia Energy**

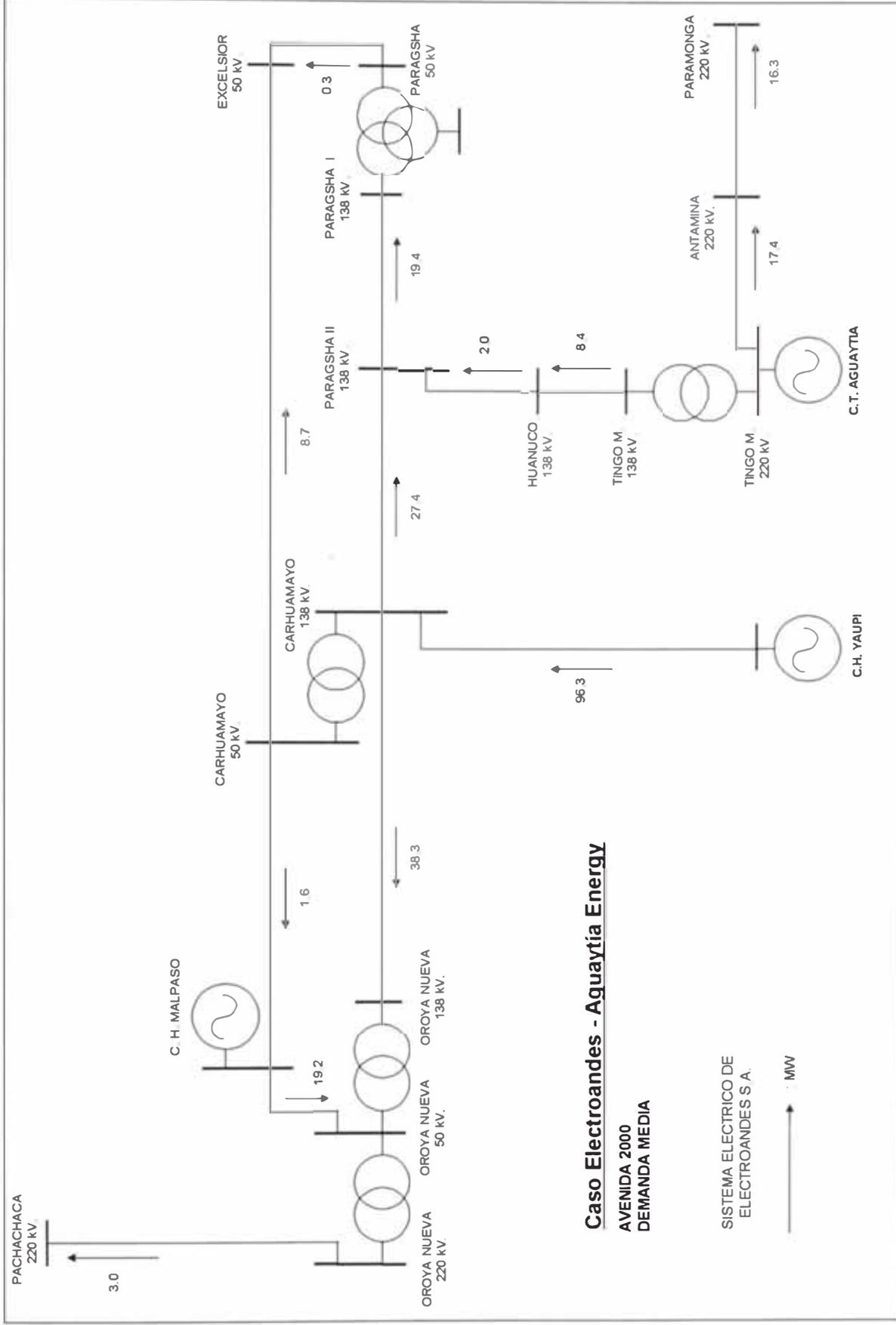
ESTIAJE 1999  
 DEMANDA MINIMA  
 ANILLO CERRADO

Leyenda : MW

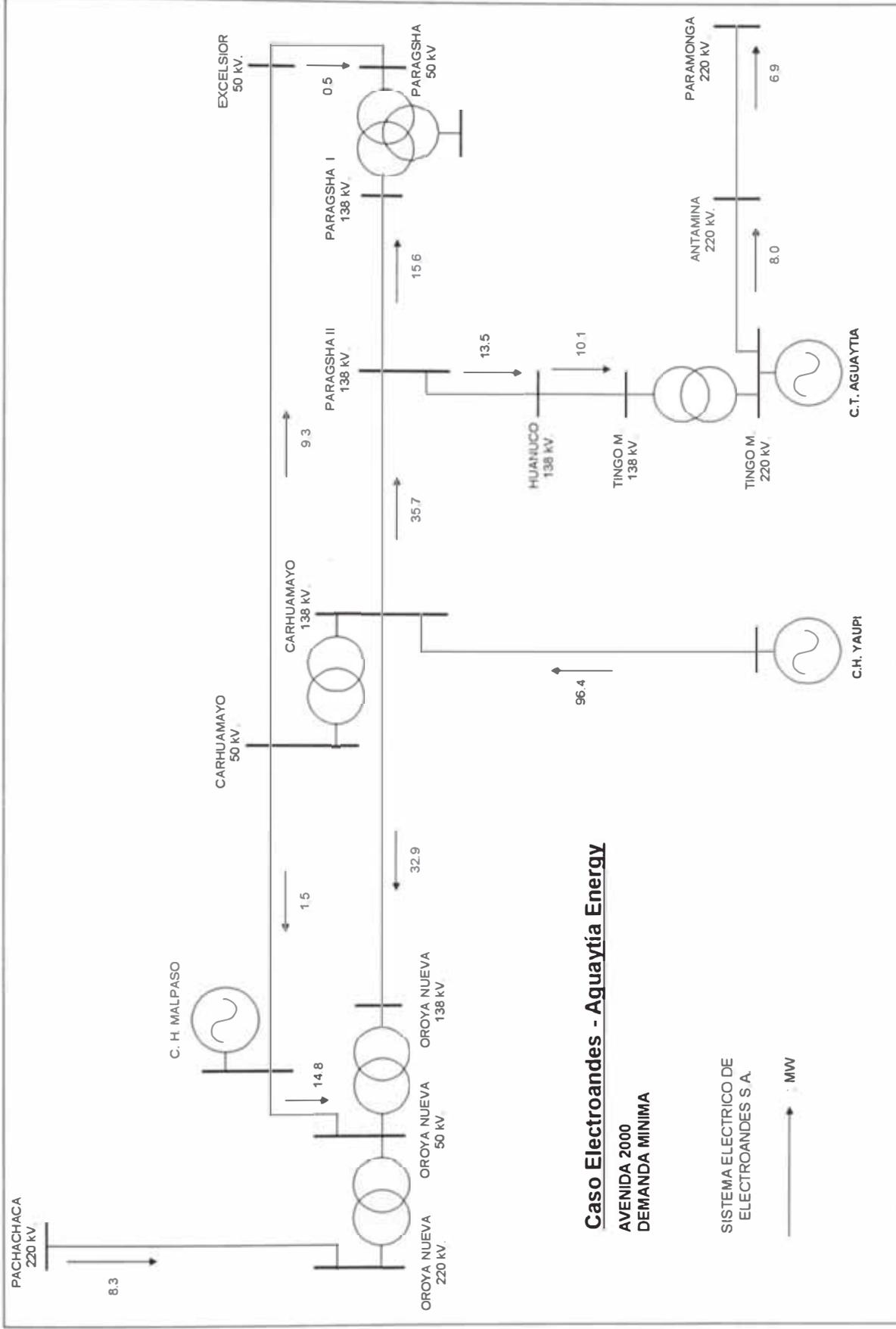
**Cuadro 4.17 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”**



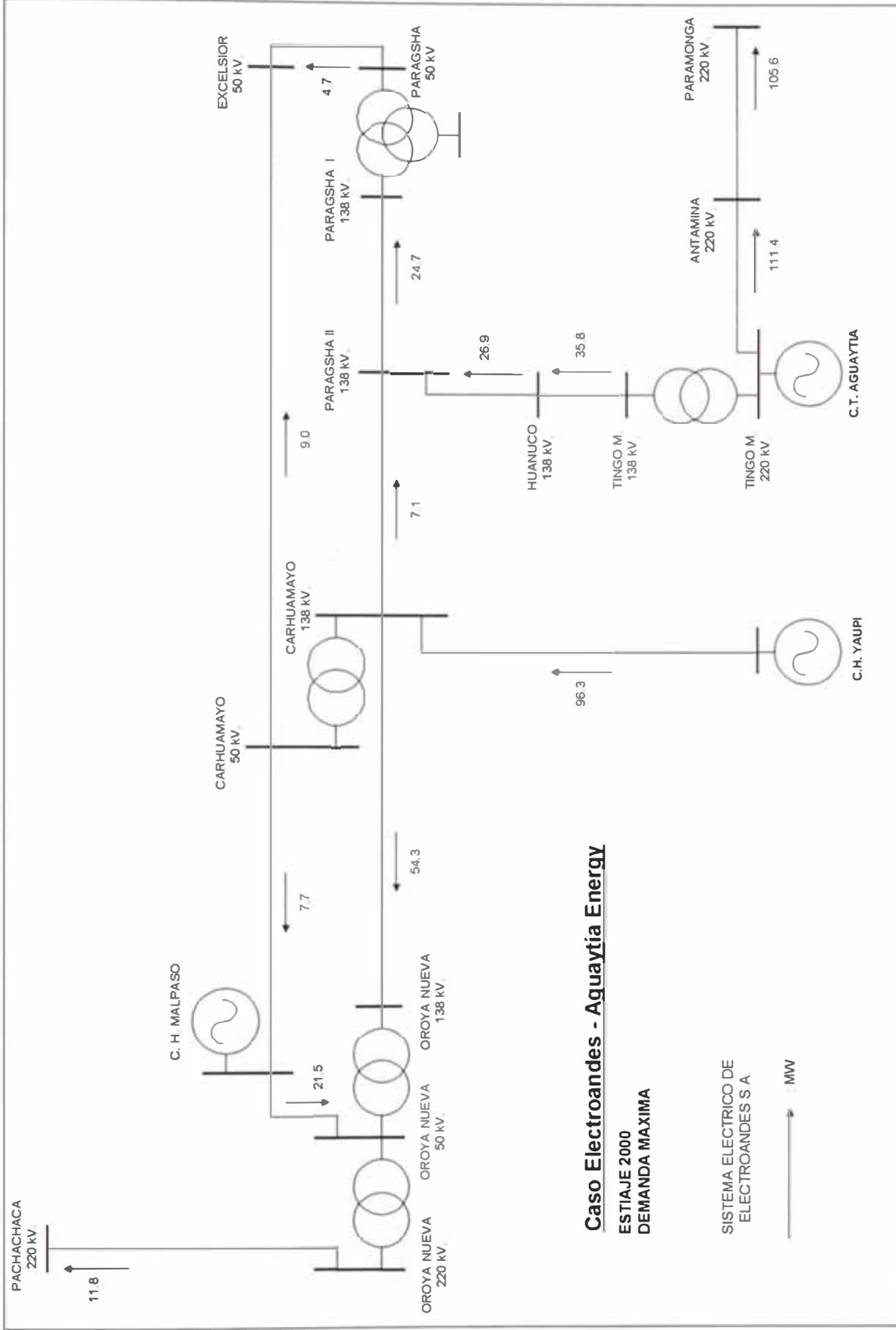
**Cuadro 4.18 - "Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy"**



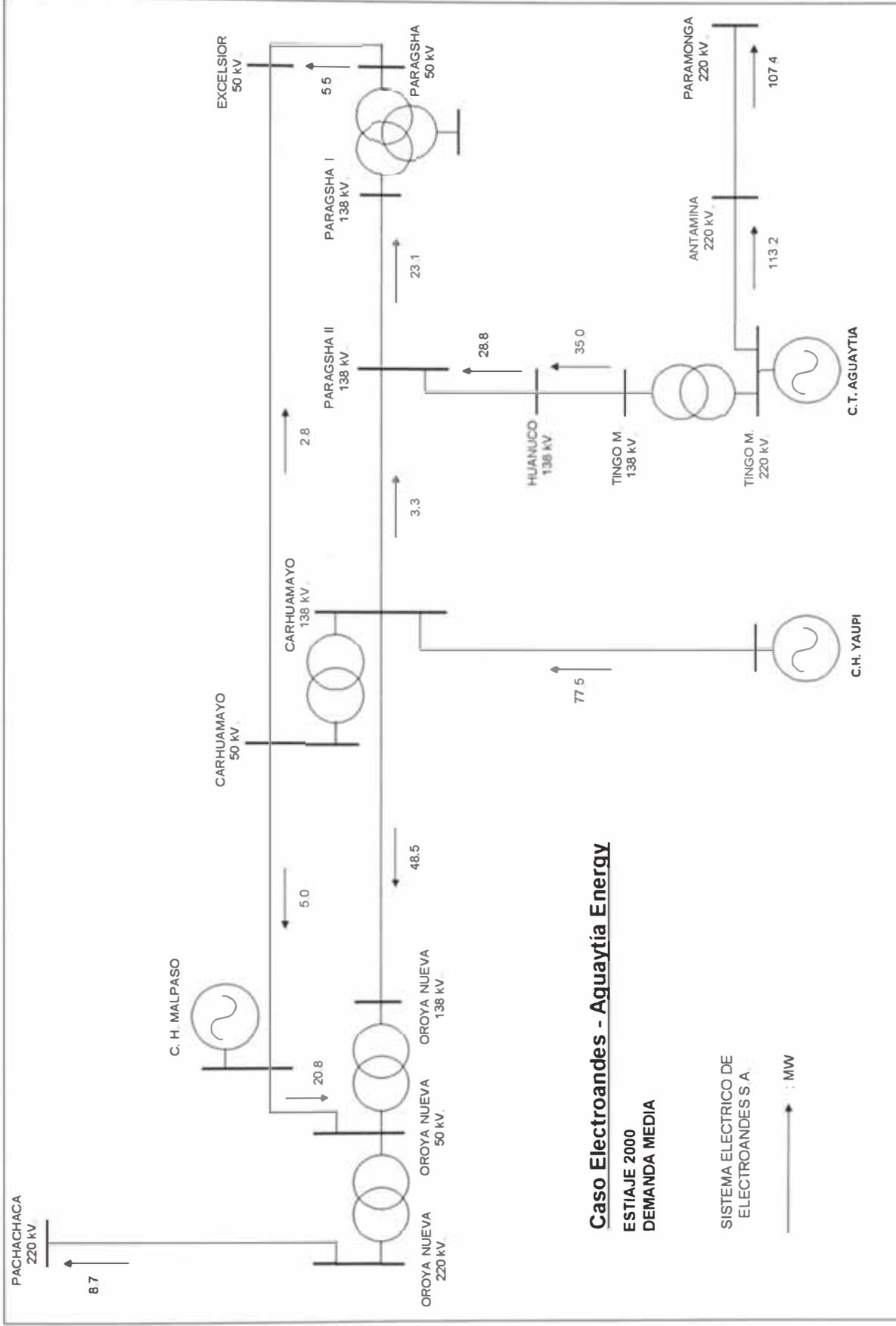
Cuadro 4.19 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”



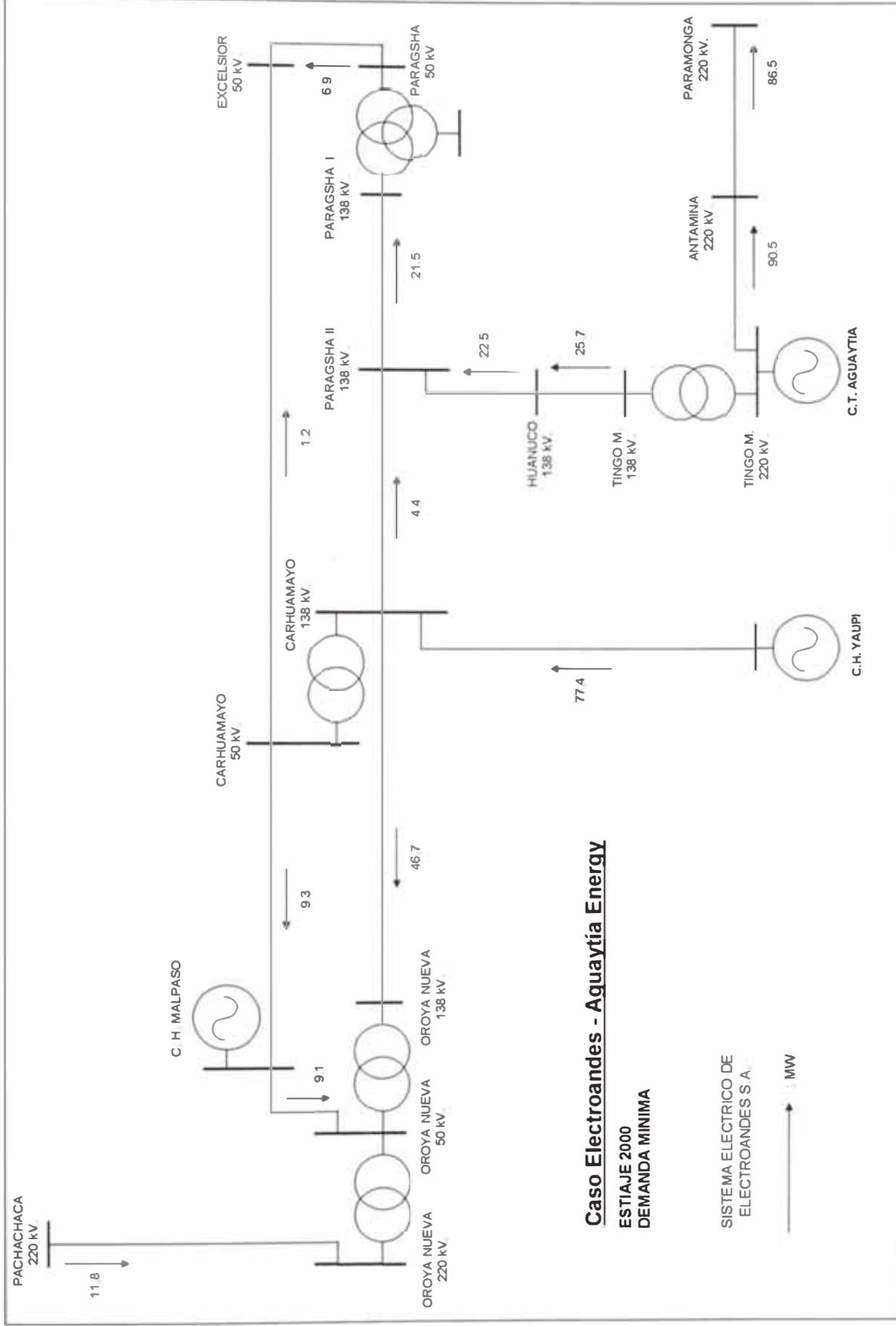
Cuadro 4.20 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy”



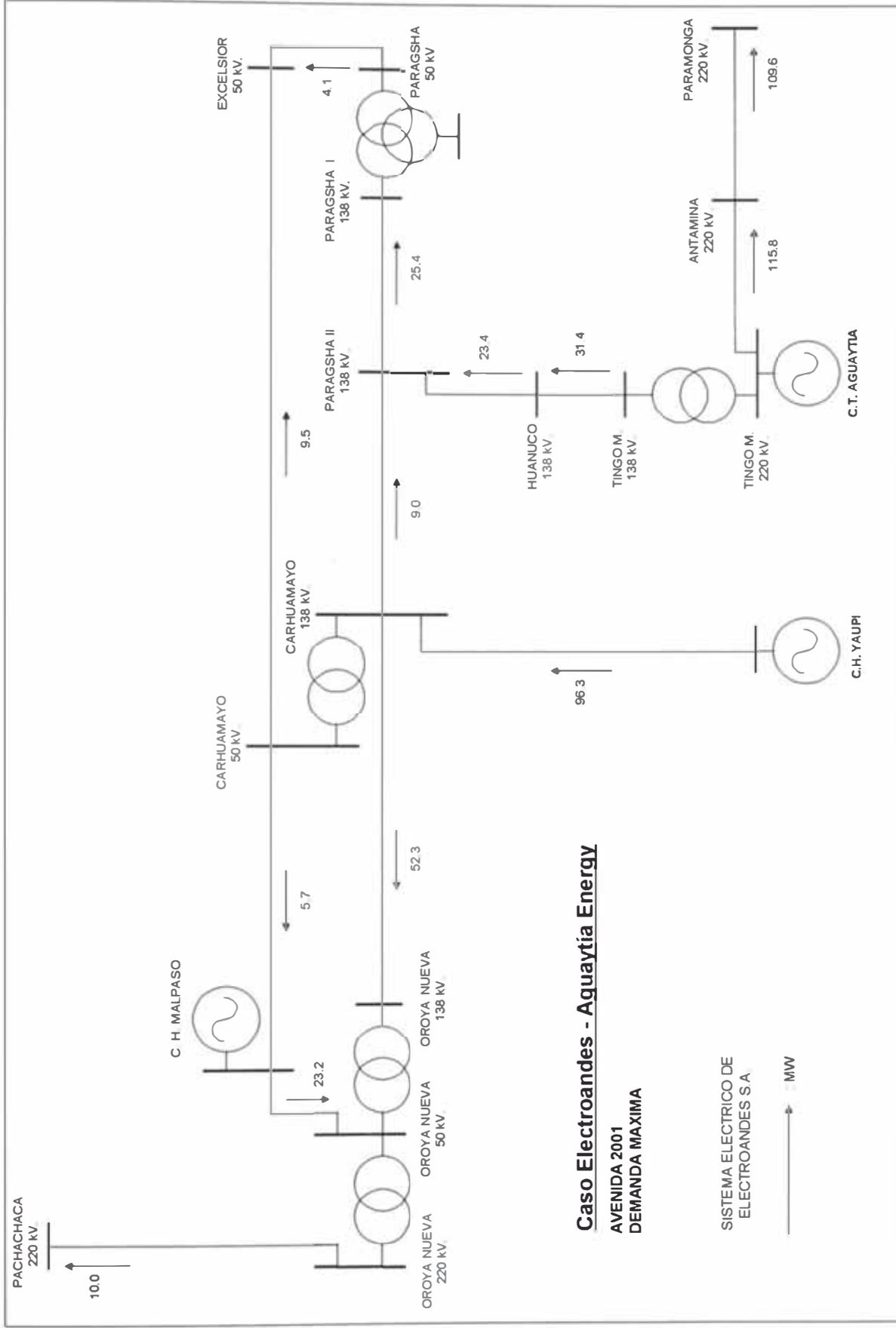
Cuadro 4.21 - "Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy"



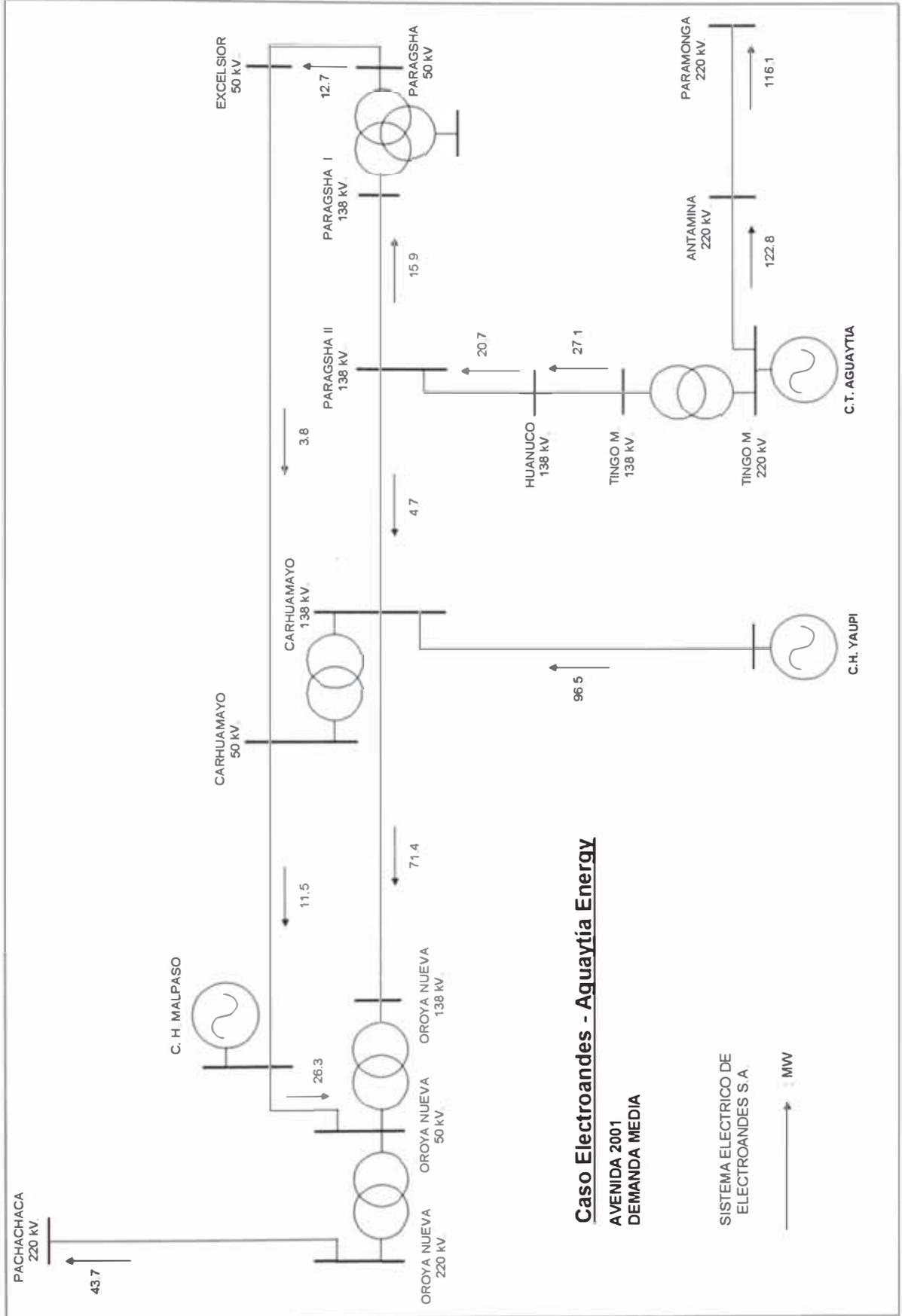
**Cuadro 4.22 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”**



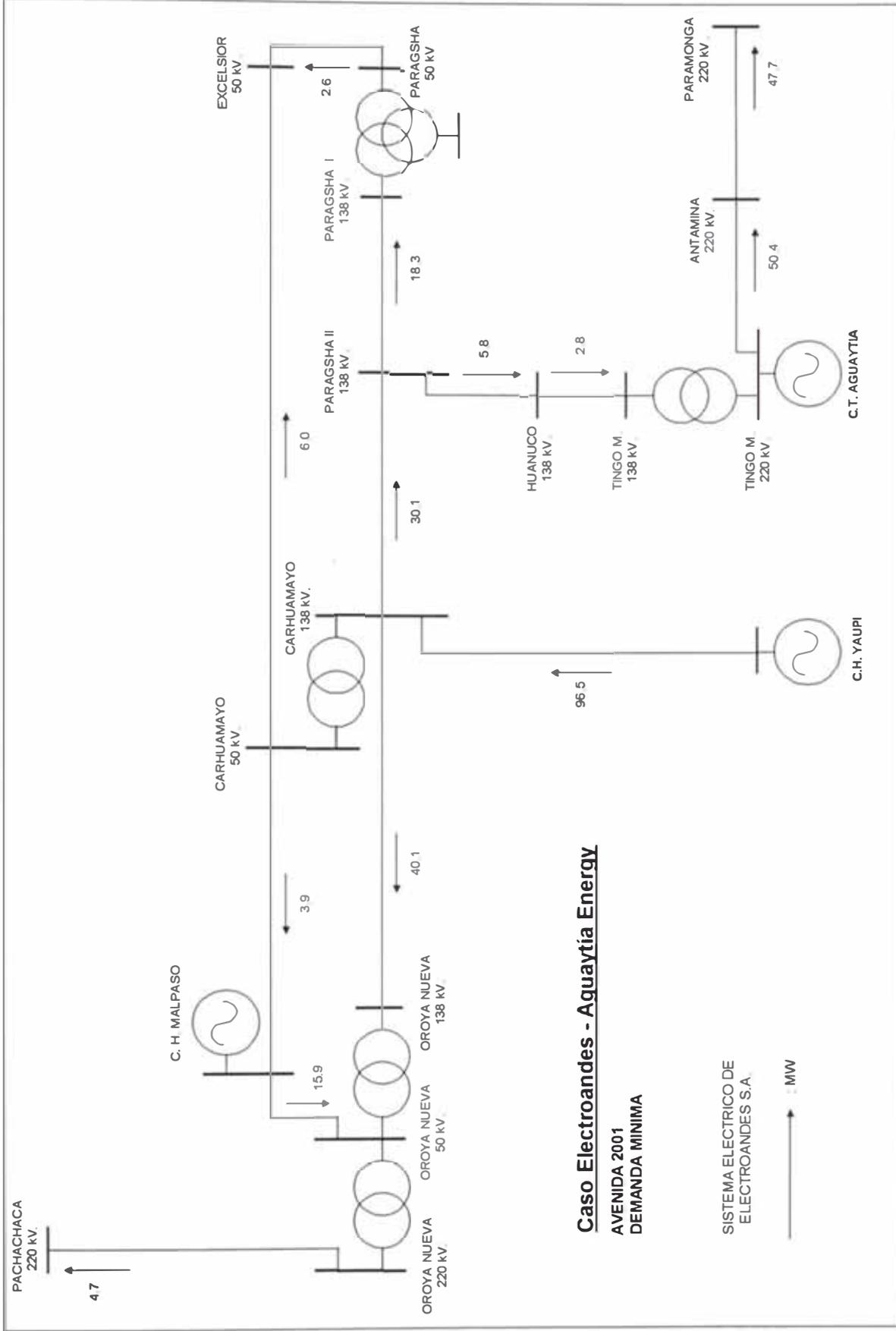
**Cuadro 4.23 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy”**



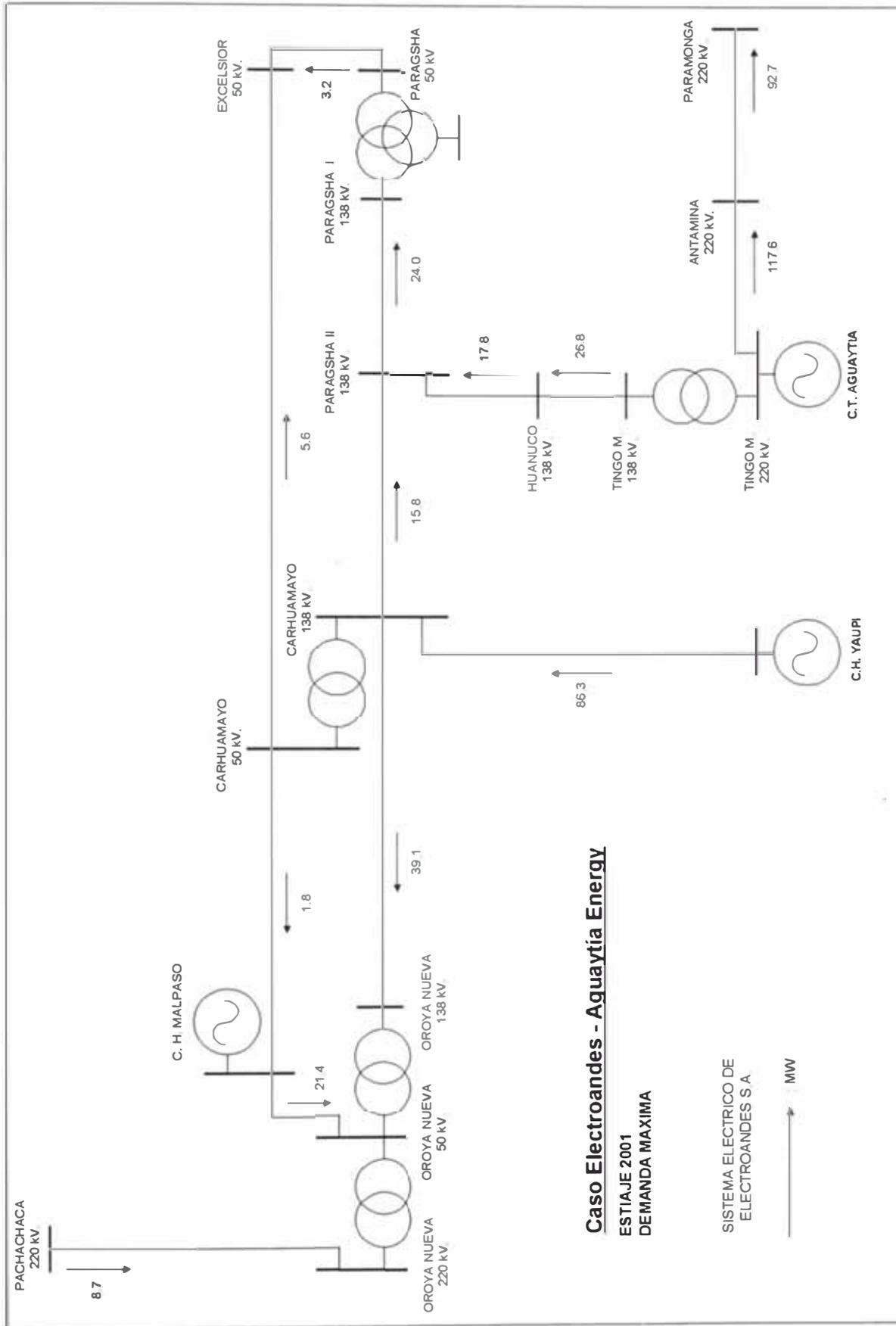
Cuadro 4.24 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”



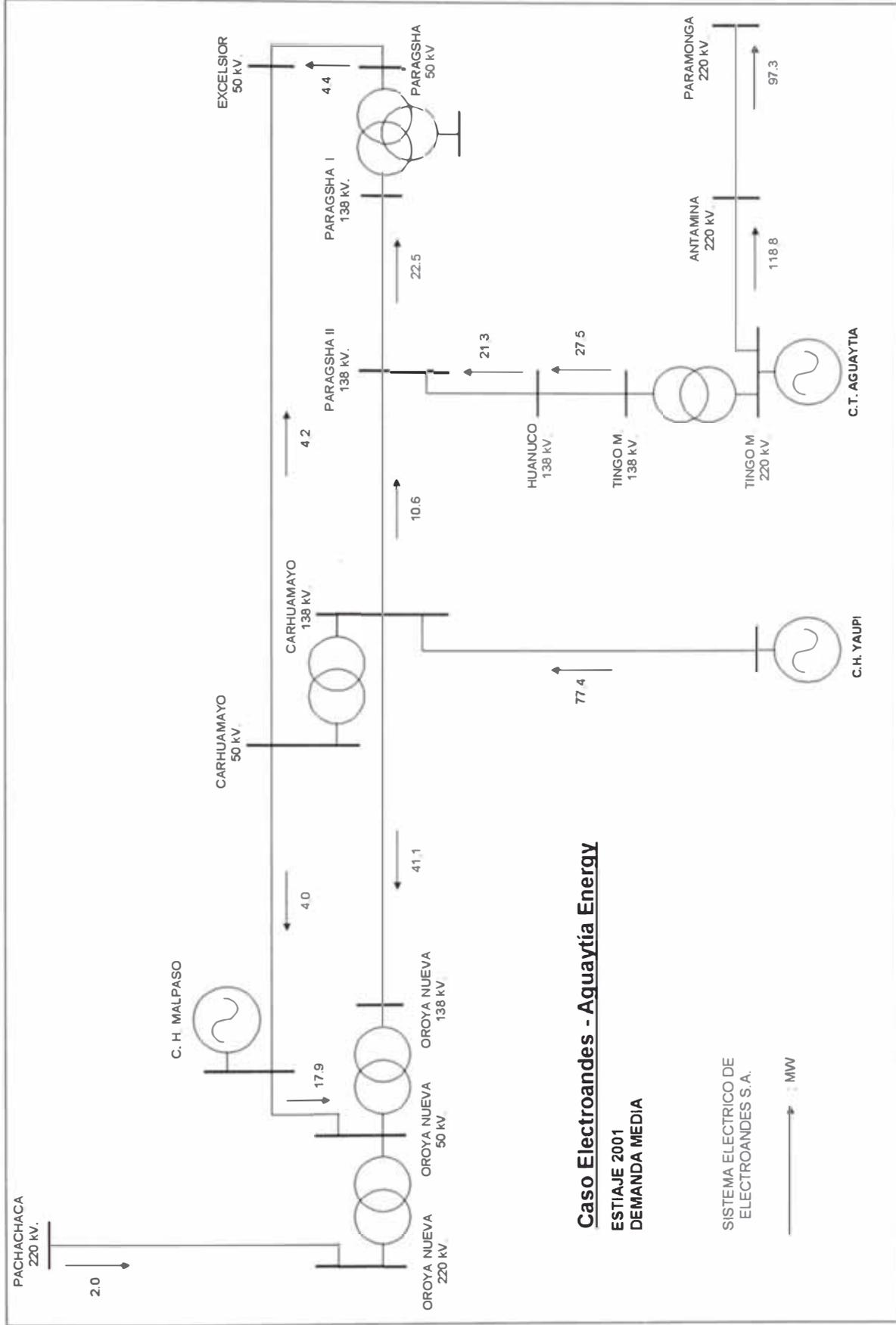
Cuadro 4.25 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy”



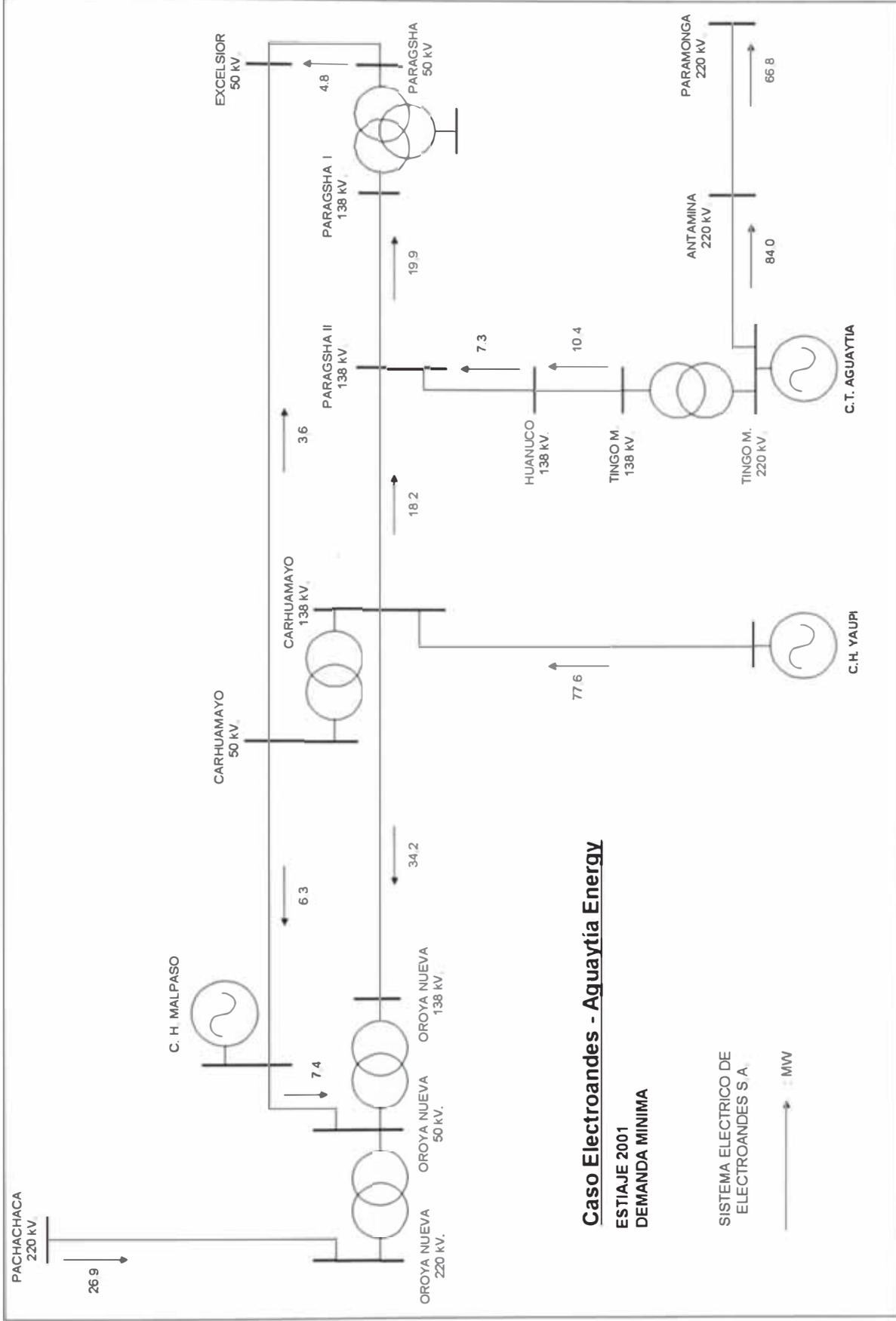
Cuadro 4.26 - "Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy"



Cuadro 4.27 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytia Energy”



**Cuadro 4.28 - “Diagramas Simplificados del Sistema de Transmisión Secundaria de Electroandes y Aguaytía Energy”**



**Cuadro 4.41 - “Cuadro Comparativo de los Flujos de Potencias en las Instalaciones Involucradas”  
CONDICION AVENIDA**

Año	Condición	Línea					
		Pachachaca Oroya Nueva 220 kV.	Carhuamayo Oroya Nueva 138 kV	Carhuamayo Paragsha II 138 kV.	Huanuco Tingo Maria 138 kV.	Tingo Maria Paramonga (Antamina) 220 kV.	Paramonga 220 kV.
<b>1999</b>	Máxima	25 MW – Pachachaca	55 MW – Oroya Nueva	7.5 MW – Paragsha II	34.6 MW – Huanuco	104.8 MW–Paramonga	
	Media	32 MW – Pachachaca	62 MW – Oroya Nueva	1.6 MW – Paragsha II	35.2 MW – Huanuco	98.4 MW–Paramonga	
	Mínima	25 MW – Pachachaca	55 MW – Oroya Nueva	7.5 MW – Paragsha II	34.6 MW – Huanuco	104.8 MW–Paramonga	
<b>2000</b>	Máxima	24 MW – Pachachaca	61 MW – Oroya Nueva	1.4 MW – Carhuamayo	44.1 MW – Huanuco	102.2 MW– Antamina	
	Media	3.0 MW – Pachachaca	38 MW – Oroya Nueva	27.4 MW – Paragsha II	8.4 MW – Huanuco	17.4 MW– Antamina	
	Mínima	8.3 MW –Oroya Nueva	33 MW – Oroya Nueva	35.7 MW – Paragsha II	10.1 MW–Tingo Maria	8.0 MW– Antamina	
<b>2001</b>	Máxima	10.0 MW – Pachachaca	52 MW – Oroya Nueva	9.0 MW – Paragsha II	31.4 MW – Huanuco	115.8 MW– Antamina	
	Media	43.7 MW – Pachachaca	71 MW – Oroya Nueva	4.7 MW – Carhuamayo	27.1 MW – Huanuco	122.8 MW– Antamina	
	Mínima	4.7 MW – Pachachaca	40 MW – Oroya Nueva	30.1 MW – Paragsha II	2.8 MW–Tingo Maria	50.4 MW– Antamina	
<b>2002</b>	Máxima	14 MW – Oroya Nueva	37 MW – Oroya Nueva	25.8 MW – Paragsha II	17.2 MW – Huanuco	126.1 MW– Antamina	
	Media	2.8 MW – Pachachaca	42 MW – Oroya Nueva	26.1 MW – Paragsha II	12.8 MW – Huanuco	126.1 MW– Antamina	
	Mínima	18 MW – Oroya Nueva	24 MW – Oroya Nueva	47.6 MW – Paragsha II	21.8 MW–Tingo Maria	40.6 MW– Antamina	
<b>2003</b>	Máxima	97.7 MW – Pachachaca	27 MW – Oroya Nueva	2.4 MW – Paragsha II	16.9 MW – Huanuco	126.5 MW– Antamina	
	Media	129 MW – Pachachaca	27 MW – Oroya Nueva	1.3 MW – Paragsha II	17.6 MW – Huanuco	125.9 MW– Antamina	
	Mínima	107 MW – Pachachaca	22 MW – Oroya Nueva	14.1 MW – Paragsha II	27.7 MW–Tingo Maria	68.7 MW– Antamina	

**Nomenclatura:** 25 MW–Oroya Nueva = 25 MW fluye hacia la barra Oroya Nueva.

**Cuadro 4.41 - “Cuadro Comparativo de los Flujos de Potencias en las Instalaciones Involucradas”  
CONDICION ESTIAJE**

Año	Condición	Línea					
		Pachachaca Oroya Nueva 220 kV.	Carhuamayo Oroya Nueva 138 kV	Carhuamayo Paragsha II 138 kV.	Huanuco Tingo Maria 138 kV.	Tingo Maria Paramonga 220 kV.	
1999	Máxima	1.1 MW –Oroya Nueva	43 MW – Oroya Nueva	8.3 MW – Paragsha II	34.4 MW – Huanuco	102.1 MW –Paramonga	
	Media	0.1 MW –Oroya Nueva	36 MW – Oroya Nueva	7.2 MW – Paragsha II	28.7 MW – Huanuco	87.0 MW –Paramonga	
	Mínima	42 MW – Oroya Nueva	20 MW – Oroya Nueva	23.4 MW – Paragsha II	5.3 MW – Huanuco	8.0 MW –Paramonga	
2000	Máxima	12 MW – Pachachaca	54 MW – Oroya Nueva	7.1 MW – Paragsha II	35.8 MW – Huanuco	111.4 MW – Antamina	
	Media	8.7 MW – Pachachaca	49 MW – Oroya Nueva	3.3 MW – Paragsha II	35.0 MW – Huanuco	113.2 MW – Antamina	
	Mínima	12 MW – Oroya Nueva	47 MW – Oroya Nueva	4.4 MW – Paragsha II	25.7 MW – Huanuco	90.5 MW – Antamina	
2001	Máxima	8.7 MW –Oroya Nueva	39 MW – Oroya Nueva	15.8 MW – Paragsha II	26.8 MW – Huanuco	117.6 MW – Antamina	
	Media	2.0 MW – Pachachaca	41 MW – Oroya Nueva	10.6 MW – Paragsha II	27.5 MW – Huanuco	118.8 MW – Antamina	
	Mínima	27 MW –Oroya Nueva	34 MW – Oroya Nueva	18.2 MW – Paragsha II	10.4 MW – Huanuco	84.0 MW – Antamina	
2002	Máxima	100 MW – Pachachaca	26 MW – Oroya Nueva	5.9 MW – Paragsha II	5.5 MW – Huanuco	137.3 MW – Antamina	
	Media	96.1 MW – Pachachaca	24 MW – Oroya Nueva	3.6 MW – Paragsha II	9.5 MW – Huanuco	134.3 MW – Antamina	
	Mínima	19 MW –Oroya Nueva	19 MW – Oroya Nueva	18.5 MW – Paragsha II	41.1 MW –Tingo Maria	38.2 MW – Antamina	
2003	Máxima	56.5 MW – Pachachaca	23 MW – Oroya Nueva	10.7 MW – Paragsha II	24.6 MW – Huanuco	118.7 MW – Antamina	
	Media	14.0 MW – Pachachaca	19 MW – Oroya Nueva	7.5 MW – Paragsha II	24.7 MW – Huanuco	119.2 MW – Antamina	
	Mínima	6.2 MW – Pachachaca	22 MW – Oroya Nueva	5.9 MW – Paragsha II	23.6 MW – Huanuco	122.7 MW – Antamina	

**Nomenclatura:** 25 MW –Oroya Nueva = 25 MW fluye hacia la barra Oroya Nueva.

## **CAPITULO V**

### **EXPERIENCIA EN OTROS PAISES LATINOAMERICANOS SOBRE COMPENSACIÓN DE LA TRANSMISIÓN**

Con el fin de observar como se realiza la compensación por el uso de las instalaciones de transmisión, se ha revisado algunas experiencias internacionales de países latinoamericanos.

#### **5.1 Caso Chile**

##### Acceso al Sistema de Transmisión

Existe un acceso abierto, equitativo y no discriminado a todos los usuarios. Las obligaciones del acceso al sistema de transmisión es:

- La conexión de centrales e instalaciones de transmisión de terceros.
- Permitir el paso de la electricidad de las inyecciones de las centrales.

##### Retribución del sistema de transmisión

Las retribuciones se basan en el costo de la inversión, operación y mantenimiento, a un interés del 10% antes de impuestos y un tiempo de vida útil de 30 años. En el marco legal actual existen riesgos del retorno de la inversión de parte de por quien invierte, la implementación de nuevos proyectos afectan el retorno esperado.

## Peajes de Transmisión

Dada la aplicación de precios nodales, por la valorización de inyecciones y retiros en cada tramo de transmisión se origina un ingreso para el propietario del sistema de transmisión denominado *ingreso tarifario*, dado que este ingreso tarifario es insuficiente para recuperar el costo medio anual dado por AVNR + COyM, se establece el concepto del *Peaje*.

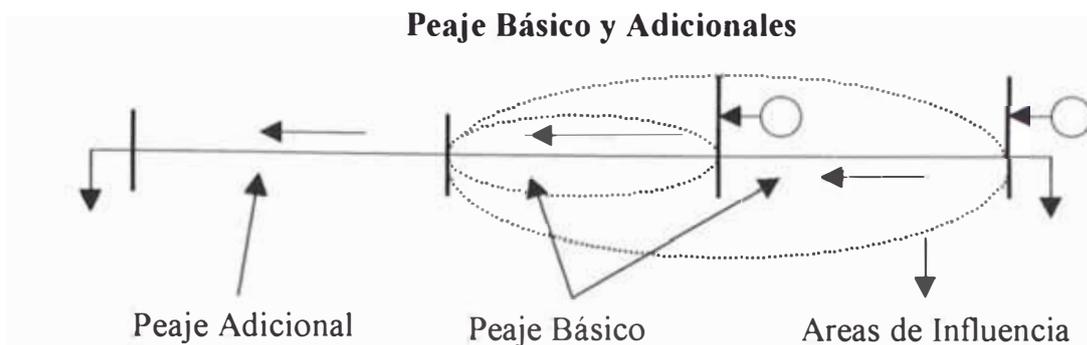
$$\text{PEAJE} = \text{AVNR} + \text{COYM} - \text{IT}$$

En cada tramo el peaje que pagará cada usuario es a prorrata de las potencias máximas transitadas por el tramo, incluyendo las potencias máximas transitadas por el propietario de las instalaciones.

Se establece además, dos tipos de peajes según el uso que se den a las instalaciones involucradas:

- Peaje Básico, que es pagado por los generadores, por cada central, en su condición de productores. Las instalaciones involucradas pertenecen al área de influencia definida como el conjunto de instalaciones directa y necesariamente afectadas por la inyección de energía y potencia de la central.
- Peaje Adicional, el cual es pagado por los generadores, en su condición de suministradores. Las instalaciones involucradas son las requeridas para dar suministro a un cliente, no incluidas en el área de influencia.

En la Figura 5.1 se muestra el Peaje Básico y el Peaje Adicional



**Figura 5.1**

Existe una negociación bilateral entre el propietario y el usuario de las instalaciones de transmisión respecto al pago de la compensación. De no llegarse a un acuerdo, este se resuelve en un Tribunal Arbitral.

#### Expansión del Sistema de Transmisión

La planificación y expansión del sistema de transmisión chileno corresponde a los agentes del mercado, en base a las señales de precios que entrega el sistema tarifario vigente, la planificación es indicada por el regulador, la comisión Nacional de Energía.

#### Entrada al Negocio de Transmisión

Una nueva empresa de transmisión puede entrar al negocio, se requiere concesión sólo si se utiliza bienes de uso público o se desea imponer servidumbres de paso. La concesión es otorgada por el Ministerio de Economía.

Para líneas establecidas mediante concesión existe la obligación de dar acceso a terceros, si existe capacidad.

### Propiedad del sistema de Transmisión

La propiedad del sistema de transmisión es compartida, siendo el principal actor Transelec S.A., no existe restricción para invertir en transmisión y no es incompatible la propiedad de la transmisión con otros segmentos del sector eléctrico.

## 5.2 Caso Colombia

### Acceso al Sistema de Transmisión

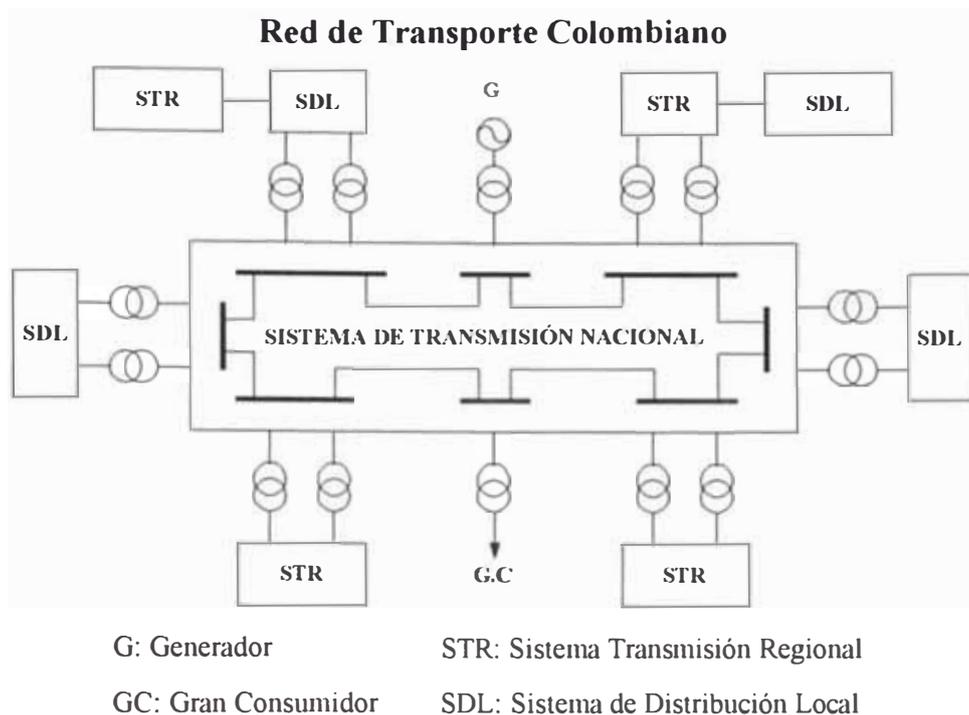
Existe un libre acceso a las redes de transmisión para todo usuario sin discriminación, basados en unos procedimientos de conexión a la red, estos se encuentran contenidos en el Código de redes del Reglamento de Operación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

### Retribución del sistema de transmisión

Las retribuciones se basan en la recuperación del Valor Nuevo de Reemplazo, se determinan cargos por inyección y retiros (cargos por uso) de modo que se ajustan a los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión nacional.

Los cargos de acceso remuneran las instalaciones necesarias para conectar un usuario a la red, las tarifas por uso son calculadas por el CREG y se revisan cada 3 años.

En la figura 5.2 se muestra el sistema eléctrico colombiano



**Figura 5.2**

### Peajes de Transmisión

Los peajes se calculan por los Cargos por Uso y Cargos por Conexión para cada nudo, pagados por generadores y comercializadores, calculados por la CNEG y revisados cada 3 años.

Cargos por Conexión: calculados a partir de los activos que conectan las empresas de distribución al sistema de transmisión nacional valorados a precio de reposición.

- Cargos por Uso de la Red: generadores pagan por inyección (\$/kW) según potencia, zona de conexión y tipo de central, los comercializadores pagan por retiro (\$/kWh), según la zona, época del año y demanda.

Los cargos deben ser tales que un 50% del costo total anual de la red sea pagado por generadores y un 50 % por comercializadores.

### Expansión del Sistema de Transmisión

La planificación de la expansión es propuesta por cualquier agente y aprobada por la unidad de Planeamiento Minero Energético. El Ministerio de Minas y Energía elabora los pliegos de condiciones de los planes de expansión y abre una convocatoria pública para los proyectos de expansión del sistema de Transmisión Nacional.

### Entrada al Negocio de Transmisión

Una nueva empresa puede ingresar al negocio por la vía de adjudicarse una licitación de expansión o por una concesión.

### Propiedad del sistema de Transmisión

Existe una sociedad entre el estado con un 76% de participación y otras empresas privadas, los dueños no deben estar relacionados con otros negocios del sector.

## **5.3 Caso Argentina**

### Acceso al Sistema de Transmisión

Existe un libre acceso a las redes de transmisión a terceros, TRANSENER establece los procedimientos de conexión que son aprobados y autorizados por el ENRE.

### Retribución del sistema de transmisión

La tarifa remunera en dos partes la inversión que se realiza por la conexión:

- Costo de operación y mantenimiento en cada nudo
- Costo marginal de energía asociada a cada nudo.

Esta tarifa no asegura la recuperación del costo total del sistema de transmisión.

CAMESA calcula los cargos en base a los precios fijados en los contratos de concesión para TRANSENER y las empresas de transporte y de la anualidad y canon para las nuevas líneas.

### Peajes de Transmisión

Los tarifa por el servicio de transmisión se descompone en los siguientes cargos:

- Cargos por Conexión: los paga el generador y los grandes usuarios en función de la capacidad instalada o la demanda máxima respectivamente y remunera la inversión que se realiza por conexión.
- Cargo por capacidad fija de transporte: basados en una porción de los costos de operación y mantenimiento en cada nudo.
- Cargo variables por confiabilidad: es el ingreso marginal de potencia basados en factores de adaptación.
- Cargos variables por energía: corresponde al ingreso marginal de energía basado en factores nodales.
- Cargos complementarios: es un cargo estimado, basado en una medida del uso de la red por cada usuario en condiciones de demanda máxima anual de la red y pretende dar el balance económico de los ingresos de la red.

CAMMESA calcula los cargos en base a los precios fijados en los contratos de concesión para TRANSENER y las empresas de transporte y de la anualidad y canon para nuevas líneas.

### Expansión del Sistema de Transmisión

La planificación de la expansión es propuesta por los interesados, discutida en audiencia pública y probada por el regulador ENRE

### Entrada al Negocio de Transmisión

Una nueva empresa de transmisión puede entrar al negocio, requiriendo de la concesión de ENRE.

### Propiedad del sistema de Transmisión

Los dueños de las instalaciones de transmisión son empresas privadas y sociedades anónimas, no pueden ser dueños generadores y/o distribuidores.

De la revisión de las experiencias internacionales se observa que el sistema Chileno es parecido al sistema Peruano, existen riesgos de retorno de las inversiones por la implementación de nuevos proyectos, además existen problemas de interpretación de algunas definiciones como la “Áreas de Influencias”. En el sistema Colombiano la recuperación de las inversiones sólo se realiza por medio del Valor Nuevo de Reemplazo, los pagos son tales que el 50% del costo total anual de la red son pagados por los generadores y lo restantes por los comercializadores. En el sistema Argentino la recuperación de las inversiones sólo se realiza por medio del Costo de Operación y Mantenimiento, esta tarifa no asegura la recuperación de los costos totales, los pagos se realizan por medio de cargos, calculados en base a los precios fijados por los contratos de concesión.

## **CAPITULO VI PROPUESTA PARA LA COMPENSACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN SECUNDARIA**

### **6.1 Modificación a la Ley de Concesiones Eléctricas**

De “La Ley que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas”, publicada el 22 de diciembre de 1999, se cambia el Artículo 62º:

**“Artículo. 62º.-** Las compensaciones por el uso de las redes del sistema secundario de transmisión o del sistema distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas Energía.

En los casos que el uso se efectúe en sentido contrario al flujo preponderante de energía, no se pagará compensación alguna.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del sistema secundario de transmisión y/o del sistema de distribución serán resueltas por el OSINERG quien actuará como dirimente a solicitud de parte, debiendo pronunciarse en un plazo máximo de 30 (Treinta) días, siendo obligatorio su cumplimiento para las partes involucradas. El Reglamento de la Ley establecerá el procedimiento y las instancias respectivas.”

En vista que antes de la modificación de la Ley, era dificultad asignar la compensación adecuada por el uso de las instalaciones secundarias y dada la continua presencia de conflictos entre empresas. El gobierno a modificación la ley asignando a la Comisión de Tarifas de Energía como ente regulador.

Esta modificación afirma la idea que existen vacíos en el aspecto económico sobre las compensaciones económicas de la transmisión.

## 6.2 Principios

La experiencia internacional sugiere algunos principios según los cuales las metas de un sistema de fijación de precios en transmisión sería:

- Incentivar la operación diaria eficiente del mercado eléctrico mayorista.
- Indicar las ventajas de localización para las inversiones en generación y en demanda.
- Señalar las necesidades de inversión en el sistema de transmisión.
- Compensar a los dueños de las instalaciones de transmisión existente.
- Ser simple y transparente; y
- Ser implementable políticamente.

Los tres primeros puntos constituyen los principales objetivos de la tarificación de la transmisión basado en la eficiencia económica, los tres últimos puntos son considerados los mas críticos, dado que implica una serie de restricciones que se necesitan para alcanzar el mejoramiento de la eficiencia.

## 6.3 Marco de Referencia Ideal

De los modelos de compensación internacionales analizados como los de Chile, Argentina, España, Pensylvania-New Jersey-Meryland (PJM) y Ontario, la fijación de precios en la transmisión debería considerar los siguientes puntos:

*Precio Spot por Localidad:* Los precios spot por localidades entregan la señal económica de la operación óptima a corto plazo, teniendo como referencia que el objetivo principal de la fijación de precios de la electricidad es la utilización eficiente de las instalaciones existentes, además los precios spot señalan las ventajas para la localización de las inversiones en generación y demanda.

*Derechos de Capacidad de Transmisión:* Los derechos de capacidad de transmisión permiten obtener los beneficios del acceso a la red de transmisión, sin tener en cuenta la operación o “uso” de las instalaciones físicas involucradas.

*Nuevas inversiones:* Es necesario establecer un nuevo régimen de inversiones el cual determina la necesidad de las nuevas inversiones en el sistemas de transmisión.

*Recuperación de los costos de las inversiones realizadas residuales:* Para asignar de manera justa los costos de las instalaciones de transmisión existentes, que incluyan los gastos generales y otros costos de inversiones realizadas importantes, a los usuarios a través de una régimen de cargos diseñados para tener un impacto sobre las acciones a futuro de los otros grupos.

El marco de referencial ideal esta diseñado para conseguir ciertos puntos de los principios para la propuesta de la compensación del sistema de transmisión.

#### **6.4 Mejoras para la Fijación de Precios en la Transmisión**

##### Definición de un Sistema Común

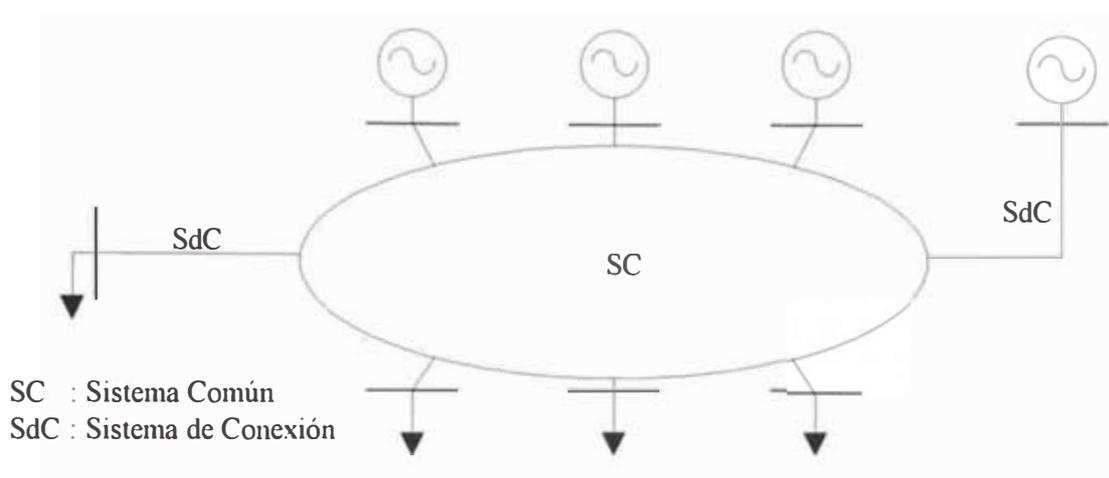
Dada la división del sistema de transmisión en sistema principal y sistema secundario, este está basado en un aspecto de definición técnica y no cuenta con principios económicos que sustenten tal separación; se sugiere que las líneas que comprenden la red de transmisión sean clasificadas como Sistema Común y como Sistema de Conexión.

El Sistema Común incluye aquellas líneas y facilidades que son utilizadas para conectar el sistema de generación y demanda. El generador depende del sistema común para atender a sus clientes directos o a aquellos conectados en el nivel de distribución, y de igual manera, la cada carga depende del sistema común para

acceder a la generación dispersa a lo largo del sistema.

El Sistema de Conexión sirve para que un generador o carga específica se conecte al Sistema Común sin que otros generadores y cargas utilicen estas líneas de conexión.

### Sistema Común y Sistema de Conexión



**Figura 6.1**

¿Cómo deberían recuperarse y asignarse los costos de inversiones anteriores y los costos permanentes de mantenimiento de las instalaciones de la red común?

El objetivo de una tarifa de transmisión es asegurar que los ingresos requeridos por el sistema común sean recuperados.

El ingreso total del sistema común incluye tanto el costo de pagar las instalaciones de transmisión como los costos de mantenimiento, las instalaciones deben pagarse por lo que cuestan y en un plazo determinado, una vez que se ha pagado la inversión y si todavía le queda vida útil, los consumidores no deberían estar obligados a pagar más de los costos de operación y mantenimiento hasta que dicho costos sean mayores al de renovar la instalación o construir una nueva alternativa de transmisión.

Los cargos para recuperar los costos de las inversiones realizadas de la red serían asignadas exclusivamente a los usuarios existentes de la red.

Para asegurar una recuperación de los costos de las inversiones realizadas de transmisión, se deberá recuperar de los usuarios existentes de la red mediante cargos fijos, la responsabilidad de cada usuario sobre los costos no deberá variar con cambios del uso de la red del usuario a lo largo del tiempo, o con la implementación de nuevas instalaciones.

¿Cómo deberían determinarse las necesidades de nuevas inversiones en el sistema común?

Las inversiones realizadas por las empresas de transmisión se ejecutaban bajo una idea expansionista, el de brindar el servicio; estos proyectos no contaban con un análisis económico entre el propietario y los futuros usuarios, para el pago de la inversión, una vez ejecutada, el propietario solicitaba que el nuevo proyecto sea parte del sistema principal, que es pagado por todos los usuarios.

Bajo un régimen de competencia las nuevas inversiones deben determinarse según las necesidades del incremento del mercado eléctrico.

Los efectos de las variaciones de los costos Marginales de Corto Plazo, se reflejan en los precios, las empresas se verán incentivadas a realizar nuevas inversiones para obtener precios más eficientes.

Estas inversiones se realizarán si los costos que pudieran evitarse igualan o exceden los costos de la nueva inversión.

¿Cómo deberían recuperarse los costos de las nuevas inversiones en el sistema común?

La recuperación tradicional de los costos de las nuevas inversiones en transmisión, es la distribución de estos, en los costos de las inversiones realizadas de la red, y recargarlos por medio de los ingresos de los consumidores, sin distinguir las responsabilidades de los costos de las nuevas inversiones.

Las nuevas inversiones en transmisión en el sistema común serían propuestas y pagadas por los beneficiarios directos, estos pueden ser un único usuario o todos los usuarios de la red.

A cambio de la inversión de las nuevas instalaciones, las empresas que financien recibirán un flujo de rentas como contratos financieros, los cuales corresponden a la diferencia de precios entre localidades de la red (Derecho Financieros de Transmisión), estos son para asegurar que la aparición de cambios en el Costo Marginal a Corto Plazo, creados por otros usuarios no afecte el beneficio de sus inversiones.

¿Cómo deberían asignarse los costos de las nuevas instalaciones de conexión?

Los Sistemas de Conexión generalmente se definen como aquellas líneas y su facilidades asociadas que integran una conexión radial al Sistema Común, con flujos usualmente solo en una dirección. Para las conexiones de carga, los flujos serán predominantes desde el Sistema Común hacia la carga. Para conexiones de generadores, los flujos serán predominantes desde el generador hacia el Sistema Común.

Como existe una clara responsabilidad de los Sistemas de Conexión, las nuevas instalaciones serán pagadas exclusivamente por los usuarios específicos (tanto generadores como cargas) que las usen para conectarse al sistema Común.

Los nuevos usuarios que desearían tener las facilidades del sistema de conexión, tendrán que negociar con los usuarios actuales para el uso de dichas instalaciones, a cambio de un acuerdo del pago de los costos

### **6.5 Aplicación de las Nuevas Reglas**

La aplicación de estos nuevos conceptos para el conflicto por la compensación de la transmisión (Caso Electroandes – Aguaytía Energy), implicaría que el sistema de transmisión en discusión pasaría al modelo de “Sistema Común” o “Sistema de Conexión”, del Cuadro 4.2, se puede observar que las instalaciones que pertenecerían al “Sistema de Conexión” serían las líneas de Yaupi – Carhuamayo (138 kV.), Pachachaca – Oroya Nueva (50 kV.) y Paragsha – Milpo – Goyllan (50 kV.), dado que cumple con los principios indicados, las demás instalaciones serían parte del “Sistema Común”, la remuneración por el sistema de conexión sería exclusivamente por los usuarios directos, mientras que para el sistema común tendría que ser pagada por los usuarios existentes, definidas a la fecha en que este nuevo régimen comience, la asignación de los costos sería determinada sobre la medida de un uso histórico y se mantendría fija, el sistema común existente evolucionará desapareciendo con las nuevas mejoras y ampliaciones en el sistema.

Mientras que las futuras inversiones, serían propuestas y pagadas por aquellos que se benefician de aquellas inversiones, la asignación de los costos de las inversiones realizadas tendría que ser detallada en los procedimientos, sin embargo la asignación

tiene que ser realizada de tal manera que no se presente incertidumbre en la toma de decisiones futuras; tendría que analizarse las posibilidades de realizar nuevos proyectos de transmisión, si el costo de operación y mantenimiento de sus instalaciones existentes no son rentables, las nuevas inversiones se efectuarían para lograr obtener precios más eficientes, las empresas recibirán Derecho Financieros de Transmisión (DFT), estos son para asegurar que la aparición de cambios en el Costo Marginal a Corto Plazo, creados por otros usuarios no afecte el beneficio de sus inversiones, las nuevas instalaciones deben pagarse por lo que vale y en un plazo determinado.

## CONCLUSIONES

### Conclusiones

La reestructuración del Sector Eléctrico Peruano dada por la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento en Noviembre de 1992, dio el Marco Legal necesario para la realización de todas las actividades relacionadas a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad. Esta estructura no introdujo un conjunto de reglas con un sólido sustento económico para la regulación de la transmisión; además, las empresas transmisoras con la idea de ofrecer el servicio eléctrico al país, no analizaban las nuevas inversiones bajo un aspecto económico entre el propietario y los futuros usuarios sobre el pago de la inversión realizada.

La presencia en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento de conceptos tales como el “valor nuevo de replazo”, el “sistema principal de transmisión”, el “sistema secundario de transmisión”, el “sistema económicamente adaptado”, origina diferentes interpretaciones, dado la falta de claridad de tales definiciones; esto ha llevado a discrepancias entre empresas, el caso Electroandes – Aguaytía Energy analizada es una muestra del problema ocasionado por la inclusión de aspecto técnicos en definiciones económicas, además al no contar el marco legal con un manejo adecuado de los problemas ocasionados por las restricciones de la capacidad de transmisión y sin reglas claramente definidas sobre los derechos de

transmisión, es prácticamente imposible llegar a algún acuerdo para asumir el pago de dichas inversiones.

De las experiencias internacionales sobre la compensación en la transmisión se observa que no han conseguido un tratamiento adecuado sobre el uso del sistema de transmisión, pero dan las bases para el desarrollo de una propuesta orientada a nuestra realidad, dentro de los países latinoamericanos analizados, en el caso de Chile, este sufre de un marco legal falto de objetividad de algunas definiciones y se perciben cambios en su reglamento, al igual que el caso de Colombia.

La propuesta de modificaciones parciales en el marco legal no son suficientes para resolver los actuales problemas, esto puede ocasionar una mayor complicación que el problema que se quería solucionar, pero estas alternativas de modificaciones deben tener en cuenta los precios spot por localidades, problema de evasión de pago por compensación, planificación y recuperación de los costos de inversiones realizadas, dado que estos aspectos son las bases más aceptadas utilizadas en otras experiencias sobre la compensación de la transmisión.

La aplicación de estos principios para el diseño de las tarifas de transmisión, establecerá una segura recuperación de los costos de las inversiones realizadas de transmisión, así como las nuevas inversiones se realizarán según las necesidades del incremento del mercado y la asignación de las remuneraciones de las nuevas inversiones en el sistema común como en el sistema de conexión sería asumidas por los beneficiarios directos (tanto carga como generadores).

## Recomendaciones

Debido a que no existe un procedimiento para la compensación por el uso de los sistema de transmisión, se tiene que seguir revisando y analizando experiencias internacionales, como los sistema de España, Pensylvania-New Jersey-Meryland (PJM), Ontario, para ver como evolucionan frente a problemas reales y rescatar sus principios para tratar de adecuarlas a nuestra realidad.

Se debe desarrollar procedimientos detallados para el cálculo de las compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión, sin dejar de ser simple, esto es debido a la posibilidad de encontrar vacíos en algunas definiciones y dejar de ser el marco legal transparente y objetiva

Es necesario contar en la actualidad con una base Técnica, Económica y Legal para el desenvolvimiento de un ingeniero electricista, la Universidad debe incluir estas bases dentro del perfil profesional, esto debido a que las actuales empresas eléctricas se encuentran compitiendo dentro de un negocio, existiendo un marco legal que las regula.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] Comisión Nacional de Energía, “El Sector Energía en Chile”, 1989.
- [2] William W. Hogan, “Contract Networks for Electric Power Transmission: Technical Reference”, 1992.
- [3] Gerencia de Finanzas, Sub – Gerencia de Estudios, Económicos y Tarifarios, “Política Tarifaria”, ELECTROPERU S.A., 1992.
- [4] Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844, 19 de noviembre de 1992.
- [5] Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Supremo N° 009-93-EM, 25 de febrero de 1993.
- [6] Roberto Bitu – Paulo Born, “Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos conceptuales y Metodológicos”, Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 1993.
- [7] Juan R. Hinostroza L., “Adiestramiento en Procedimientos Comerciales”, 1993.
- [8] Juan R. Hinostroza L., “Evaluación de las Transferencias de Energía y Potencia entre Integrantes del COES”, 1993.
- [9] Ing. Luis Haro Zavaleta, “Compensación de los Sistemas de Transmisión”, 1993.
- [10] Sally Hunt and Graham Shuttleworth, “Competition and Choice in Electricity”, Jhon Wiley & Sons, 1996.

- [11] Pedro Alfonso Lerner, “On the Value of Transmission Systems under Open Access: Incentives for Investment”, 1997.
- [12] Thomas – Oliver Nasser, “Congestion Pricing and Network Expansion”, 1997.
- [13] Putnam, Hayes & Bartlett, Inc, “Ontario Electricity Market Transmission / Distribution Pricing and Access: Theoretical Framework”, 1998.
- [14] Putnam, Hayes & Bartlett, Inc, “Managing / Pricing Transmission Congestion”, 1998.
- [15] Regulación y Economía del Transporte de Energía Eléctrica, CREG - LURE, Universidad Católica de Chile, Santiago, Chile, Noviembre 1999.