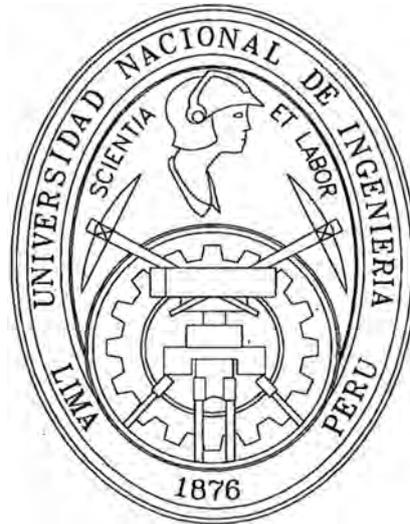


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**“ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO PARA EL
INGRESO DE UNA NUEVA SUBESTACION
220/60 KV EN LA ZONA NORTE DE LA CIUDAD
DE LIMA”**

INFORME DE INGENIERIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

EVANS VICTOR CERVANTES SANCHEZ

PROMOCION 1994 - I

LIMA - PERU

1998

**A mis padres y hermanos
en agradecimiento a su
constante apoyo y confianza**

**ANALISIS TECNICO Y ECONOMICO PARA EL
INGRESO DE UNA NUEVA SUBESTACION
220/60 KV EN LA ZONA NORTE DE LA CIUDAD
DE LIMA**

SUMARIO

El presente trabajo consiste en analizar las alternativas para solucionar la situación de sobrecarga que presentarían los transformadores de las Subestación Chavarría 220/60 KV para el año 2003, para ello, se considera el ingreso de una nueva subestación 220/60 KV o la ampliación la Subestación Chavarría. El objetivo del presente trabajo es garantizar la atención de la demanda de la zona norte de la ciudad de Lima. Para lograr esto se considera que la alternativa más favorable desde el punto de vista técnico y económico es el ingreso de la Subestación Ventanilla Nueva 220/60 KV que pertenezca al sistema principal de transmisión.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES	4
1.1 Definiciones generales en la evaluación de proyectos de inversión en EDELNOR S.A	4
1.1.1 Proyecto	4
1.1.2 Evaluación de un proyecto	4
1.1.3 Cálculo de la bondad de un proyecto	5
1.1.4 Método de evaluación de proyectos en EDELNOR S.A.	6
1.1.5 Prototipo de informe de evaluación de proyectos	8
1.2 Cambios producidos en el desarrollo de las redes de alta tensión en Edelnor	9
1.2.1 Plan de obras en alta tensión 1994-2003 previsto por Electrolima en la zona de concesión de Edelnor	9
1.2.2 Desarrollo de las redes en alta tensión en la zona de concesión de Edelnor a partir del año 1995	11
1.2.3 Resultados del plan decenal de inversiones 1996-2005	13
1.2.4 Plan decenal de inversiones propuesto 1998-2007	15

1.3	Consideraciones para el presente estudio	18
CAPITULO II		
PROYECCIÓN DE DEMANDA EN LA ZONA DE ESTUDIO		20
2.1	Antecedentes y metodología	20
2.1.1	Antecedentes	20
2.1.2	Metodología a emplear	21
2.2	Proyección de demanda para Lima Metropolitana y el Callao	21
2.2.1	Variables explicativas	21
2.2.2	Especificación del modelo econométrico	22
2.2.3	Verificación del modelo	24
2.2.4	Estimación de la demanda de energía	24
2.2.5	Estimación de las compras de energía	26
2.2.6	Ajuste por factor de pérdidas	26
2.2.7	Proyección del factor de carga	27
2.2.8	Estimación de la demanda máxima	29
2.2.9	Proyección de la máxima demanda por subestación de transformación 60/10 KV	29
2.3	Proyección de demanda para la zona del Norte Chico	33
2.3.1	Variables explicativas	33
2.3.2	Especificación del modelo econométrico	34
2.3.3	Verificación del modelo	35
2.3.4	Estimación de la demanda de energía	35

2.3.5	Ajuste por factor de pérdidas y estimación de compras	35
2.3.6	Proyección del factor de carga	38
2.3.7	Estimación de la demanda máxima	38
2.3.8	Proyección por subestación de transformación 66/10 y 60/10 KV	38
2.4	Estimación de la máxima demanda del Sistema Interconectado Centro Norte	40

CAPITULO III

ANÁLISIS DE LA SUBESTACIÓN 220/60 KV CHAVARRÍA Y LAS

REDES DE SUBTRANSMISIÓN EN 60 KV 42

3.1	Análisis de la Subestación 220/60 KV Chavarría	42
3.1.1	Lado de 220 KV	43
3.1.2	Lado de 60 KV	44
3.2	Análisis de las redes de subtransmisión en 60 KV	45
3.2.1	Subestaciones 60/10 KV	45
3.2.2	Líneas en 60 KV	46
3.2.3	Clientes en 60 KV	47

CAPITULO IV

DEFINICION Y ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS 48

4.1	Definición de las alternativas	48
4.1.1	Alternativa 1: Cuarto transformador 220/60 KV en la Subestación Chavarría 220/60 KV para el año 2003	49
4.1.2	Alternativa 2: Subestación de transformación 220/60 KV Ventanilla	

	Nueva para el año 2003	49
4.1.3	Alternativa 3: Subestación de transformación 220/60 KV Zapallal	
	Nueva para el año 2003	50
4.2	Flujos de Potencia para cada alternativa	50
4.2.1	Contingencias n-1 para líneas en alta tensión	51
4.2.2	Evaluación de pérdidas	52
4.3	Niveles de potencia de Cortocircuito Trifásico	57
CAPITULO V		
EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS		
		64
5.1	Parámetros de evaluación	64
5.2	Costos de cada alternativa	65
5.3	Inversión de cada alternativa	66
5.4	Evaluación económica de cada alternativa	69
5.5	Análisis de sensibilidad	69
CONCLUSIONES		
		75
ANEXO A		
ESQUEMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION CHAVARRÍA		
220/60 KV		
		78
ANEXO B		
ESQUEMA DE UBICACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS		
ANALÍZADAS		
		80
ANEXO C		

	IX
ESQUEMAS DE FLUJO DE POTENCIA	82
ANEXO D	
POTENCIA DE CORTOCIRCUITO DE DISEÑO DE LOS INTERRUPTORES	104
ANEXO E	
DETALLE DE LAS INVERSIONES	107
BIBLIOGRAFIA	115

PROLOGO

ANTECEDENTES

La Subestación de Transmisión Chavarría 220/60 KV recibe alrededor del 50% de la demanda de energía y potencia que compra Edelnor a los generadores para atender la demanda de sus usuarios, para lo cual, mediante líneas en 60 KV alimenta a doce Subestaciones 60/10 KV y tres clientes en 60 KV.

El radio de acción que atiende la Subestación comprende los distritos del Cono Norte de la ciudad de Lima (San Martín de Porres, Los Olivos, Independencia, Comas Carabayllo, Puente Piedra y Ancón), parte la Provincia Constitucional del Callao (Callao y Ventanilla), el Cercado de Lima en su Zona Industrial (Av. Argentina), y las ciudades de Huaral y Chancay.

La Subestación Chavarría 220/60 KV cuenta con tres bancos transformativos de 120 MVA de capacidad cada uno y presentan actualmente un factor de utilización de 90%. De la Proyección de la Demanda y simulación de Flujos de Carga, se prevé que los transformadores alcancen su capacidad máxima para el año 2003, considerando inclusive la compensación reactiva del SVC de la Subestación Chavarría en 60 KV y la compensación reactiva en 10 KV que se viene instalando e instalarán para los siguientes años en barras en las Subestaciones 60/10 KV y en las redes primarias.

Para superar la sobrecarga que presentarán los transformadores de la Subestación Chavarría 220/60 KV para el año 2003 se plantean tres alternativas:

- Ingreso de cuarto banco transformativo de 120 MVA en la Subestación Chavarría, además, la ampliación de las barras en 60 KV.
- Ingreso de Subestación Ventanilla Nueva 220/60 KV, cerca de la Central Térmica de Ventanilla, inicialmente con un banco con capacidad transformativa de 120 MVA.
- Ingreso de la Subestación Zapallal Nueva 220/60 KV, entre la Subestación Zapallal 220 KV de ETECEN y la Subestación Puente Piedra 60/10 KV, inicialmente con un banco con capacidad transformativa de 120 MVA.

Para las alternativas que consideran el ingreso de una nueva Subestación 220/60 KV se plantearon dos casos:

- Como Sistema Principal
- Como Sistema Secundario

Del análisis técnico y económico, la alternativa más favorable sería el ingreso de la Subestación Ventanilla Nueva 220/60 KV como Sistema Principal, al representar el mínimo costo al ser evaluado como proyecto por demanda.

OBJETIVO Y ALCANCES

El objetivo del presente trabajo es superar la situación de sobrecarga que presentaría para el año 2003 los bancos transformativos de la Subestación Chavarría 220/60 KV mediante la ampliación de la capacidad de transformación en la Subestación o el ingreso de una nueva Subestación 220/60 KV, con lo cual se

pretende garantizar el abastecimiento de la demanda con adecuados niveles de confiabilidad y operatividad.

El presente estudio abarca la Subestación Chavarría 220/60 KV y todas las redes en alta tensión que atiende (subestaciones 60/10 KV y líneas en 60 KV)

CAPITULO I DEFINICIONES Y CONSIDERACIONES

1.1. Definiciones generales en la evaluación de proyectos de inversión en EDELNOR S.A.

1.1.1 Proyecto.

Un proyecto es la causa que origina un flujo de costos y beneficios que se producen en distintos períodos de tiempo. El desafío es identificar y valorar el flujo de beneficios y costos que son atribuibles a un proyecto.

1.1.2 Evaluación de un proyecto.

La evaluación económica de un proyecto consiste en emitir un juicio sobre la bondad o conveniencia de una proposición; para ello es necesario definir previamente el o los objetivos perseguidos. El proceso de evaluar implica identificar, medir y valorar los costos y beneficios pertinentes de distintas y múltiples alternativas de proyectos para lograr los objetivos propuestos, a los efectos de establecer cuál de ellos es más conveniente ejecutar.

Para identificar los costos y beneficios pertinentes de un proyecto, debe primeramente definirse la situación “Sin Proyecto”, que corresponde a lo que sucedería durante el horizonte de evaluación en el caso de que no se ejecute el proyecto.

La tarea para el evaluador será estimar, para un horizonte de evaluación, los flujos de costos y beneficios de cada alternativa “Con Proyecto” y restar de éstos los flujos estimados para la situación “Sin Proyecto”. Al hacerlo, sin embargo, debe optimizar la situación “Sin Proyecto”; es decir la situación “Sin Proyecto” no corresponde a la situación actual, sino a la situación actual optimizada durante el horizonte de evaluación. El proceso de optimización involucra inversiones menores o adecuaciones administrativas que son convenientes de introducir para eliminar obvias ineficiencias de la situación actual.

1.1.3 Cálculo de la bondad de un proyecto

Una vez estimados los flujos pertinentes de beneficios y costos que un proyecto tiene con respecto a la situación “Sin Proyecto” para un horizonte dado de evaluación, se proceden a calcular los indicadores relevantes que se utilizarán en EDELNOR S.A., éstos son Valor Actual Neto (VAN) y la tasa Interna de Retorno (TIR) para los proyectos “Por Mejora” y el Valor Actual de Costos (VAC) para los proyectos por “Por Demanda”.

El VAN y el VAC se calculan para una tasa de descuento dada y corresponden al valor que tiene el proyecto hoy. La tasa de descuento corresponde al valor tiempo que el dinero tiene para el proyecto. Básicamente la tasa de descuento refleja el valor relativo que tiene el recibir el dinero hoy versus recibirlo en el futuro.

Así, la tasa de descuento para un proyecto en particular es “r” y en “n” años más se recibirá un flujo “Fn”, el valor de ese flujo hoy será $F_n/(1+r)^n$.

El cálculo anterior es lo que se denomina actualización y de esta forma, el VAN y el VAC a una tasa de descuento “r” de un proyecto que produce flujos netos “Fi” durante “n” años es la suma de los flujos actualizados, es decir:

$$\text{VALOR ACTUAL} = \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i}$$

Para el VAN: $F_i = \text{Ingresos} - \text{Costos por año } i$

Para el VAC: $F_i = \text{Costos originados por cada alternativa en el año } i$

Por otra parte, la tasa interna de retorno (TIR) de un proyecto corresponde a la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero.

$$\text{TIR} \Rightarrow \sum_{i=1}^n \frac{F_i}{(1+r)^i} = 0$$

1.1.4 Método de evaluación de proyectos en EDELNOR S.A.

En EDELNOR S.A. existen básicamente dos tipos de proyectos. El primer tipo, que llamaremos “Proyectos por Demanda”, corresponde a todos aquellos proyectos que se deben realizar para abastecer la demanda de energía en la zona de concesión y el segundo tipo, que denominaremos “Proyectos de Mejoras”, corresponde a todos los proyectos de inversión que no estén directamente relacionados con abastecimiento de la demanda, sino más bien con el mejoramiento de las operaciones de la compañía, dentro de éstos, una especial mención requieren los proyectos de control de pérdidas.

- **Proyectos por Demanda**

Los Proyectos por Demanda se generan a través de las obligaciones que EDELNOR S.A. tiene que abastecer la demanda por energía eléctrica en su zona

de concesión y por lo tanto, son proyectos que hay que hacerlos independientemente de su rentabilidad. La evaluación de proyectos en este caso, tiene por objeto identificar el momento óptimo de ejecutar el proyecto e identificar la mejor alternativa que desde el punto de vista técnico y económico resuelve el problema.

Generalmente, los proyectos por demanda se originan a través de situaciones de sobrecarga que se detectan en la red como producto del crecimiento del consumo de energía eléctrica. Por ello, primeramente y dentro de lo posible, se debe contar con una proyección de demanda sectorizada geográficamente que superpuesta a la red física existente, de cuenta de las situaciones de sobrecarga que se deben resolver.

Para resolver dichas situaciones se deben generar alternativas de proyectos de inversión para el horizonte bajo análisis, alternativas que van desde cambio de un transformador, refuerzo de alguna línea, hasta instalaciones completamente nuevas. Se entiende que una situación de sobrecarga está solucionada en un año particular si bajo el criterio de contingencia n-1, no se produce sobrecarga en ningún punto del sistema, es decir, cuando no hay sobrecarga ante la presencia de una sola falla en el sistema a la hora en que ocurre la Demanda Máxima.

Una vez identificada la alternativa de solución de las situaciones de sobrecarga se procede a evaluarlas económicamente y a compararlas para determinar la mejor alternativa (la que posea el menor VAC). En este caso la tasa de descuento a utilizar en la evaluación de proyectos de inversión es del 14% real anual sobre los activos.

Proyectos de mejoras

Los proyectos de mejoras se generan a través de la identificación de necesidades en la empresa que una vez satisfechas producen mayores ingresos y/o menores costos.

La evaluación económica de estos proyectos pasa necesariamente por la clara definición de la situación Sin Proyectos”.

La tasa de descuento a utilizar en la evaluación de éstos proyectos es de 14 % real anual sobre activos.

1.1.5 Prototipo de informe de evaluación de proyectos.

Cada informe corresponde a la evaluación de un proyecto que soluciona un problema o resuelve una necesidad. Por ello, el informe se centra en el problema a resolver y por lo tanto contiene todas las alternativas de los proyectos analizados que resuelven dicho problema.

La estructura del informe obedece al siguiente esquema general:

- Título
- Descripción del Problema a Resolver (objetivo del proyecto)
- Situación Sin Proyecto
- Descripción de Alternativas
- Parámetros de Evaluación
- Beneficios de cada Alternativa
- Costos de cada Alternativa
- Montos de Inversión de cada Alternativa
- Evaluación Económica de Alternativas

- Análisis de Sensibilidad
- Conclusiones y Recomendaciones.

En los Capítulos IV y V se desarrolla la evaluación de proyecto del presente estudio, el cual es evaluado por “**DEMANDA**”.

1.2 Cambios producidos en el desarrollo de las redes en alta tensión en Edelnor

1.2.1 Plan de obras en alta tensión 1994-2003 previsto por Electrolima en la zona de concesión de Edelnor

Para los años anteriores a 1992 el desarrollo de las redes en alta tensión en la zona de concesión de Edelnor estaba ligado al planeamiento de las redes de alta tensión de toda la Ciudad de Lima y Callao que era el área de concesión de Electrolima S.A.

Es así, que en el ámbito de las redes de transmisión, existían estudios para anillar en 220 KV todas las subestaciones transmisión de Electrolima, mediante el ingreso de una nueva subestación de transmisión 220/60 KV cerca de la S.E. Pershing 60/10 KV, la cual serviría de enlace para tender las líneas en 220 KV Barsi – Pershing y Pershing – Balnearios, la cual formaría el gran anillo de toda la ciudad de Lima: Santa Rosa – Chavarría – Barsi – Pershing – Balnearios – San Juan – Santa Rosa.

En el año 1993, como consecuencia del proceso de segmentación de Electrolima, al dividir la ciudad de Lima en dos zonas de concesión, para la formación de las empresas de distribución Lima Norte y Lima Sur, el desarrollo de las redes en alta tensión se empieza a realizar por separado, en el Cuadro N° 1.2.1 se

muestra las obras previstas para la empresa de Distribución Lima Norte para el periodo 1994-2003.

CUADRO N° 1.2.1

AÑO	AMPLIACIÓN Y REFUERZOS
1994	<ul style="list-style-type: none"> - Instalación de un transformador 60/10 KV de 6 MVA en S.E. Zapallal. - Alimentación en 60 KV de la S.E. Ventanilla e instalación de un transformador de 25 MVA. - Adición de un transformador de 25 MVA en S.E. Canto Grande.
1995	<ul style="list-style-type: none"> - Alimentación independiente a la S.E. Infantas 60/10 KV (Nueva línea Chavarría – Infantas, 6.7 KM.) - Ingreso de la S.E. Canto Grande B, alimentado con una línea de 10.4 KM desde S.E. Santa Rosa - Adición de transformador 25 MVA en S.E. Tomás Valle
1996	<ul style="list-style-type: none"> - Ingreso de S.E. “D” con transformador de 25 MVA, alimentado desde S.E. Galvez con cable de 2.5 KM y refuerzo de los cables Santa Rosa – Galvez , 4.5 KM. - S.E. Pando, adición de transformador de 25 MVA - S.E. Chavarría, adición de transformador de 25 MVA
1997	<ul style="list-style-type: none"> - Cambio de transformador de 17.2 x 25 MVA en S.E. Caudivilla.
1999	<ul style="list-style-type: none"> - Ingreso de S.E. “F” con transformador de 25 MVA, alimentado mediante una terna desde Santa Rosa en 60 KV.
2001	<ul style="list-style-type: none"> - Cambio de un transformador de 85 x 120 MVA en S.E. Chavarría 220/60 KV.
2003	<ul style="list-style-type: none"> - Adición de transformador 25 MVA en S.E. Maranga 60/10 KV. - Nueva S.E. 60/10 KV por llegar la S.E. Infantas al 100% de su capacidad.

1.2.2 Desarrollo de las redes en alta tensión en la zona de concesión de Edelnor a partir del año 1995

A partir del año 1995 se realiza el primer plan decenal de inversiones para las redes exclusivas de Edelnor, habiendo tres centros de transformación 220/60 KV para atender la demanda de Edelnor: Chavarría, Barsi y Santa Rosa; se creyó conveniente dividir el sistema de redes en alta tensión de Edelnor en dos sistemas:

- Sistema Chavarría – Barsi (este sistema a su vez se divide en los subsistemas Chavarría y Barsi)
- Sistema Santa Rosa

En este último sistema, las instalaciones de transformación 220/60 KV y barras 60 KV en las subestaciones Santa Rosa Nueva y Santa Rosa Antigua vienen siendo compartidas con la empresa de distribución eléctrica Luz del Sur.

- Objetivo

El objetivo del plan decenal de inversiones era identificar las necesidades de refuerzo y/o ampliaciones en las redes de alta y muy alta tensión, entendiéndose ello como las instalaciones necesarias, desde las barras de compra de energía hasta las barras de media tensión.

- Metodología

En el plan decenal de inversiones 1996-2005 en alta tensión se utilizó la siguiente metodología:

Sobrecarga sobre la capacidad nominal de los transformadores

1. Traslados de cargas entre Subestaciones.

El criterio utilizado en un inicio para los traspasos de cargas entre Subestaciones 60/10 KV tomo como base los planes piloto de largo plazo de las redes en media tensión de cada Subestación, que fueron realizados en años anteriores por Electrolima donde se indica el área de influencia de cada Subestación.

Más el criterio anterior se complemento con los traslados entre Subestaciones que se podían realizar para solucionar las sobrecargas o bajos perfiles de tensión que presentaban algunos alimentadores, debido a que a comienzos del año 1995 más del 30% de los alimentadores en 10 KV de Edelnor presentaban sobrecarga.

2. Necesidades de nuevas unidades transformativas.

3. Entrada de nuevas Subestaciones

Para los puntos 2 y 3, se hizo el análisis de demandas de las Subestaciones contiguas como conjunto para solucionar necesidades de proyectos por demanda.

4. Instalación de bancos capacitores en 10 KV

Esta alternativa permite postergar inversiones al reducir los MVAR atendidos por los transformadores 60/10 KV en las Subestaciones o redes primarias donde se instale, además de los beneficios por reducción de pérdidas tanto en energía y potencia, sin embargo, a partir de mayo de 1996 al implantarse el pago por el consumo de energía reactiva inductiva al exceso del 40% de energía activa (actualmente es el 33%) en el periodo de facturación, los mayores beneficios económicos para la empresa vendrían en la reducción de dicho pago. Además la compensación reactiva trajo como beneficio adicional el mejoramiento del perfil de tensiones en 60 KV para superar problemas que se presentaban de bajos niveles de

tensión en barras de entrega 220 KV, lo que se reflejaba en las tensiones en 60 KV y a la vez incidía en el perfil de tensión en barras 10 KV en las subestaciones 60/10 KV más alejadas, tal es el caso de las subestaciones Huaral y Chancay.

Necesidades de nuevas líneas de transmisión y subtransmisión

1. Entrada en servicio de nuevas Subestaciones
2. Modificación de la configuración de las redes.
3. Sobrecargas sobre la capacidad nominal en operación normal.
4. Bajos perfiles de tensiones en operación normal.
5. Mejora de la confiabilidad del sistema.
6. Análisis de contingencias (N-1):
 - Bajos perfiles de tensiones
 - Sobrecargas del 20% o superior de la capacidad nominal.

1.2.3 Resultados del plan decenal de inversiones 1996-2005

Los resultados del plan de inversiones son los siguientes:

CUADRO N° 1.2.3

Año	Problema	Solución
1996	- Sobrecarga de la Cabina Puente Piedra 60/10 KV. - Contingencia n-1 en la alimentación de la S.E. Infantas.	- Ingreso de la S.E. Puente Piedra 60/10 KV con transformador de 25MVA. - Ingreso de nueva línea Chavarría – Infantas, con doble terna.
1997	- Contingencia n-1 en la alimentación de la S.E. Tomás Valle.	- Ingreso de nueva línea Chavarría – Tomás Valle

	- Confiabilidad en la alimentación de la S.E. Caudivilla	- Entrada y salida en 60 KV de línea Chavarría – Zapallal a la S.E. Caudivilla
1999	- Sobrecarga de la S.E. Canto Grande.	- Adelanto del ingreso de la S.E. Jicamarca para 1996.
2000	- Sobrecarga de la S.E. Pando 60/10 KV - Sobrecarga de la S.E. Maranga 60/10 KV - Sobrecarga de la S.E. Oquendo 60/10 KV	- Ampliación de la S.E. Pando, 2do. transformador - Ampliación de la S.E. Maranga, 2do. transformador - Ampliación de la S.E. Oquendo, 2do. transformador de 25 MVA.
2001	- Sobrecarga de la S.E. Chavarría 220/60 KV. - Sobrecarga de las S.E.'s Infantas y Chavarría 60/10 KV - Confiabilidad en el suministro de la S.E. Ventanilla 60/10 KV	- Ampliación de la capacidad transformativa de la S.E. Chavarría 220/60 KV. - Ingreso de la S.E. Naranjal 60/10 KV. - Cambio de sección de 125 a 300 mm ² de la línea La Pampilla-Zapallal, entrada y salida a la S.E. Ventanilla
2003	- Sobrecarga de la S.E. Santa Rosa 220/60 KV. - Sobrecarga de la S.E. Tomás Valle 60/10 KV.	- Ampliación de la capacidad transformativa de la S.E. Santa Rosa - Ampliación de la capacidad transformativa de la S.E. Tomás Valle.
2003	- Sobrecarga de la S.E. Jicamarca 60/10 KV.	- Ampliación de la capacidad transformativa de la S.E. Jicamarca
2004	- Sobrecarga de la S.E. Caudivilla 60/10 KV	- Ampliación de la capacidad transformativa de la S.E. Caudivilla.
2005	- Sobrecarga de la S.E. Chavarría 60/10 KV.	- Ampliación de la capacidad transformativa de la S.E. 60/10 KV.

De la comparación del plan de inversiones 1994 – 2003 y el plan decenal 1996 – 2005, se aprecia dos proyectos relevantes que no se han considerado en este último, las proyectadas subestaciones “D” y “F”

La subestación “D” no se consideró al ser frontera y pasar parte de su área de influencia a la zona de concesión de Luz del Sur, además la Subestación Pando tiene la capacidad suficiente para asumir la demanda futura que sería atendida por la S.E. “D”.

La Subestación “F”, planificada su ubicación futura entre las Subestaciones Tacna, Chavarría y Mirones, no fue considerada en plan decenal 1996 – 2005 al tener su zona de influencia un crecimiento de la demanda bajo.

1.2.4 Plan decenal de inversiones propuesto 1998-2007

Los resultados de este plan de inversiones son los siguientes:

CUADRO N° 1.2.4

Año	Problema	Solución
1998	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga de la línea en 60 KV Chavarría – Infantas. - Sobrecarga de la Cabina Puente Piedra 30/10 KV. - Reducción de pago por energía reactiva facturada. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ingreso de nueva línea Chavarría – Infantas con doble terna. - Ingreso de la S.E. Puente Piedra con transformador de 25 MVA - Compensación reactiva en 54 MVAR en barras 10 KV de S.E.’s 60/10 KV.
1999	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga de la S.E. Infantas 60/10 KV. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ingreso de Nueva S.E. Naranjal 60/10 KV.
2000	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga de la S.E. Barsi 60/10 KV - Confiabilidad para la S.E. 	<ul style="list-style-type: none"> - Ingreso de la S.E. “Y” (Entre las S.E.’s Barsi y Mirones - Entrada y salida en 60 KV de la línea

	<p>Caudivilla 60/10 KV.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Confiabilidad para la S.E. Ventanilla 60/10 KV - Normalización de la S.E. Canto Grande 60/10 KV <p>Sobrecarga de S.E. Oquendo 60/10 KV.</p>	<p>Chavarría – Zapallal a la S.E. Caudivilla.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Entrada y salida en 60 KV de la línea La Pampilla – Zapallal a la S.E. Ventanilla. - Ingreso de las S.E.'s "A" y "B" 60/10 KV, y retiro de la S.E. Canto Grande. - Ampliación de la S.E. Oquendo, 2do. transformador de 25 MVA.
2001	- Sobrecarga de la S.E. Infantas 60/10 KV	- Ingreso de la S.E. "Z" (entre las S.E.'s Infantas y Caudivilla)
2002	- Sobrecarga de la S.E. Naranjal 60/10 KV.	- Ampliación de la S.E. Naranjal, 2do. transformador de 25 MVA.
2003	- Sobrecarga de la S.E. Chavarría 220/60 KV.	- Ingreso de nueva S.E. 220/60 KV
2004	<ul style="list-style-type: none"> - Sobrecarga de S.E. Santa Rosa 220/60 KV. - Sobrecarga de S.E. Chancay 60/10 KV. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aumento de capacidad transformativa en S.E. Santa Rosa 220/60 KV - Cambio de transformador en S.E. Chancay por 25 MVA.
2006	- Sobrecarga de la S.E. Barsi 220/60 KV.	- Aumento de la capacidad transformativa de la S.E. Barsi 220/60 KV.
2007	- Sobrecarga de la S.E. "Z" 60/10 KV.	- Ampliación de la S.E. "Z", 2do. transformador de 25 MVA.

El Plan Decenal de Inversiones 1998 – 2007 en comparación de con el plan de inversiones 1996 – 2005 trae como nuevas propuestas las siguientes:

Ingreso de la Subestaciones “A” y “B” 60/10 KV

Estas subestaciones entrarían en reemplazo de la S.E. Canto Grande por las siguientes consideraciones:

Al no estar considera actualmente la S.E. Canto Grande como una subestación definitiva.

Se proyecta que la zona tendría un apreciable crecimiento de su demanda.

Distancias grandes entre las subestaciones Santa Rosa – Canto Grande y Canto Grande – Jicamarca

Ingreso de la subestación “Y” 60/10 KV

Ante la sobrecarga que presentaría la S.E. Barsi, la gran cantidad de clientes industriales que existe entre las subestaciones Barsi y Mirones, se considera el posible ingreso de una nueva subestación 60/10 KV alimentado con doble terna desde la Subestación Barsi, lo que traería los siguientes beneficios:

Descargar las subestaciones Barsi y Mirones.

Mayor confiabilidad para los clientes industriales atendidos en el nivel de 10 KV

Al descargar la subestación Mirones contribuiría a reducir el factor de utilización de la subestación Chavarría 220/60 KV.

Ingreso de la Subestación “Z” 60/10 KV

Para el año 2001, la subestación Infantas se sobrecargaría nuevamente por lo que se considera el posible ingreso de una nueva subestación 60/10 KV entre las

subestaciones Infantas y Caudivilla, además, se lograría postergar el ingreso de un segundo transformador en la subestación Caudivilla.

1.3 Consideraciones para el presente estudio

El presente estudio es consecuencia del Plan Decenal Inversiones 1998-2007 propuesto en las Redes de Alta Tensión, y que EDELNOR tendría que realizar para atender la demanda en la zona de su concesión en los próximos 10 años, con adecuados niveles de confiabilidad y calidad.

De los resultados del Plan Decenal de Inversiones, para el año 2003, los tres bancos transformadores 220/60 KV con que cuenta la Subestación Chavarría 220/60 KV alcanzarán el 100% de su capacidad transformativa por lo cual se tendría que adicionar un cuarto banco transformativo 220/60 KV de 120 MVA de potencia nominal, o, en caso contrario construir una nueva Subestación 220/60 KV que inicialmente entraría en servicio con un banco transformativo de 120 MVA, para la cual se plantean dos zonas de ubicación para la nueva Subestación, el primero, cerca a la Central Térmica Ventanilla y la segunda por la zona de Zapallal.

Además para el presente estudio, se toma en cuenta lo siguiente:

La entrada de nuevas Subestaciones 60/10 KV o incremento de capacidad transformativa en las Subestaciones 60/10 KV ya existentes para el período 1998-2007 se considera ya definido, debido a que la ampliación o ingreso de una nueva Subestación 60/10 KV se relaciona con la atención de la demanda propia de las Subestaciones 60/10 KV comprometidas, por lo que no se relaciona con las obras que se realizarían en las alternativas planteadas para superar la sobrecarga que presentaría los bancos 220/60 KV en la Subestación Chavarría.

La cantidad de compensación reactiva prevista para el periodo 1997 - 1999 se considera ya definido. El objetivo principal de la compensación reactiva que Edelnor viene instalando a nivel de 10 KV en barras de las Subestaciones y redes primarias para el presente año es reducir el pago por energía reactiva, en los siguientes años se seguirá instalando mas compensación reactiva por el mismo objetivo, no obstante la compensación reactiva tiene otros beneficios como la disminución de pérdidas, mejoramiento del perfil de tensiones y postergar inversiones, como es el caso de las Subestaciones 60/10 KV que presentan sobrecarga.

CAPITULO II

PROYECCIÓN DE DEMANDA EN LA ZONA DE ESTUDIO

2.1 Antecedentes y metodología

2.1.1 Antecedentes

A partir de 1996 la Empresa de Distribución Eléctrica Lima Norte S.A. EDELNOR se fusiona con la Empresa de Distribución Eléctrica EDECHANCAY S:A., y la Empresa que nace de dicha fusión, conserva el nombre de EDELNOR S.A. La carga que atendía EDECHANCAY S.A, hoy Zona Norte Chico, comprendía las Ciudades de Huaral, Chancay, Huacho, Supe Barranca, Pativilca y pequeños pueblos mediante sistemas eléctricos aislados. La Subestación 220/60 KV Chavarría atendía parte de la carga de EDECHANCAY, los cuales son las Subestaciones 60/10 KV Huaral y Chancay. Debido a la característica peculiar que presenta la carga de la Zona Norte Chico se creyó conveniente realizar las predicciones en forma independiente, dividiendo la Proyección de la Demanda de Edelnor S.A en dos áreas:

Proyección de la Demanda para Lima Metropolitana y Callao,

Proyección para la zona Norte Chico.

A partir de estas proyecciones se construye la proyección de la demanda de la carga atendida por la Subestación 220/60 KV Chavarría.

2.1.2 Metodología a emplear

Se determinaron modelos econométricos utilizando como variables explicativas del comportamiento del consumo de energía: al PBI (Producto Bruto Interno), la Población y el Tiempo.

Dado que solo se cuenta con datos históricos del consumo de EDELNOR a partir del año 1993, los cuales resultan insuficientes para elaborar un modelo, se tuvo que recurrir a los datos de años anteriores, en los cuales Edelnor formaba parte de Electrolima, por lo cual se creyó conveniente calcular los consumos del área de concesión de Edelnor para los años anteriores a 1993 empleando el porcentaje de participación al momento de la separación (45,9 %) y proyectar los consumos únicamente como Edelnor.

2.2 Proyección de demanda para Lima Metropolitana y el Callao

2.2.1 Variables explicativas:

Producto Bruto Interno Nacional (PBI)

Ante la dificultad de proyectar el PBI de la Lima y Callao, se emplea la proyección a nivel nacional.

En 1997 el PBI fue alrededor del 7.8%, para el presente año se espera un PBI moderado entre 2 y 3 %, luego en el año 1999 se prevé un crecimiento mayor del PBI.

Para el periodo 2000-2004, en el año 2000 se prevé un crecimiento del PBI mayor al de los dos años anteriores, el cual disminuye al siguiente año,

para luego subir nuevamente y mantenerse en un promedio de 5% de crecimiento.

En el período 2005-2009 se prevé un crecimiento menor al período anterior, pero manteniéndose la tendencia cíclica cada cinco años.

Población (POB)

La segunda variable explicativa considerada es la población. Como tendencia de crecimiento se tomará la estimación del Instituto Nacional de Estadística (INEI), que proyecta una tasa de 2,15% para el período 1997-2005, luego en forma gradual se reduce a una tasa crecimiento de 1.40 %.

Tiempo (t)

Es una variable que se debe considerar cuando eliminamos datos históricos correspondientes a años atípicos, en nuestro caso no se considera los años 1989 y 1990 por ser años con crecimiento del sector eléctrico no concordantes al crecimiento económico del país y 1992 por ser un año de extrema sequía.

2.2.2 Especificación del modelo econométrico

Empleando los datos presentados en el Cuadro N° 2.2.2, se efectúa la selección de la regresión adecuada para el modelo de predicción del consumo global.

Las ecuación seleccionada es la siguiente:

$$\text{Consumo Global : } -591,53+(0.14 \times \text{POB})+(12,26 \times \text{PBI})+(50,17 \times t)$$

CUADRO N° 2.2.2

INFORMACIÓN HISTÓRICA CONSIDERADA EN EL ESTUDIO

AÑO	DEMANDA DE ENERGIA (GWh)						POBLAC. LIMA (Miles)	PBI Base 100 Cte 1979	Tiempo
	RESIDENC.	INDUSTR.	COM. Y OTROS	AP	TOTAL	EDELNOR			
1.977	1,018.40	1,236.50	531.00	176.40	2,962.30	1,358.21	4,830.6	94.25	1
1.978	1,042.90	1,245.10	537.80	175.10	3,000.90	1,375.91	4,902.3	94.51	2
1.979	1,071.30	1,330.40	564.80	181.10	3,147.60	1,443.17	5,078.7	100.00	3
1.980	1,151.70	1,447.40	596.00	197.60	3,392.70	1,555.55	5,254.5	104.48	4
1.981	1,243.20	1,730.30	651.80	192.40	3,817.70	1,750.42	5,407.7	109.10	5
1.982	1,317.10	1,835.30	685.10	209.50	4,047.00	1,855.55	5,562.9	109.33	6
1.983	1,342.00	1,643.70	711.10	205.10	3,901.90	1,789.02	5,719.9	95.53	7
1.984	1,399.80	1,729.60	710.10	209.50	4,049.10	1,856.51	5,879.2	100.13	8
1.985	1,411.20	1,867.30	711.50	238.70	4,228.70	1,938.86	6,040.4	102.40	9
1.986	1,513.30	2,088.40	733.70	239.60	4,575.00	2,097.64	6,197.3	111.86	10
1.987	1,721.60	2,262.30	805.00	243.10	5,032.00	2,307.17	6,354.3	121.33	11
1.988	1,841.30	2,168.60	849.70	238.50	5,098.10	2,337.48	6,512.8	111.21	12
1.991	1,930.80	2,030.30	807.70	254.10	5,022.90	2,303.00	7,004.1	95.30	15
1.993	925.27	877.36	380.80	136.15	5,059.00	2,319.58	6,321.2	99.77	17
1.994	974.82	1,113.22	425.08	136.86	5,455.18	2,649.98	6,588.3	112.64	18
1.995	960.12	1,197.93	471.31	127.98	5,709.05	2,757.35	6,695.6	120.41	19
1.996	1,000.24	1,195.26	542.28	124.60	6,019.80	2,862.37	6,804.7	123.79	20
1.997	1,092.72	1,305.77	579.32	149.22	6,576.38	3,127.02	6,962.7	133.40	21

2.2.3 Verificación del modelo

Para verificar la validez de la regresión, se han realizado las siguientes pruebas:

- Coeficiente de Correlación (R^2): Mide el grado de correlación existente entre la demanda y las variables explicativas. Se debe buscar obtener valores cercanos al 100%.
- Test de Fisher (F): La estadística F mide la bondad del ajuste alcanzado, es decir, permite determinar si valores de R^2 altos son aleatorios o no. Para que las ecuaciones sean aceptables, el valor obtenido debe ser superior al valor de tabla 3,42.
- Test de Student (T): Permite determinar si cada variable explicativa es útil para la estimación de la demanda. Para ello, el valor absoluto obtenido por variable debe ser superior al valor de las tablas: 2,92.

Los resultados son los siguientes:

Coeficiente de Correlación (R^2) : **99.34 %**

Test de Fisher (F) : **704.72**

Test de Student (T) : **POB (2,94); PBI (9.07); t (9,15)**

2.2.4 Estimación de la demanda de energía

La estimación de la demanda de energía se presenta en el cuadro N° 2.2.4, en el cual se obtiene que el promedio esperado del consumo de energía para los próximos cinco años es de 4,6 %. Los valores mostrados en el cuadro N° 2.2.4 muestran únicamente el crecimiento de la demanda sin considerar las campañas de Control de Pérdidas que vienen efectuándose, por lo cual es necesario efectuar un ajuste de los resultados.

CUADRO N° 2.2.4

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA PARA LIMA METROPOLITANA Y CALLAO

	AÑO														
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ESTIMACION VARIABLES EXPLICATIVAS															
Población - POB (en miles)	7112	7265	7422	7577	7737	7899	8065	8226	8374	8491	8610	8731	8853	8977	9103
Tasa de Crecimiento	2,15%	2,15%	2,15%	2,10%	2,10%	2,10%	2,10%	2,00%	1,80%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%
Producto Bruto Interno - PBI (1979=100)	136,7	143,5	152,2	156,7	164,2	172,0	180,2	190,7	196,4	204,3	212,4	220,9	230,9	235,5	242,6
Tasa de Crecimiento	2,5%	5,0%	6,0%	3,0%	4,8%	4,8%	4,8%	5,8%	3,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,5%	2,0%	3,0%
Tiempo - t	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
ESTIMACION DEMANDA DE ENERGIA (GWh)															
TOTAL: $-591.53 + (0.14 \times \text{POB}) + (12.26 \times \text{PBI}) + (50.17 \times t)$	3184,1	3339,4	3517,1	3645,0	3809,1	3978,1	4152,1	4353,0	4494,0	4656,9	4823,9	4995,2	5184,3	5308,5	5462,8

2.2.5 Estimación de las compras de energía

Para efectuar la predicción de las compras de energía se requiere que previamente se calculen las pérdidas de energía, es por ello conveniente presentar la proyección de compras en el mismo cuadro donde se realiza el ajuste por factor de pérdidas (Cuadro N° 2.2.5).

Como ya se dijo, el primer paso para calcular las compras de energía es determinar las pérdidas de energía, para lo cual se calculan las pérdidas por hurto o no-técnicas (a las pérdidas por hurto del año anterior se le asigna un crecimiento correspondiente al 75% del crecimiento esperado de las ventas y con ello se determinan las pérdidas esperadas por hurto).

A partir de las pérdidas por hurto y aplicando la fórmula abajo mostrada, se calculan las compras de energía. Las compras así estimadas no incluyen el efecto de control de pérdidas, por lo tanto, al igual que en el caso de la proyección de las ventas de energía, requieren se efectúe el ajuste respectivo.

$$\text{Compras} = \frac{\text{ventas} + \text{pérdidas por hurto}}{0.92}$$

2.2.6 Ajuste por factor de pérdidas

Efectuar el ajuste por factor de pérdidas, permite que los valores obtenidos en la proyección sean consistentes con la reducción de pérdidas de la Compañía. El ajuste consiste en calcular la energía recuperada y distribuirla entre las compras de energía (40%) y las ventas (60%).

CUADRO 2.2.5

AJUSTES POR CONTROL DE PERDIDAS A LAS PROYECCIONES PARA LIMA METROPOLITANA Y CALLAO

	AÑO														
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ventas (V)	3184.1	3339.4	3517.1	3645.0	3809.1	3978.1	4152.1	4353.0	4494.0	4656.9	4823.9	4995.2	5184.3	5308.5	5462.8
Variación Ventas	3.6%	4.9%	5.3%	3.6%	4.5%	4.4%	4.4%	4.8%	3.2%	3.6%	3.6%	3.5%	3.8%	2.4%	2.9%
Compras (C)	3721.6	3900.1	4103.9	4250.7	4438.8	4632.4	4831.6	5061.6	5222.9	5409.1	5600.0	5795.6	6011.6	6153.3	6329.5
Variación Compras	3.6%	4.8%	5.2%	3.6%	4.4%	4.4%	4.3%	4.8%	3.2%	3.6%	3.5%	3.5%	3.7%	2.4%	2.9%
Pérdidas Totales	537.6	560.6	586.9	605.7	629.7	654.3	679.5	708.6	728.9	752.2	776.1	800.5	827.3	844.9	866.6
Pérdidas Técnicas (8% Compras)	297.7	312.0	328.3	340.1	355.1	370.6	386.5	404.9	417.8	432.7	448.0	463.6	480.9	492.3	506.4
Pérdidas por Hurto	239.9	248.6	258.6	265.6	274.6	283.7	293.0	303.6	311.0	319.5	328.1	336.8	346.4	352.6	360.3
Variación (75% Variación Ventas)	2.7%	3.7%	4.0%	2.7%	3.4%	3.3%	3.3%	3.6%	2.4%	2.7%	2.7%	2.7%	2.8%	1.8%	2.2%
Factor de Pérdidas (Fp)	14.4%	14.4%	14.3%	14.2%	14.2%	14.1%	14.1%	14.0%	14.0%	13.9%	13.9%	13.8%	13.8%	13.7%	13.7%
AJUSTE POR CONTROL DE PERDIDAS															
Factor de Pérdidas Esperado (fpi)	11.3%	10.0%	9.6%	9.2%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%	9.0%
Energía Recuperada: $(C(1-fpi)-V) / (1-(1-r)fpi)$	122.6	177.7	200.6	222.8	238.8	246.2	253.8	262.5	268.5	275.3	282.2	289.3	296.9	301.9	308.1
Recupero a mas ventas (60%)	73.5	106.6	120.4	133.7	143.3	147.7	152.3	157.5	161.1	165.2	169.3	173.6	178.2	181.2	184.8
Recupero a menos compra (40%)	49.0	71.1	80.2	89.1	95.5	98.5	101.5	105.0	107.4	110.1	112.9	115.7	118.8	120.8	123.2
Total Ventas Ajustadas	3257.6	3446.1	3637.4	3778.7	3952.4	4125.8	4304.4	4510.5	4655.1	4822.1	4993.3	5168.7	5362.5	5489.6	5647.7
Crecimiento	4.5%	5.8%	5.6%	3.9%	4.6%	4.4%	4.3%	4.8%	3.2%	3.6%	3.5%	3.5%	3.7%	2.4%	2.9%
Total Compras Ajustadas	3672.6	3829.0	4023.7	4161.6	4343.3	4533.9	4730.1	4956.6	5115.5	5299.0	5487.1	5679.9	5892.9	6032.5	6206.3
Crecimiento	3.1%	4.3%	5.1%	3.4%	4.4%	4.4%	4.3%	4.8%	3.2%	3.6%	3.5%	3.5%	3.7%	2.4%	2.9%

2.2.8 Estimación de la demanda máxima

Para la estimación de la demanda máxima se empleará las proyecciones Compra de Energía y el factor de Carga en el periodo de proyección, mediante la aplicación de la siguiente fórmula:

$$\text{Demanda Máxima} = \frac{\text{Compra de Energía}}{8760 \times \text{Factor de Carga}}$$

(Los detalles se presentan el Cuadro 2.2.8)

2.2.9 Proyección de máxima demanda por subestación de transformación 60/10 KV

Para poder determinar las necesidades de expansión de nuestro sistema, la estimación del crecimiento no sólo debe efectuarse a nivel global, sino por cada una de las Subestaciones de Transformación 60/10 KV de Edelnor (Cuadro N° 2.2.9.1).

En Lima Metropolitana y Callao, actualmente, Edelnor cuenta con dieciocho Subestaciones 60/10 KV y una Subestación 30/10 KV, estando pendiente la entrada en servicio para el siguiente año la nueva Subestación Naranjal 60/10 KV.

En el cálculo de la Demanda Máxima para cada Subestación se efectuará en MW para determinar su participación de en la Máxima Demanda Simultánea de Edelnor, además, se estima los MVAR que cada Subestación 60/10 KV en base a los registros actuales de medición que se tiene de cada una de ellas.

Para prever el crecimiento de cada Subestación 60/10 KV se ha tomado en consideración:

Información histórica de la demanda en la Subestación (se cuenta con registros de medición desde el año 1995).

CUADRO N°2.2.8

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA PARA LIMA METROPOLITANA Y CALLAO

	Años														
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Compra Energía (GWh)	3,673	3,829	4,024	4,162	4,343	4,534	4,730	4,957	5,115	5,299	5,487	5,680	5,893	6,033	6,206
Venta de Energía (GWh)	3,258	3,446	3,637	3,779	3,952	4,126	4,304	4,510	4,655	4,822	4,993	5,169	5,362	5,490	5,648
Pérdidas de Energía (GWh)	415	383	386	383	391	408	426	446	460	477	494	511	530	543	559
Factor de Carga	68.2%	68.6%	69.0%	69.2%	69.5%	69.9%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%	70.0%
Máxima Demanda Total (MW)	615.1	637.2	665.7	686.5	713.4	740.4	771.4	808.3	834.2	864.2	894.8	926.3	961.0	983.8	1,012.1
Variación Porcentual	2.8%	3.6%	4.5%	3.1%	3.9%	3.8%	4.2%	4.8%	3.2%	3.6%	3.5%	3.5%	3.7%	2.4%	2.9%

Estimaciones del desarrollo urbano del área de influencia de cada Subestación (se tomó como base la publicación del Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI: “Tendencias del Crecimiento Urbano de Lima Metropolitana al Año 2015”).

Entrada de futuras cargas puntuales importantes (ingreso, incremento de carga o salida de grandes clientes), además, se han considerando los traslados de carga pendientes para el año 1997, y los traslados programados para 1998 que se realizarán a nivel de 10 KV, estos son presentados en los Cuadros 2.2.9.2 y 2.2.9.3

CUADRO N° 2.2.9.2

INCREMENTOS DE CARGAS EN S.E. 60/10 KV Y CLIENTES EN 60 KV

MW	SE 60/10 KV
1.0	Puente Piedra
1.2	La Pampilla
1.3	Oquendo
0.8	Santa Marina
0.8	Chavarría
-1.0	Mirones
-2.1	Tacna

CUADRO N° 2.2.9.3

TRASLADOS DE CARGA 1997 (Pendientes) y 1998

MW por Trasladar	De SE 60/10 KV	A SE 60/10 KV
4.7	Barsi	Tomás Valle
3.5	Mirones	Pando
2.5	Maranga	Pando
6.0	Pershing	Pando
1.0	Zapallal	Puente Piedra

2.3 Proyección de demanda para la zona del Norte Chico

Pese a que la demanda de la zona del Norte Chico representa sólo un pequeño porcentaje con respecto al total de Edelnor (el 4% de la venta de energía y el 5,3% de la potencia, se hace necesario efectuar las predicciones en forma independiente, pues el crecimiento en esta zona tiene una tendencia distinta a la de Lima Metropolitana, siendo indispensable poder determinarla para la planificación del crecimiento de nuestro sistema eléctrico.

2.3.1 Variables explicativas

Las variables explicativas que se emplearán para la proyección global del consumo en esta zona son:

- Producto Bruto Interno del Sector Pesquero (PBI)
- Población de la zona en estudio (POB)
- Tiempo (t)

Producto Bruto Interno del Sector Pesquero (PBI)

Se ha tomado esta variable, puesto que la pesquería es el sector industrial mas importante en esta zona, pudiéndose determinar una relación directa entre los períodos de veda de la pesca y las variaciones positivas o negativas en el consumo de energía.

Población (POB)

Para la estimación de la población de nuestra zona de concesión en el Norte Chico se ha tomado como base el Censo Nacional de Población y Vivienda de 1993, considerando una tasa inicial de crecimiento anual de 2,2%

(según estudios realizados por la antigua Ede-Chancay), para luego considerar que se reduce a una tasa 1,8% en los últimos años del periodo de estudio.

Tiempo (t)

Es una variable que se debe considerar cuando eliminamos datos históricos correspondientes a años atípicos (para la proyección en esta zona únicamente se ha considerado 1992 como año atípico.)

2.3.2 Especificación del modelo econométrico

A pesar que únicamente se cuenta con información histórica de la zona en cuestión para el periodo 1990 - 1997 (Cuadro N° 2.3.2), se llegó a establecer una curva con tendencia exponencial capaz de predecir el comportamiento de la demanda de energía, la cual se presenta a continuación:

$$\text{CONSUMO TOTAL} : + 353.7371 \times 0.9947 ^ \text{POB} \times 1.0088 ^ \text{PBI} \times 1.0807 ^ t$$

CUADRO N° 2.3.2

INFORMACIÓN HISTÓRICA CONSIDERADA EN EL ESTUDIO

AÑO	DEMANDA (GWh)	POBLACION (miles)	PBI	TIEMPO
1,990	87.79	335	42.00	1
1,991	95.21	343	37.50	2
1,993	116.66	357	51.20	4
1,994	131.52	364	63.00	5
1,995	128.97	365	54.70	6
1,996	130.17	380	57.44	7
1,997	129.47	388	51.86	8

2.3.3 Verificación del modelo

Para la prueba de validez del modelo, se ha efectuado el análisis considerando el Coeficiente de Correlación y el Test de Fisher, los cuales dieron resultados positivos para nuestro estudio y demostrando que nuestra ecuación es válida. El valor en tablas empleando para efectuar la prueba F es 9,28.

Coeficiente de Correlación (R²) : 96.75

Test de Fisher (F) : 29.82

2.3.4 Estimación de la demanda de energía

Una vez demostrada la validez de la regresión se efectúa la predicción, reemplazando los valores estimados para las variables explicativas en nuestra ecuación exponencial. El resultado se muestra en el Cuadro N° 2.3.4

2.3.5 Ajuste por factor de pérdidas y estimación de compras

El ajuste por pérdidas se efectúa en forma similar que para Lima Metropolitana, pero variando las metas en reducción del factor de pérdidas. Al tener una mayor proporción en redes de transmisión se espera que las pérdidas técnicas sean mayores, y por ello la reducción podría alcanzar solo a 10,5 % al final del período. (Cuadro N° 2.3.5)

En el mismo cuadro se calcula la compra de energía y se ajusta de acuerdo al control de pérdidas. Para el año 1998 se espera una compra de 166 Gwh con un crecimiento promedio entre 1997 y 2006 de 5,7%.

CUADRO N° 2.3.4

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA PARA LA ZONA NORTE CHICO

	Año														
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
ESTIMACION VARIABLES EXPLICATIVAS															
Población - POB (en miles)	396.9	405.7	414.6	423.7	433.0	442.6	452.3	462.3	472.4	480.9	489.6	498.4	507.4	516.5	525.8
Tasa de Crecimiento	2.20%	2.20%	2.20%	2.20%	2.20%	2.20%	2.20%	2.20%	2.20%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%	1.80%
PBI Sector Pesquero (1979=100)	53.4	56.4	60.9	62.7	65.2	68.5	71.9	75.8	78.1	81.2	85.3	89.6	94.5	97.3	101.2
Tasa de Crecimiento	3.0%	5.5%	8.0%	3.0%	4.0%	5.0%	5.0%	5.5%	3.0%	4.0%	5.0%	5.0%	5.5%	3.0%	4.0%
Tiempo - t	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ESTIMACION DEMANDA DE ENERGIA (GWh)															
TOTAL: $+353.7371 \times 0.9947^{POB} \times 1.0088^{PBI} \times 1.0807^t$	137.8	145.9	156.4	163.6	172.0	181.8	192.3	204.0	213.1	226.2	242.0	259.0	278.7	294.1	313.0

CUADRO N° 2.3.5

AJUSTE POR CONTROL DE PERDIDAS A PROYECCIONES PARA NORTE CHICO

	Año														
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ventas (V)	137.8	145.9	156.4	163.6	172.0	181.8	192.3	204.0	213.1	226.2	242.0	259.0	278.7	294.1	313.0
Variación Ventas	6.4%	5.9%	7.2%	4.6%	5.1%	5.7%	5.7%	6.1%	4.4%	6.2%	7.0%	7.1%	7.6%	5.5%	6.4%
Compras (C)	165.8	175.3	187.6	196.1	205.9	217.4	229.6	243.3	253.9	269.2	287.5	307.4	330.2	348.1	370.0
Variación Compras	4.5%	5.7%	7.0%	4.5%	5.0%	5.6%	5.6%	6.0%	4.3%	6.0%	6.8%	6.9%	7.4%	5.4%	6.3%
Pérdidas Totales	28.0	29.4	31.2	32.5	33.9	35.6	37.3	39.3	40.8	43.0	45.6	48.4	51.5	54.0	57.0
Pérdidas Técnicas (9,5% Compras)	15.8	16.7	17.8	18.6	19.6	20.7	21.8	23.1	24.1	25.6	27.3	29.2	31.4	33.1	35.2
Pérdidas por Hurto Variación (75% Variación Ventas)	14.8	15.4	16.2	16.8	17.4	18.2	19.0	19.8	20.5	21.5	22.6	23.8	25.1	26.2	27.4
Factor de Pérdidas (Fp)	16.9%	16.8%	16.7%	16.6%	16.5%	16.4%	16.3%	16.2%	16.1%	16.0%	15.8%	15.7%	15.6%	15.5%	15.4%
AJUSTE POR CONTROL DE PERDIDAS															
Factor de Pérdidas Esperado (fpi)	16.5%	13.1%	12.6%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%	10.5%
Energía Recuperada: $(C(1-fpi)-V) \div (1-(1-r)fpi)$	0.7	6.8	8.0	12.4	12.8	13.3	13.8	14.4	14.8	15.4	16.1	16.8	17.6	18.2	19.0
Recupero a mas ventas (60%)	0.4	4.1	4.8	7.4	7.7	8.0	8.3	8.6	8.9	9.2	9.6	10.1	10.6	10.9	11.4
Recupero a menos compras (40%)	0.3	2.7	3.2	5.0	5.1	5.3	5.5	5.7	5.9	6.1	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6
Total Ventas Ajustadas	138.2	149.9	161.2	171.1	179.7	189.8	200.6	212.6	222.0	235.5	251.6	269.1	289.2	305.0	324.4
Crecimiento	6.8%	8.5%	7.5%	6.1%	5.1%	5.6%	5.7%	6.0%	4.4%	6.1%	6.9%	7.0%	7.5%	5.5%	6.3%
Total Compras Ajustadas	165.5	172.6	184.4	191.1	200.8	212.1	224.1	237.6	248.0	263.1	281.1	300.7	323.1	340.8	362.4
Crecimiento	4.4%	4.3%	6.9%	3.6%	5.1%	5.6%	5.7%	6.0%	4.4%	6.1%	6.9%	7.0%	7.5%	5.5%	6.3%

2.3.6 Proyección del factor de carga

El factor de carga actual de la zona del Norte Chico es de 56,8% el cual tiende a mejorar con el paso de los años, pero siempre se mantendrá por debajo al correspondiente a Lima Metropolitana. La evolución esperada es la siguiente:

CUADRO N° 2.3.6

EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE CARGA EN EL NORTE CHICO

Años	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
FC (%)	57.1	57.3	57.5	57.5	58.0	58.0	58.2	58.2	58.4	58.4	58.6	58.6	58.6	58.6	58.6

2.3.7 Estimación de la demanda máxima

Se espera que la Demanda Máxima aumente con la recuperación de la economía peruana especialmente en el sector pesquero. De los cálculos efectuados resulta un crecimiento promedio del 5,5% con una Demanda Máxima esperada de 34,6 MW para 1998, según cuadro N° 2.2.7

2.3.8 Proyección por subestación de transformación 66/10 y 60/10 KV

El sistema eléctrico principal en la zona esta compuesto por una Subestación 66/10 KV (Huacho), dos Subestaciones 60/10 KV. (Huaral y Chancay), dos Subestaciones 13.8/10 KV (Puerto Supe y Barranca) y una Subestación 13.8/6,6 KV (Pativilca). Estas tres ultimas conforman lo que en el cuadro N° 2.2.8 se llama "Sistema Supe". Para fines del año 1998 y los siguientes años, el Sistema Supe será alimentado progresivamente por la Subestación 66/10 KV Supe.

CUADRO N° 2.3.7

ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA PARA EL NORTE CHICO

	Año														
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Compra Energía (GWh)	166	173	184	191	201	212	224	238	248	263	281	301	323	341	362
Venta de Energía (GWh)	138	150	161	171	180	190	201	213	222	235	252	269	289	305	324
Pérdidas de Energía (GWh)	27	23	23	20	21	22	24	25	26	28	30	32	34	36	38
Factor de Carga	57.1%	57.3%	57.5%	57.5%	58.0%	58.0%	58.2%	58.2%	58.4%	58.4%	58.6%	58.6%	58.6%	58.6%	58.6%
Máxima Demanda Total (MW)	33.1	34.4	36.6	37.9	39.5	41.7	44.0	46.6	48.5	51.4	54.8	58.6	63.0	66.4	70.6
Variación Porcentual	4.4%	3.9%	6.5%	3.6%	4.1%	5.6%	5.3%	6.0%	4.0%	6.1%	6.5%	7.0%	7.5%	5.5%	6.3%

CUADRO 2.3.8
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA SIMULTÁNEA MÁXIMA POR
SUBESTACIÓN

Año	HUARAL		CHANCAY		HUACHO		SISTEMA SUPE	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
1998	7.1	4.0	4.2	2.4	13.6	7.3	7.3	3.9
1999	7.4	4.2	4.3	2.4	14.1	7.6	7.6	4.1
2000	7.9	4.5	4.6	2.6	15.0	8.1	8.1	4.3
2001	8.1	4.6	4.8	2.7	15.5	8.4	8.4	4.5
2002	8.5	4.8	5.0	2.8	16.2	8.7	8.7	4.7
2003	9.0	5.1	5.2	3.0	17.1	9.2	9.2	5.0
2004	9.4	5.3	5.5	3.1	18.0	9.7	9.7	5.2
2005	10.0	5.7	5.9	3.3	19.1	10.3	10.3	5.5
2006	10.4	5.9	6.1	3.5	19.9	10.7	10.7	5.8
2007	11.0	6.3	6.5	3.7	21.1	11.4	11.3	6.1
2008	11.7	6.7	6.9	3.9	22.4	12.1	12.1	6.5
2009	12.6	7.1	7.4	4.2	24.0	12.9	12.9	7.0
2010	13.5	7.7	7.9	4.5	25.8	13.9	13.9	7.5
2011	14.2	8.1	8.3	4.7	27.2	14.7	14.6	7.9
2012	15.1	8.6	8.9	5.0	28.9	15.6	15.5	8.4

2.4 Estimación de la máxima demanda del Sistema Interconectado Centro Norte

Para la proyección de la demanda del Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN) se toma como referencia los datos presentados en el Plan Referencial de Electricidad 1997 para un horizonte que abarca del 1997 al 2013 y que fue elaborado por el Ministerio de Energía y Minas. En el cuadro N° 2.4 se muestra la proyección energía y potencia del SICN para el escenario medio, los datos de potencia (demanda y crecimiento) se toman como referencia para proyectar el crecimiento de las cargas en las barras principales del SICN.

CUADRO N° 2.4

PROYECCIÓN DE LA ENERGÍA Y POTENCIA EN EL SICN

Año	Energía		Potencia	
	Demanda	Tasa de Crecimiento	Demanda	Tasa de Crecimiento
	(GWh)	(%)	(MW)	(%)
1997	2871	13,3%	2101	4,9%
1998	3364	17,2%	2188	4,1%
1999	3679	9,4%	2277	4,1%
2000	3752	2,0%	2436	7,0%
2001	3826	2,0%	2675	9,8%
2002	4392	14,8%	2802	4,7%
2003	4468	1,7%	2906	3,7%
2004	4569	2,3%	3043	4,7%
2005	4643	1,6%	3142	3,3%
2006	4743	2,2%	3355	6,8%
2007	4820	1,6%	3470	3,4%
2008	4926	2,2%	3622	4,4%
2009	5007	1,6%	3747	3,5%
2010	5113	2,1%	3896	4,0%
2011	5223	2,2%	4062	4,3%
2012	5337	2,2%	4234	4,2%
2013	5454	2,2%	4415	4,3%

CAPITULO III

ANÁLISIS DE LA SUBESTACIÓN 220/60 KV CHAVARRÍA Y LAS REDES DE SUBTRANSMISIÓN EN 60 KV.

3.1 Análisis de la Subestación 220/60 KV Chavarría

La Subestación 220/60 KV Chavarría cuenta en la actualidad con una capacidad transformativa de 360 MVA mediante tres transformadores de 120 MVA y tiene una capacidad instalada final para cuatro transformadores 220/60 KV; la Subestación está ubicada en la zona norte de la Ciudad de Lima, en el distrito de Los Olivos, a la altura del KM. 6.5 autopista Panamericana Norte, la Subestación fue puesta en servicio en el año 1968.

Hasta el año 1994 la Subestación perteneció a la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima “ELECTROLIMA”, a partir de ese año parte de las instalaciones fueron transferidas a la Empresa de Transmisión Eléctrica Centro - Norte “ETECEN” de acuerdo al nuevo marco regulatorio de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, que norman a las actividades relacionadas con la generación, transmisión distribución y comercialización de la energía eléctrica.

En virtud a dicha transferencia, las instalaciones eléctricas de la Subestación 220/60 KV Chavarría están divididas de la siguiente forma:

3.1.1 Lado de 220 KV

Barras en 220 KV

ETECEN :

- Sistema de Barras Doble en 220 KV
- Acoplamiento en 220 KV

Celdas en 220 KV

ETECEN

1. L-2003 : Chavarría - Santa Rosa
2. L-2004 : Chavarría - Santa Rosa
3. L-2008 : Chavarría - Callahuanca
4. L-2015 : Chavarría - Cajamarquilla
5. L- 244 Chavarría - Central Térmica de Ventanilla
6. L- 245 Chavarría - Central Térmica de Ventanilla
7. L- 246 : Chavarría - Central Térmica de Ventanilla

EDELNOR

8. L-2005 : Chavarría - Barsi
9. L-2006 : Chavarría - Barsi
10. Transformador 1 220/60 KV Chavarría
11. Transformador 2 220/60 KV Chavarría
12. Transformador 3 220/60 KV Chavarría

Transformadores 220/60 KV

10. Transformador 1 220/60 KV Chavarría (120 MVA de Potencia Nominal)
11. Transformador 2 220/60 KV Chavarría (120 MVA de Potencia Nominal)

12. Transformador 3 220/60 KV Chavarría (120 MVA de Potencia Nominal)

3.1.2 Lado de 60 KV

EDELNOR

Barras en 60 KV

- Sistema de Doble barra en 60 KV
- Acoplamiento en 60 KV

Celdas en 60 KV

01. L-617 Chavarría - Tomás Valle
02. L-618 Chavarría - Oquendo
03. L-621 Chavarría - Mirones
04. L-622 Chavarría - Mirones
05. L-625 Chavarría - Caudivilla
06. L-636 Chavarría - Puente Piedra
07. L-697 Chavarría - Infantas
08. L-698 Chavarría - Infantas
09. Transformador 1 220/60 KV Chavarría
10. Transformador 2 220/60 KV Chavarría
11. Transformador 3 220/60 KV Chavarría
12. Transformador I 60/10 KV
13. Transformador II 60/10 KV
14. Transformador III 60/10 KV
15. Compensador Estático (SVC), con rango de variación de: -20 a + 40 MVAR.

3.2 Análisis de las redes de subtransmisión en 60 KV

El sistema de Subtransmisión en 60 KV lo conforman las Subestaciones 60/10 KV, las líneas en 60 KV y los Clientes en 60 KV atendidos desde la Subestación Chavarría 220/60 KV a nivel de 60 KV.

3.2.1 Subestaciones 60/10 KV

En la actualidad las Subestaciones 60/10 KV atendidos por la Subestación Chavarría 220/60 KV son:

Nº	S.E. 60/10 KV (Año 1998)	Capacidad Actual (MVA)	Capacidad Instalada (MVA)
1	Chavarría	75	100
2	Infantas	50	50
3	Tomás Valle	50	75
4	Mirones	75	100
5	Oquendo	25	75
6	Caudivilla	25	50
7	Puente Piedra	25	75
8	Ventanilla	17.2	25
9	Zapallal	17.2	25
10	Huaral	17.2	25
11	Chancay	17.2	50
12	Ancón	17.2	25

Las futuras Subestaciones 60/10 KV previstas su entrada en servicio para los años indicados, y que serán alimentadas desde la Subestación Chavarría 220/60 KV son las siguientes:

Nº	S.E. 60/10 KV	Capacidad Actual (MVA)	Capacidad Instalada (MVA)
13	Naranjal (1999)	-	75
14	“ Z “ (2001)	-	75
15	“ F “ (2008)	-	75

3.2.2 Líneas en 60 KV

Las líneas a nivel de 60 KV actualmente en servicio son las siguiente:

Líneas 60 KV

N°	N° de Línea	De S.E.	A S.E.	Características
1	L - 617	Chavarría	Tomás Valle	304 mm ² AAC
2	L - 618	Chavarría	Oquendo	304 mm ² AAC
3	L - 621	Chavarría	Mirones	304 mm ² AAC
4	L - 622	Chavarría	Mirones	304 mm ² AAC
5	L - 625	Chavarría	Caudivilla	304 mm ² AAC
6	L - 635	Caudivilla	Zapallal	304 mm ² AAC
7	L - 636	Chavarría	Puente Piedra	304 mm ² AAC
8	L - 686	Puente Piedra	Zapallal	304 mm ² AAC
9	L - 697	Chavaarría	Infantas	304 mm ² AAC
10	L - 698	Chavarría	Infantas	304 mm ² AAC
11	L - 650	Zapallal	Ventanilla	304 mm ² AAC
12	L - 651	La Pampilla	Zapallal	304 mm ² AAC
13	L - 652	Oquendo	La Pampilla	304 mm ² AAC
14	L - 669	Zapallal	Chancay	127 mm ² AAC
15	L - 670	Zapallal	Huaral	127 mm ² AAC
16	L - 671	Chancay	Huaral	107 mm ² AAC

Las futuras líneas en 60 KV que entraran en servicio, independientemente del análisis de las alternativas planteadas en este estudio respecto a nuevas líneas son:

N°	N° de Línea	De S.E.	A S.E.	Características
17	-	Naranjal	Infantas	304 mm ² AAC
18	-	“ Z “	Caudivilla	304 mm ² AAC
19	-	Zapalla - Chancay (derivación T)	Ancón	304 mm ² AAC
20	-	Chavarría	“ F “	304 mm ² AAC
21	-	Chavarría	“ F “	304 mm ² AAC

3.2.3 Clientes en 60 KV

N°	Cliente	Atendido en 60 KV
1	Química del Pacífico	S.E. Oquendo 60/10 KV
2	La Pampilla	Líneas L-651 y L-652
3	Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN)	S.E. Zapallal 60/10 KV

Además, en el anexo A se muestran el actual esquema unifilar de la S.E. Chavarría 220/60 KV.

CAPITULO IV DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS

4.1. Definición de las alternativas

Se definen tres alternativas:

- Cuarto transformador de 220/60 KV en la Subestación Chavarría 220/60 KV.
- Ingreso de la Subestación Ventanilla Nueva 220/60 KV.
- Ingreso de la Subestación Zapallal Nueva 220/60 KV.

Cada una de las alternativas se analizaran bajo dos aspectos:

- Sistema Secundario de Transmisión,
- Sistema Principal de Transmisión

En el anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas se da las siguientes definiciones

Sistema Principal de Transmisión: Es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

Sistema Secundario de Transmisión: Es la parte del Sistema de Transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una Central de Generación hasta una Barra del Sistema de Transmisión.

La evaluación como Sistema Principal o Sistema Secundario de cada alternativa tiene importancia en la magnitud de las inversiones que se tendría que realizar.

4.1.1. Alternativa 1 : Cuarto transformador 220/60 KV en la Subestación Chavarría 220/60 KV para el año 2003.

Esta alternativa comprende la instalación de un cuarto transformador 220/60 KV de 120 MVA en la Subestación Chavarría 220/60 KV para el año 2003, con lo cual la capacidad transformativa de la Subestación Chavarría 220/60 KV alcanzará los 480 MVA y el 100% de su capacidad instalada.

Cuando la demanda a tendida por la Subestación Chavarría 220/60 KV, supere su capacidad instalada final, dicha alternativa continuará evaluándose mediante el ingreso de la Subestación Ventanilla Nueva 220/60 KV o Subestación Zapallal Nueva 220/60 KV con el propósito de continuar con la evaluación durante en el periodo análisis, el cual es de diez años.

4.1.2. Alternativa 2 : Subestación de transformación 220/60 KV Ventanilla Nueva para el año 2003.

Esta alternativa comprende la puesta en servicio de una Subestación de Transformación 220/60 KV. La alimentación en 220 KV de la Nueva Subestación 220/60 KV será de la siguiente forma:

Como Sistema Secundario de Transmisión, alimentado por dos líneas en 220 KV en forma radial desde la Central Térmica de Ventanilla.

Como Sistema Principal de Transmisión, alimentado por las líneas en 220 KV Subestación Central Térmica de Ventanilla - Subestación Chavarría.

La Subestación Ventanilla Nueva 220/60 KV tendrá en un inicio una capacidad transformativa de 120 MVA. En el lado de 60 KV tendrá dos salidas en 60 KV mediante la entrada y salida de la línea 652 Subestación Oquendo - Subestación La Pampilla.

4.1.3. Alternativa 3 : Subestación de transformación 220/60 KV Zapallal Nueva para el año 2003.

Esta alternativa comprende la puesta en servicio de una Subestación de Transformación 220/60 KV. La alimentación en 220 KV de la Nueva Subestación 220/60 KV será de la siguiente forma:

Como Sistema Secundario de Transmisión, alimentado por dos líneas en 220 KV en forma radial desde la Subestación Zapallal perteneciente a la Empresa de Transmisión Centro Norte ETECEN.

Como Sistema Principal de Transmisión, alimentado por las líneas en 220 KV Subestación Zapallal - Central Térmica de Ventanilla.

La Subestación Zapallal Nueva 220/60 KV tendrá en un inicio una capacidad transformativa de 120 MVA. En el lado de 60 KV tendrá inicialmente cuatro salidas mediante la entrada y salida de las líneas Subestación Puente Piedra - Subestación Zapallal y Subestación Caudivilla - Subestación Zapallal.

En el Anexo B se muestra el esquema de ubicación de las alternativas analizadas.

4.2 Flujos de Potencia para cada alternativa

De los resultados de la proyección de la demanda para Edelnor y el Sistema Interconectado Centro Norte, se simuló mediante un programa de

flujo de potencia, los flujos de carga en máxima demanda simultánea, para cada alternativa definida. En el Anexo C se muestran los esquemas de flujo de potencia para los años de inicio, intermedio y final del periodo de análisis

4.2.1. Contingencias n-1 para líneas en alta tensión.

La contingencia n - 1 para líneas en 220 o 60 KV considera el no rechazo de carga ante la salida de una línea en alta tensión, la cual provocaría la sobrecarga de otras líneas, bajos perfiles de tensión o la salida fuera de servicio de alguna subestación de transmisión, con el consiguiente rechazo de carga atendida por la subestación. Se admite una sobrecarga máxima de 20 % de su capacidad nominal para todas las líneas transmisión y subtransmisión ante una situación de contingencia. La solución para superar la contingencia, para las líneas que se sobrecargan en 20 % de su capacidad nominal, considera el ingreso de una nueva línea en alta tensión.

De la simulaciones de flujos de carga en máxima demanda de cada alternativa, para cada año, se obtuvo las líneas en 60 KV que serían necesarias su ingreso para no rechazar carga ante la salida de otra línea en 60 KV.

Alternativa 1:

- Línea en 60 KV S.E. Chavarría - S.E. Tomás Valle, 5.3 KM , año 2004.
- Línea en 60 KV S.E. Infantas - S.E. Z, 3.0 KM , 2004.
- Línea en 60 KV S.E. Chavarría - S.E. Naranjal, 4.0 KM , año 2008.

Alternativa 2:

- Línea en 60 KV S.E. Ventanilla Nueva - S.E. Zapallal, 13 KM, año 2008.
- Línea en 60 KV S.E. Ventanilla Nueva - S.E. Naranjal, 9 KM , año 2008.
- Línea en 60 KV S.E. Puente Piedra - S.E. Caudivilla, 6 KM, año 2011.

Alternativa 3

- Línea en 60 KV S.E. Infantas - S.E. Z, 3.0 KM, año 2004.
- Línea en 60 KV S.E. Zapallal Nueva - S.E. Caudivilla, 6.0 KM, año 2011.

4.2.2. Evaluación de pérdidas.

Se evaluaron las pérdidas en potencia que presenta cada alternativa en máxima demanda, para cada año, durante el periodo de evaluación (2003-2012).

Los siguientes son los resultados obtenidos:

CUADRO N 4.2.2.a

Alternativa 1A

AÑO	Sistema Secundario de Transmisión		Sistema Principal de Transmisión	
	KW	%	KW	%
2003	6710	1.88	-	-
2004	6899	1.84	-	-
2005	7592	1.91	-	-
2006	8243	2.00	-	-
2007	8988	2.09	-	-
2008	9090	1.99	-	-
2009	8065	1.70	8044	1.70
2010	8877	1.80	8861	1.80
2011	9411	1.85	9391	1.85
2012	10094	1.93	10.074	1.92

CUADRO N° 4.2.2.b

Alternativa 1B

AÑO	Sistema Secundario de Transmisión		Sistema Principal de Transmisión	
	KW	%	KW	%
2003	6710	1.88	-	-
2004	6899	1.84	-	-
2005	7592	1.91	-	-
2006	8243	2.00	-	-
2007	8988	2.09	-	-
2008	9090	1.99	-	-
2009	7271	1.54	7220	1.53
2010	7911	1.61	7858	1.60
2011	8315	1.64	8259	1.63
2012	8854	1.69	8795	1.68

CUADRO N° 4.2.2.c

Alternativa 2

AÑO	Sistema Secundario de Transmisión		Sistema Principal de Transmisión	
	KW	%	KW	%
2003	5559	1.56	5545	1.56
2004	6193	1.65	6177	1.65
2005	6823	1.72	6807	1.72
2006	7405	1.80	7389	1.79
2007	8115	1.89	8091	1.89
2008	7749	1.70	7713	1.69
2009	8484	1.79	8446	1.78
2010	9355	1.90	9309	1.89
2011	9829	1.93	9785	1.93
2012	10519	2.01	10467	2.00

CUADRO N° 4.2.2.d

Alternativa 3

AÑO	Sistema Secundario de Transmisión		Sistema Principal de Transmisión	
	KW	%	KW	%
2003	5.305	1.49	5261	1.48
2004	5.839	1.56	5792	1.55
2005	6.456	1.63	6405	1.62
2006	6.942	1.69	6889	1.67
2007	7.450	1.74	7394	1.73
2008	7.768	1.70	7709	1.69
2009	8.469	1.79	8385	1.77
2010	9.172	1.86	9082	1.84
2011	8.995	1.77	8881	1.75
2012	9.490	1.81	9372	1.79

De la evaluación de las pérdidas en potencia, se estimarán las pérdidas en energía mediante el factor de pérdidas, este factor se calcula teniendo como dato el factor de carga mensual (F.C.) que presenta la Subestación Chavarría 220/60 KV, actualmente es del orden de 71.5 %. Con las siguientes fórmulas se estimarán el factor de pérdidas y las pérdidas anuales de energía:

$$F.P. = 0.3 \times F.C + 0.7 \times F.C.^2.$$

$$F.P. = 57 \%$$

$$P.A.E. (KWH) = \text{Pérdidas en Potencia} \times F.P. \times 8760 \text{ horas}$$

donde :

F.P. = Factor de Pérdidas

P.A.E. = Pérdidas Anuales en Energía (KWH)

Luego, las pérdidas de energía anuales estimadas son:

CUADRO N° 4.2.2.e

Alternativa 1A

AÑO	Sistema Secundario de Transmisión	Sistema Principal de Transmisión
	KWH	KWH
2003	33451470	-
2004	34393695	-
2005	37848519	-
2006	41093960	-
2007	44808020	-
2008	45316522	-
2009	40206574	40101882
2010	44254650	44174885
2011	46916809	46817103
2012	50321780	50222073

CUADRO N° 4.2.2.f

Alternativa 1B

AÑO	Sistema Secundario de Transmisión	Sistema Principal de Transmisión
	KWH	KWH
2003	33451470	-
2004	34393695	-
2005	37848519	-
2006	41093960	-
2007	44808020	-
2008	45316522	-
2009	36248233	35993982
2010	39438835	39174613
2011	41452903	41173725
2012	44139988	43845854

CUADRO N° 4.2.2.g

Alternativa 2

AÑO	Sistema Secundario de Transmisión	Sistema Principal de Transmisión
	KWH	KWH
2003	27713372	27643577
2004	30874062	30794297
2005	34014811	33935046
2006	36916265	36836500
2007	40455839	40336192
2008	38631214	38451742
2009	42295421	42105979
2010	46637631	46408307
2011	49000671	48781317
2012	52440539	42181303

CUADRO N° 4.2.2.h

Alternativa 3

AÑO	Sistema Secundario de Transmisión	Sistema Principal de Transmisión
	KWH	KWH
2003	26447101	26227747
2004	29109260	28874950
2005	32185200	31930949
2006	34608064	34343842
2007	37140604	36861427
2008	38725935	38431801
2009	42220641	41801875
2010	45725318	45276640
2011	44842917	44274591
2012	47310649	46722382

4.3 Niveles de potencia de Cortocircuito Trifásico.

Mediante un programa para el cálculo de la potencia de cortocircuito se determinaron los niveles de potencia de cortocircuito en barras, para las subestaciones, a los niveles de tensión de 220, 60 y 10 KV; los que se realizaron para el caso más desfavorable, el cual sería, cuando la mayoría de generación este en servicio, en especial la generación más cercana a la ciudad de Lima; estos valores son presentados en los cuadros 4.3 b, c, d y e. De estos cuadros, se observa que la potencia de cortocircuito a nivel de 10 KV tiene un incremento considerable cuando a una subestación 60/10 KV se le adiciona un transformador en paralelo, si este nivel de potencia de cortocircuito es mayor al de diseño, su solución, sea operativa o de reemplazo de equipos no interviene en las inversiones del presente proyecto, por ser un problema que involucra solo a la subestación.

Los incrementos de los niveles de potencia de cortocircuito presentados a nivel de 220 KV, se relacionan con un incremento en la generación (mediante nuevas centrales o nuevos grupos), la cercanía de las Centrales Eléctricas a la ciudad de Lima, ingreso de nuevas líneas en 220 KV, por lo cual no interviene en las inversiones del proyecto.

Los incrementos de los niveles de potencia de cortocircuito a nivel de 60 KV en barras presentados en los cuadros 4.3.b, c, d y e, están en relación con la adición de una banco transformador 220/60 KV en paralelo en la Subestación, el ingreso de una nueva Subestación 220/60 KV y la adición de nuevas líneas en 60 KV, por lo que intervendría en las inversiones del presente proyecto cuando superen los niveles de potencia de cortocircuito de diseño en barras.

En el Anexo D se presentan la de potencia de cortocircuito de diseño de los interruptores de potencia, los que se toman como referencia para asumir la potencia de cortocircuito de diseño en barras a nivel de 60 KV que tendrían las subestaciones 60/10 KV antiguas . En las subestaciones nuevas la potencia de cortocircuito en barras de diseño se considera de 5000 y 2500 MVA, lo anterior se resume en el cuadro 4.3.a.

De la comparación de los niveles de potencia de cortocircuito con los de diseño en barras en 60 KV, se observó que en la Subestación Oquendo presenta niveles superiores al de diseño para la alternativa 1A a partir del año 2009 y la alternativa 2 a partir del el año 2008, por lo que implicaría realizar una inversión para superar el problema; sin embargo Edelnor dentro de sus proyectos de mejora de la calidad tiene previsto para el año 2002 el cambio de todos los equipos en 60 y 10 KV (interruptores, seccionadores y barras) para la Subestación Oquendo para darle una mayor confiabilidad en su operación y mantenimiento.

CUADRO N° 4.3.a

POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO DE DISEÑO CONSIDERADO EN 60 KV

Subestación 60/10 KV	(MVA)
Chavarría	4000
Zapallal Nueva	5000
Ventanilla Nueva	5000
Infantas	1500
Tomás Valle	2500
Oquendo	1500
Mirones	1500
Naranjal	2500
Caudivilla	2500
Puente Piedra	2500
Zapallal	1500
La Pampilla	2500
Ventanilla	1500
Ancón	2500
Chancay	1500
Huaral	1500
SET Z	2500
SET F	2500

CUADRO N° 4.3.b

ALTERNATIVA 1A

Barra	Tensión KV	Potencia de Corto Circuito Trifásico (MVA)				
		2002	2003	2008	2009	2012
Chavarría	220	6591	6618	7371	7942	8280
Ventanilla Nueva	220	-	-	-	7247	7497
Chavarría	60	2090	2542	2646	2977	3019
Ventanilla Nueva	60	-	1594	-	1588	-
Infantas	60	1090	1216	1503	1631	1636
F	60	-	-	1470	1574	1580
Naranjal	60	1195	1344	1747	1903	1914
Z	60	569	712	1234	1338	1337
Caudivilla	60	571	613	853	924	918
Puente Piedra	60	642	689	712	807	799
Zapallal	60	656	706	751	901	893
Ancón	60	424	448	466	528	519
Chancay	60	195	202	206	221	214
Huaral	60	180	186	190	204	196
Tomás Valle	60	946	1040	1469	1670	1677
Ventanilla	60	624	670	703	903	896
Oquendo	60	960	1058	1147	1563	1567
La Pampilla	60	675	726	763	1157	1155
Mirones	60	1098	1224	1245	1322	1324
Chavarría	10	599	639	641	663	662
Infantas	10	346	363	378	388	388
F	10	-	-	408	419	416
Naranjal	10	353	377	398	407	402
Z	10	189	204	389	402	398
Caudivilla	10	180	188	341	354	348
Puente Piedra	10	188	194	195	205	324
Zapallal	10	110	113	113	119	116
Ancón	10	97	100	104	109	105
Chancay	10	58	59	80	84	80
Huaral	10	75	76	78	82	78
Tomás Valle	10	347	363	405	424	420
Ventanilla	10	108	110	109	118	216
Oquendo	10	345	361	376	423	421
Mirones	10	483	511	516	531	528

CUADRO N° 4.3.c

ALTERNATIVA 1B

Barra	Tensión KV	Potencia de Corto Circuito Trifásico (MVA)				
		2002	2003	2008	2009	2012
Chavarría	220	6591	6618	7371	7939	8276
Zapallal Nueva	220	-	-	-	4439	4517
Chavarría	60	2090	2542	2646	2965	3005
Zapallal Nueva	60	-	1594	-	1508	1507
Infantas	60	1090	1216	1503	1666	1671
F	60	-	-	1470	1572	1578
Naranjal	60	1195	1344	1747	1916	1927
Z	60	569	712	1234	1404	1405
Caudivilla	60	571	613	853	1027	1023
Puente Piedra	60	642	689	712	1167	1163
Zapallal	60	656	706	751	1096	1091
Ancón	60	424	448	466	601	593
Chancay	60	195	202	206	239	232
Huaral	60	180	186	190	219	212
Tomás Valle	60	946	1040	1469	1602	1607
Ventanilla	60	624	670	703	915	909
Oquendo	60	960	1058	1147	1292	1291
La Pampilla	60	675	726	763	910	904
Mirones	60	1098	1224	1245	1320	1322
Chavarría	10	599	639	641	663	663
Infantas	10	346	363	378	391	392
F	10	-	-	408	419	416
Naranjal	10	353	377	398	408	404
Z	10	189	204	389	410	407
Caudivilla	10	180	188	341	372	367
Puente Piedra	10	188	194	195	229	382
Zapallal	10	110	113	113	126	123
Ancón	10	97	100	104	115	112
Chancay	10	58	59	80	88	84
Huaral	10	75	76	78	86	82
Tomás Valle	10	347	363	405	418	414
Ventanilla	10	108	110	109	119	219
Oquendo	10	345	361	376	396	393
Mirones	10	483	511	516	531	528

CUADRO N° 4.3.d

ALTERNATIVA 2

Barra	Tensión KV	Potencia de Corto Circuito Trifásico (MVA)				
		2002	2003	2007	2008	2012
Chavarría	220	6591	6613	7333	7364	8287
Ventanilla Nueva	220	-	6078	6562	6590	7509
Chavarría	60	2090	2362	2433	2655	2767
Ventanilla Nueva	60	-	1459	1477	2258	2384
Infantas	60	1090	1174	1180	1565	1597
F	60	-	-	-	1479	1506
Naranjal	60	1195	1293	1303	1529	1558
Z	60	569	730	726	780	930
Caudivilla	60	571	639	634	692	953
Puente Piedra	60	642	753	749	893	1056
Zapallal	60	656	821	819	1143	1163
Ancón	60	424	500	496	610	605
Chancay	60	195	217	215	239	230
Huaral	60	180	200	198	219	210
Tomás Valle	60	946	1118	1122	1194	1208
Ventanilla	60	624	841	839	1044	1055
Oquendo	60	960	1366	1379	1574	1608
La Pampilla	60	675	1459	1084	1382	1409
Mirones	60	1098	1182	1189	1254	1271
Chavarría	10	599	628	621	646	648
Infantas	10	346	360	354	390	391
F	10	-	-	-	412	410
Naranjal	10	353	373	367	389	385
Z	10	189	207	318	331	350
Caudivilla	10	180	193	194	315	353
Puente Piedra	10	188	203	196	213	360
Zapallal	10	110	119	116	125	122
Ancón	10	97	105	107	114	110
Chancay	10	58	62	83	88	83
Huaral	10	75	80	81	86	81
Tomás Valle	10	347	377	372	384	381
Ventanilla	10	108	119	116	122	227
Oquendo	10	345	401	397	424	423
Mirones	10	483	504	498	1254	519

CUADRO N° 4.3.e

ALTERNATIVA 3

Barra	Tensión KV	Potencia de Corto Circuito Trifásico (MVA)				
		2002	2003	2008	2009	2012
Chavarría	220	6591	6611	7354	7939	8277
Zapallal Nueva	220	-	4000	4236	4462	4557
Chavarría	60	2090	2347	2439	2587	2676
Zapallal Nueva	60	-	1380	1435	1955	2069
Infantas	60	1090	1170	1404	1469	1580
F	60	-	-	1403	1452	1479
Naranjal	60	1195	1289	1397	1454	1519
Z	60	569	806	1251	1316	1523
Caudivilla	60	571	744	954	1016	1455
Puente Piedra	60	642	1090	1114	1330	1356
Zapallal	60	656	1023	1046	1254	1280
Ancón	60	424	577	584	648	649
Chancay	60	195	235	236	247	243
Huaral	60	180	215	217	227	222
Tomás Valle	60	946	1042	1053	1091	1098
Ventanilla	60	624	857	868	973	978
Oquendo	60	960	1109	1122	1181	1186
La Pampilla	60	675	837	844	907	907
Mirones	60	1098	1178	1197	1233	1251
Chavarría	10	599	627	628	638	643
Infantas	10	346	360	372	376	387
F	10	-	-	403	407	408
Naranjal	10	353	373	375	377	381
Z	10	189	215	393	399	419
Caudivilla	10	180	205	361	370	420
Puente Piedra	10	188	227	227	237	406
Zapallal	10	110	126	125	129	127
Ancón	10	97	111	114	117	115
Chancay	10	58	64	88	90	87
Huaral	10	75	84	86	88	84
Tomás Valle	10	347	366	363	368	366
Ventanilla	10	108	120	118	120	224
Oquendo	10	345	371	375	382	381
Mirones	10	483	503	507	513	516

CAPITULO V EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

5.1 Parámetros de evaluación

- Horizonte de evaluación : 10 años.
- Vida útil : 25 años.
- Depreciación acelerada : Lineal, en 5 años.
- Gastos de Operación y mantenimiento : 2.5 % de la inversión.
- Moneda : Dólares americanos.
- Tipo de cambio : 2.82 S/. / US \$
- Valor residual : Según la formula siguiente:

$$VR = I_o \times \frac{(VU-PE)}{VU}$$

Donde :

VR : Valor residual.

VU : Vida Útil.

PE : Período de evaluación.

I_o : Inversión inicial.

5.2. Costos de cada alternativa

- Costo de Operación y Mantenimiento

Se considera un porcentaje de la inversión inicial, para la presente evaluación equivale al 2.5% de la inversión inicial.

- Costo de Vigilancia

Dicho costo se daría por la entrada en servicio de una nueva subestación. Se considera un costo de US \$ 30000.00 anuales en seguridad por cada subestación.

- Mayores Pérdidas.

Este beneficio es el resultado de la valorización de las pérdidas en potencia y energía, se comparara por diferencia de una alternativa respecto a otra, para lo cual se consideran los siguientes precios de compra de energía y potencia.

Precio en Barra de Potencia de Punta (S./ / KW)	=	19.75
Precio Medio de Energía (ctm S./ / KWH)	=	5.43
Al tipo de cambio de:	1 US \$	= S./ 2.82
Precio en Barra de Potencia de Punta (US \$./ / KW)	=	7.00
Precio Medio de Energía (US \$ / KWH)	=	0.0193

El Precio en Barra de Potencia de Punta es el fijado en la resolución N° 008-98P/CTE en abril del presente año y el Precio Medio de Energía toma como valor el Costo Marginal Medio en el periodo de avenida, considerando que dentro de algunos años, con el ingreso de Centrales Térmicas a Gas los precios de Energía se reducirán.

En los siguientes cuadros se presentan los resultados de la valorización de las pérdidas de potencia y energía.

CUADRO 5.2.3.a

Alternativa 2 - Alternativa 1A

AÑO	Sistema Secundario			Sistema Principal		
	Potencia (12 meses)	Energía Anual	Total	Potencia (12 meses)	Energía Anual	Total
	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
2003	96684	110745	207429	97860	112092	209952
2004	59304	67929	127233	60648	69468	130116
2005	64596	73991	138587	65940	75530	141470
2006	70392	80630	151022	71736	82169	153905
2007	73332	83997	157329	75348	86306	161654
2008	112644	129026	241670	115668	132490	248158
2009	-35196	-40315	-75511	-33768	-38679	-72447
2010	-40152	-45992	-86144	-37632	-43105	-80737
2011	-35112	-40219	-75331	-33096	-37909	-71005
2012	-35700	-40892	-76592	-33012	-37813	-70825

CUADRO 5.2.3.b

Alternativa 3 - Alternativa 1B

AÑO	Sistema Secundario			Sistema Principal		
	Potencia (12 meses)	Energía Anual	Total	Potencia (12 meses)	Energía Anual	Total
	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$	US \$
2003	118020	135184	253204	121716	139418	261134
2004	89040	101990	191030	92988	106512	199500
2005	95424	109302	204726	99708	114209	213917
2006	109284	125178	234462	113736	130277	244013
2007	129192	147981	277173	133896	153369	287265
2008	111048	127198	238246	116004	132875	248879
2009	-100632	-115267	-215899	-97860	-112092	-209952
2010	-105924	-121329	-227253	-102816	-117769	-220585
2011	-57120	-65427	-122547	-52248	-59847	-112095
2012	-53424	-61194	-114618	-48468	-55517	-103985

5.3. Inversión de cada alternativa

En los cuadros 5.3.a, 5.3.b, 5.3.c y 5.3.d se presentan las inversiones que serían necesarias realizar para cada alternativa durante el período de evaluación

(2003 - 2012). En el Anexo E se presenta con mayor detalle los montos de las inversiones.

CUADRO 5.3.a
Alternativa 1A

AÑO	Sistema Secundario	Sistema Principal
2003	<ul style="list-style-type: none"> Cuarto Banco con Capacidad Transformativa de 120 MVA en S.E. Chavarría 220/60 KV. 1683603 	<ul style="list-style-type: none"> Cuarto Banco con Capacidad Transformativa de 120 MVA en S.E. Chavarría 220/60 KV. 1683603
2004	<ul style="list-style-type: none"> Línea en 60 KV S.E. Chavarría - S.E. Tomás Valle, 5.3 KM. 928194 Línea en 60 KV S.E. Infantas-S.E. Z, 3 KM. 376694 	<ul style="list-style-type: none"> Línea en 60 KV S.E. Chavarría - S.E. Tomás Valle, 5.3 KM. 928194 Línea en 60 KV S.E. Infantas- S.E. Z, 3 KM. 376694
2008	<ul style="list-style-type: none"> Línea en 60 KV S.E. Chavarría-S.E. Naranjal, 4 KM. 856694 	<ul style="list-style-type: none"> Línea en 60 KV S.E. Chavarría-S.E. Naranjal, 4 KM. 856694
2009	<ul style="list-style-type: none"> S.E. Ventanilla Nueva 220/60 KV con Banco de Transformadores de 120 MVA 5127399 	<ul style="list-style-type: none"> S.E. Ventanilla Nueva 220/60 KV con Banco de Transformadores de 120 MVA 2866382

CUADRO 5.3.b
Alternativa 1B

AÑO	Sistema Secundario	Sistema Principal
2003	<ul style="list-style-type: none"> Cuarto Banco con Capacidad transformativa de 120 MVA en S.E. Chavarría 220/60 KV. 1683603 	<ul style="list-style-type: none"> Cuarto Banco con Capacidad transformativa de 120 MVA en S.E. Chavarría 220/60 KV. 1683603
2004	<ul style="list-style-type: none"> Línea en 60 KV S.E. Chavarría - S.E. Tomás Valle, 5.3 KM. 928194 Línea en 60 KV S.E. Infantas - S.E. Z, 3 KM. 376694 	<ul style="list-style-type: none"> Línea en 60 KV S.E. Chavarría - S.E. Tomás Valle, 5.3 KM. 928194 Línea en 60 KV S.E. Infantas - S.E. Z, 3 KM. 376694
2008	<ul style="list-style-type: none"> Línea en 60 KV S.E. Chavarría-S.E. Naranjal, 4 KM. 856694 	<ul style="list-style-type: none"> Línea en 60 KV S.E. Chavarría - S.E. Naranjal, 4 KM. 856694
2009	<ul style="list-style-type: none"> S.E. Zapallal Nueva 220/60 KV con Banco de Transformadores de 120 MVA. 5904093 	<ul style="list-style-type: none"> S.E. Zapallal Nueva 220/60 KV con Banco de Transformadores de 120 MVA. 3315076

CUADRO 5.3.c

Alternativa 2

AÑO	Sistema Secundario		Sistema Principal	
2003	• S.E. Ventanilla Nueva 220/60 KV con Banco de Transformadores de 120 MVA.	5127399	• S.E. Ventanilla Nueva 220/60 KV con Banco de Transformadores de 120 MVA.	2866382
2008	• Segundo Banco con Capacidad Transformativa de 120 MVA en S.E. Ventanilla Nueva 220/60 KV.	1528447	• Segundo Banco con Capacidad Transformativa de 120 MVA en S.E. Ventanilla Nueva 220/60 KV.	1528447
	• Línea en 60 KV S.E. Ventanilla Nueva - S.E. Zapallal, 13 KM.	652094	• Línea en 60 KV S.E. Ventanilla Nueva - S.E. Zapallal, 13 KM.	652094
	• Línea en 60 KV S.E. Ventanilla Nueva - S.E. Naranjal, 9 KM.	706694	• Línea en 60 KV S.E. Ventanilla Nueva - S.E. Naranjal, 9 KM.	706694
2011	• Línea en 60 KV S.E. Puente Piedra - S.E. Caudivilla, 6 KM.	541694	• Línea en 60 KV S.E. Puente Piedra - S.E. Caudivilla, 6 KM.	541694

CUADRO 5.3.d.

Alternativa 3

AÑO	Sistema Secundario		Sistema Principal	
2003	• S.E. Zapallal Nueva 220/60 KV con Banco de Transformadores de 120 MVA.	5904093	• S.E. Zapallal Nueva 220/60 KV con Banco de Transformadores de 120 MVA.	3315076
2008	• Línea en 60 KV S.E. Infantas - S.E. Z, 3 KM.	376694	• Línea en 60 KV S.E. Infantas - S.E. Z, 3 KM.	376694
2009	• Segundo Banco con Capacidad Transformativa de 120 MVA en S.E. Zapallal Nueva 220/60 KV.	1528447	• Segundo Banco con Capacidad Transformativa de 120 MVA en S.E. Zapallal Nueva 220/60 KV.	1528447
2011	• Línea en 60 KV S.E. Zapallal Nueva - S.E. Caudivilla, 6 KM.	541694	• Línea en 60 KV S.E. Zapallal Nueva - S.E. Caudivilla, 6 KM.	541694

5.4. Evaluación económica de cada alternativa

En los cuadros 5.4.a, b, c y d se presentan los flujos de fondos de la evaluación económica de las alternativas, se compara la alternativa 1A con la alternativa 2 y la alternativa 1B con la alternativa 3 tanto para los casos de Sistema Secundario y Principal de Transmisión para el cálculo del Valor Actual de Costos (VAC) a la tasa de descuento.

5.5 Análisis de sensibilidad

Se realiza el análisis de sensibilidad a las variables egresos e inversión para las alternativas evaluadas, los resultados se resumen en el Cuadro 5.5.

CUADRO 5.4.a
EVALUACION ECONOMICA
(US\$)

ALTERNATIVA 1A VS ALTERNATIVA 2 (SISTEMA SECUNDARIO)

Descripción	Período de Evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Alternativa 1A											
Aumento de Capacidad Transformativa en S.E. Chavarria 220/60 KV											
Gastos (G)											
1) Operación y Mantenimiento		42090	74712	74712	74712	74712	96130	224315	224315	224315	224315
2) Seguridad		0	0	0	0	0	0	30000	30000	30000	30000
3) Mayores Pérdidas respecto a la Alternativa 2		207429	127233	138587	151022	157329	241670	0	0	0	0
TOTAL GASTOS G		249519	201945	213299	225734	232041	337800	254315	254315	254315	254315
Depreciación acelerada D		336721	597698	597698	597698	597698	432316	1096819	1096819	1096819	1096819
Flujo de Costos FC = G + D		586240	799643	810997	823432	829739	770116	1351133	1351133	1351133	1351133
Ahorro Pago de Imp. APIM = 0,335 * FC		196390	267881	271684	275850	277963	257989	452630	452630	452630	452630
Inversión	1683603	1304888				856694	5127399				
Valor residual											6417660
Flujo de costos netos del proyecto FCN = G + Io - APIM - VR	1683603	1358017	-65935	-58385	-50116	810773	5207210	-198315	-198315	-198315	-6615975
Alternativa 2											
S.E. Ventanilla Nueva 220/60 KV											
Gastos (G)											
1) Operación y Mantenimiento		128185	128185	128185	128185	128185	200366	200366	200366	213908	213908
2) Seguridad		30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
3) Mayores Pérdidas respecto a la Alternativa 1A		0	0	0	0	0	0	75511	86144	75331	76592
TOTAL GASTOS G		158185	158185	158185	158185	158185	230366	305877	316509	319239	320500
Depreciación acelerada D		925480	925480	925480	925480	925480	577447	577447	577447	685786	685786
Flujo de Costos FC = G + D		1083665	1083665	1083665	1083665	1083665	807813	883324	893956	1005024	1006286
Ahorro Pago de Imp. APIM = 0,335 * FC		363028	363028	363028	363028	363028	270617	295913	299475	336683	337106
Inversión	5127399					2887235			541694		
Valor residual											5584586
Flujo de costos netos del proyecto FCN = G + Io - APIM - VR	5127399	-204843	-204843	-204843	-204843	2682392	-40251	9963	558728	-17444	-5601191

Tasa de descuento	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%
VAC Alternativa 1A(MUS \$)	2273245	2710954	3026060	3247994	3399204	3496851	3554077
VAC Alternativa 2(MUS \$)	2617215	3176369	3612839	3953675	4219772	4427332	4588957

CUADRO 5.4.b
EVALUACION ECONOMICA
(US\$)

ALTERNATIVA 1B VS ALTERNATIVA 3 (SISTEMA SECUNDARIO)

Descripción	Período de Evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Alternativa 1B											
Aumento de Capacidad Transformativa en S.E. Chavarría 220/60 kV											
Gastos (G)											
1) Operación y Mantenimiento		42090	74712	74712	74712	74712	96130	243732	243732	243732	243732
2) Seguridad		0	0	0	0	0	0	30000	30000	30000	30000
3) Mayores Pérdidas respecto a la Alternativa 3		253204	191030	204726	234462	277173	238246	0	0	0	0
TOTAL GASTOS G		295294	265742	279438	309174	351885	334376	273732	273732	273732	273732
Depreciación acelerada D		336721	597698	597698	597698	597698	432316	1252157	1252157	1252157	1252157
Flujo de Costos FC = G + D		632015	863440	877136	906872	949583	766692	1525889	1525889	1525889	1525889
Ahorro Pago de Imp. APIM = 0,335 * FC		211725	289252	293841	303802	318110	256842	511173	511173	511173	511173
Inversión	1683603	1304888				856694	5904093				
Valor residual											7070083
Flujo de costos netos del proyecto FCN = G + Io - APIM - VR	1683603	1388457	-23511	-14402	5372	890469	5981627	-237441	-237441	-237441	-7307524
Alternativa 3											
S.E. Zapallal Nueva 220/60 kV											
Gastos (G)											
1) Operación y Mantenimiento		147602	147602	147602	147602	147602	157020	195231	195231	208773	208773
2) Seguridad		30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
3) Mayores Pérdidas respecto a la Alternativa 1B		0	0	0	0	0	0	215899	227253	122547	114618
TOTAL GASTOS G		177602	177602	177602	177602	177602	187020	441130	452484	361320	353391
Depreciación acelerada D		1080819	1080819	1080819	1080819	1080819	75339	381028	381028	489367	489367
Flujo de Costos FC = G + D		1258421	1258421	1258421	1258421	1258421	262358	822158	833512	850687	842758
Ahorro Pago de Imp. APIM = 0,335 * FC		421571	421571	421571	421571	421571	87890	275423	279227	284980	282324
Inversión	5904093					376694	1528447		541694		
Valor residual											5326065
Flujo de costos netos del proyecto FCN = G + Io - APIM - VR	5904093	-243969	-243969	-243969	-243969	132725	1627576	165707	714951	76340	-5254998
Tasa de descuento	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%				
VAC Alternativa 1B(MUS \$)	2528912	2990521	3319018	3546644	3697961	3791716	3842245				
VAC Alternativa 3(MUS \$)	3047993	3565779	3974869	4299081	4556792	4762242	4926501				

CUADRO 5.4.c
EVALUACION ECONOMICA
(US\$)

ALTERNATIVA 1A VS ALTERNATIVA 2 (SISTEMA PRINCIPAL)

Descripción	Período de Evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Alternativa 1A											
Aumento de Capacidad Transformativa en S.E. Chavarría 220/60 KV											
Gastos (G)											
1) Operación y Mantenimiento		42090	74712	74712	74712	74712	96130	167789	167789	167789	167789
2) Seguridad		0	0	0	0	0	0	30000	30000	30000	30000
3) Mayores Pérdidas respecto a la Alternativa 2		209952	130116	141470	153905	161654	248158	0	0	0	0
TOTAL GASTOS G		252042	204829	216182	228617	236367	344288	197789	197789	197789	197789
Depreciación acelerada D		336721	597698	597698	597698	597698	432316	694615	694615	694615	694615
Flujo de Costos FC = G + D		588763	802527	813880	826315	834065	776604	892404	892404	892404	892404
Ahorro Pago de Imp. APIM = 0,335 * FC		197236	268846	272650	276816	279412	260162	298955	298955	298955	298955
Inversión	1683603	1304888				856694	2866382				
Valor residual											4728406
Flujo de costos netos del proyecto FCN = G + Io - APIM - VR	1683603	1359695	-64018	-56468	-48198	813649	2950507	-101166	-101166	-101166	-4829572
Alternativa 2											
S.E. Ventanilla Nueva 220/60 KV											
Gastos (G)											
1) Operación y Mantenimiento		71660	71660	71660	71660	71660	143840	143840	143840	157383	157383
2) Seguridad		30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
3) Mayores Pérdidas respecto a la Alternativa 1A		0	0	0	0	0	0	72447	80737	71005	70825
TOTAL GASTOS G		101660	101660	101660	101660	101660	173840	246287	254577	258388	258208
Depreciación acelerada D		523276	523276	523276	523276	523276	577447	577447	577447	685786	685786
Flujo de Costos FC = G + D		624936	624936	624936	624936	624936	751287	823734	832024	944174	943994
Ahorro Pago de Imp. APIM = 0,335 * FC		209354	209354	209354	209354	209354	251681	275951	278728	316298	316238
Inversión	2866382					2887235			541694		
Valor residual											4377975
Flujo de costos netos del proyecto FCN = G + Io - APIM - VR	2866382	-107694	-107694	-107694	-107694	2779541	-77841	-29664	517543	-57910	-4436005

Tasa de descuento	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%
VAC Alternativa 1A(MUS \$)	1993281	2356439	2624324	2819196	2958110	3054166	3117450
VAC Alternativa 2(MUS \$)	1633076	2016654	2309037	2530947	2698327	2823478	2915918

CUADRO 5.4.d
EVALUACION ECONOMICA
(US\$)

ALTERNATIVA 1B VS ALTERNATIVA 3 (SISTEMA PRINCIPAL)

Descripción	Período de Evaluación (Años)										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Alternativa 1B											
Aumento de Capacidad Transformativa en S.E. Chavarría 220/60 KV											
Gastos (G)											
1) Operación y Mantenimiento		42090	74712	74712	74712	74712	96130	179007	179007	179007	179007
2) Seguridad		0	0	0	0	0	0	30000	30000	30000	30000
3) Mayores Pérdidas respecto a la Alternativa 3		261134	199500	213917	244013	287265	248879	0	0	0	0
TOTAL GASTOS G		303224	274212	288629	318726	361978	345009	209007	209007	209007	209007
Depreciación acelerada D		336721	597698	597698	597698	597698	432316	784354	784354	784354	784354
Flujo de Costos FC = G + D		639944	871910	886327	916424	959676	777325	993360	993360	993360	993360
Ahorro Pago de Imp. APIM = 0,335 * FC		214381	292090	296920	307002	321491	260404	332776	332776	332776	332776
Inversión	1683603	1304888				856694	3315076				
Valor residual											5105309
Flujo de costos netos del proyecto FCN = G + Io - APIM - VR	1683603	1393730	-17878	-8290	11724	897180	3399681	-123769	-123769	-123769	-5229078
Alternativa 3											
S.E. Zapallal Nueva 220/60 kV											
Gastos (G)											
1) Operación y Mantenimiento		82877	82877	82877	82877	82877	92294	130505	130505	144048	144048
2) Seguridad		30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000
3) Mayores Pérdidas respecto a la Alternativa 1B		0	0	0	0	0	0	209952	220585	112095	103985
TOTAL GASTOS G		112877	112877	112877	112877	112877	122294	370458	381091	286142	278033
Depreciación acelerada D		613015	613015	613015	613015	613015	75339	381028	381028	489367	489367
Flujo de Costos FC = G + D		725892	725892	725892	725892	725892	197633	751486	762119	775509	767400
Ahorro Pago de Imp. APIM = 0,335 * FC		243174	243174	243174	243174	243174	66207	251748	255310	259796	257079
Inversión	3315076					376694	1528447		541694		
Valor residual											3922654
Flujo de costos netos del proyecto FCN = G + Io - APIM - VR	3315076	-130297	-130297	-130297	-130297	246397	1584534	118710	667475	26347	-3901700
Tasa de descuento	2%	4%	6%	8%	10%	12%	14%				
VAC Alternativa 1B(MUS \$)	2260649	2630056	2898806	3090707	3223965	3312540	3367156				
VAC Alternativa 3(MUS \$)	1943450	2257501	2499375	2685554	2828671	2938443	3022364				

CUADRO 5.5

ANALISIS DE SENSIBILIDAD			
<u>Sistema Secundario</u>			
Alternativa 1A vs Alternativa 2			
Variable	Variación	VAC	
		Alternativa 1A	Alternativa 2
	Base	3554077	4588957
1. Inversión	+ 10 %	3847528	5010924
	- 10 %	3260627	4166989
2. Gastos	+ 10 %	3638126	4659834
	- 10 %	3470028	4518079
Alternativa 1B vs Alternativa 3			
Variable	Variación	VAC	
		Alternativa 1B	Alternativa 3
	Base	3842245	4926501
1. Inversión	+ 10 %	4148288	5373555
	- 10 %	3536202	4479448
2. Gastos	+ 10 %	3944232	5008714
	- 10 %	3740258	4844289
<u>Sistema Principal</u>			
Alternativa 1A vs Alternativa 2			
Variable	Variación	VAC	
		Alternativa 1A	Alternativa 2
	Base	3117450	2915918
1. Inversión	+ 10 %	3320878	3180777
	- 10 %	2914022	2651059
2. Gastos	+ 10 %	3197393	2966789
	- 10 %	3037508	2865046
Alternativa 1B vs Alternativa 3			
Variable	Variación	VAC	
		Alternativa 1B	Alternativa 3
	Base	3367156	3022364
1. Inversión	+ 10 %	3631223	3289518
	- 10 %	3103089	2755210
2. Gastos	+ 10 %	3465784	3081407
	- 10 %	3268527	2963321

CONCLUSIONES

De la proyección de la demanda

Para los siguientes años se debería volver a realizar la proyección de la demanda por alimentadores en 10 KV lo que implica la planificación a mediano y largo plazo de las redes de distribución para luego conseguir la proyección total por Subestación 60/10 KV. En estos últimos años, en el marco de los objetivos y metas de la empresa, sus prioridades fueron alcanzar un nivel de electrificación del 100%, cumplir con sus metas de reducción de pérdidas, y mejorar la calidad y confiabilidad del servicio.

Luego de conseguir la proyección de la demanda por subestación por el método anterior, se conseguiría la proyección total de toda nuestra demanda para luego compararla y ajustarla a la proyección global la demanda que se determina mediante modelos econométricos utilizando como principales variables explicativas del consumo de la energía eléctrica al Producto Bruto Interno y la Población.

De los resultados de la evaluación económica

De los resultados de la evaluación económica por demanda de las alternativas presentadas, se obtuvo que la alternativa 2 obtiene el menor valor actual de costos (VAC) a la tasa de descuento de 14%.

La Alternativa 2, representa el ingreso de la Subestación Ventanilla Nueva 220/60 KV en el año 2003 como parte del Sistema Principal de Transmisión. Esta alternativa significa que Edelnor y la empresa transmisora del sistema interconectado Centro Norte compartirían las instalaciones de la nueva subestación 220/60 KV.

De los resultados de la evaluación técnica

Los niveles de potencia de cortocircuito que presentarían en los próximos 15 años en nivel de 60 KV para cualquiera de las alternativas evaluadas no implicarán una inversión adicional ya que en el diseño de las nuevas subestaciones 60/10 KV las potencias de cortocircuito de los equipos son mayores que las que se presentarían ante una eventual contingencia. Además, en el caso de las subestaciones existentes, sobre todo en las más antiguas, se tiene un plan para la renovación de equipos y mejoramiento de sus instalaciones que se están realizando actualmente y se continuará realizando en los próximos años.

Dado la gran cantidad de líneas aéreas en 220 KV, 60 KV y 10 KV que en la actualidad están conectados con la Subestación Chavarría, para los proyectos de nuevas líneas aéreas de subtransmisión, se hace necesario que se deba considerar tramos de salida subterráneos, lo que aumenta apreciablemente su inversión.

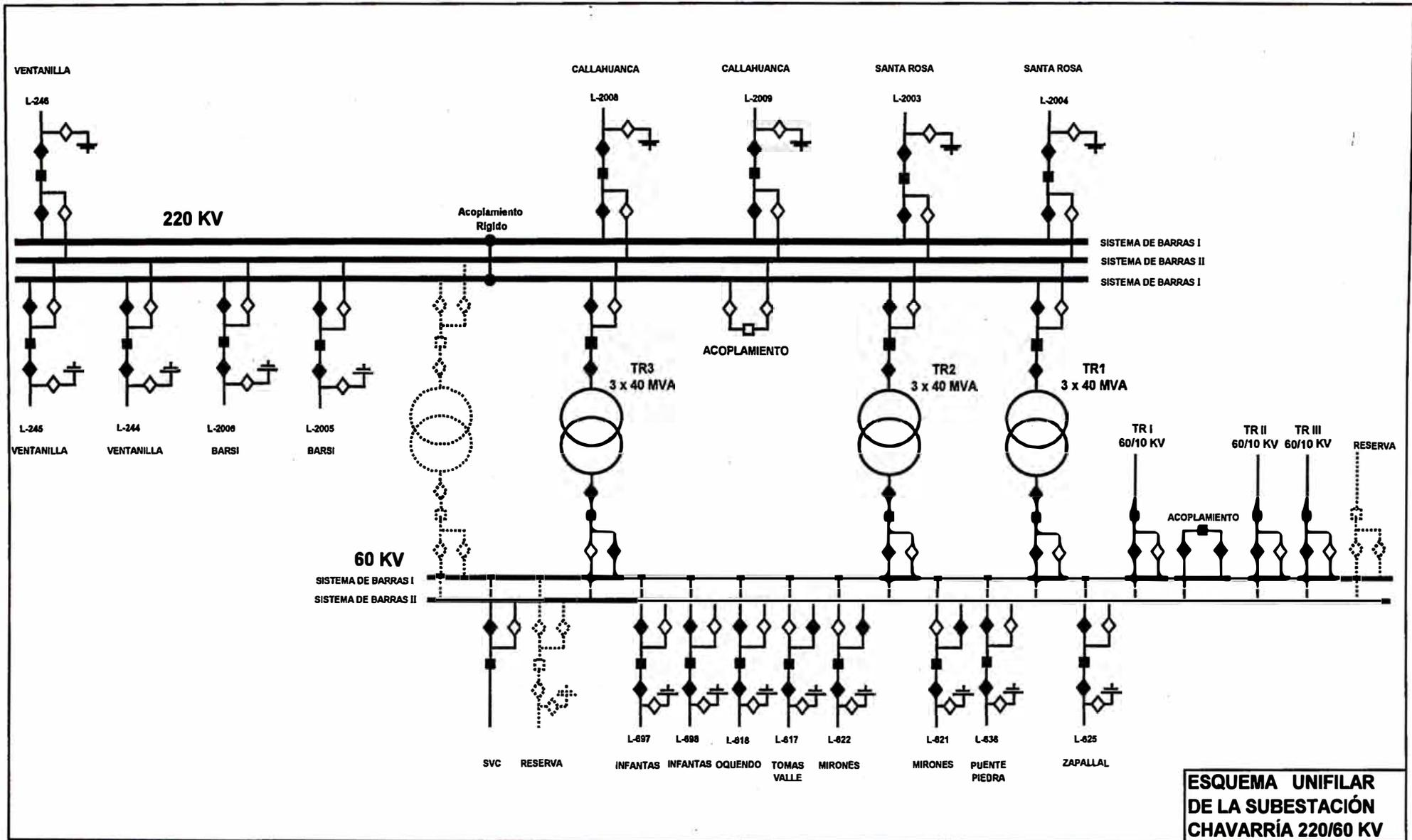
El factor de carga de la Subestación Ventanilla Nueva 220/60 KV sería alto al atender en mayor medida la demanda de clientes industriales con tipo de carga considerado como industrial pesada, tal es el caso de empresas como Química del Pacífico y Refinería La Pampilla.

Beneficios del ingreso de una nueva Subestación 220/60 KV

En opinión personal, pienso que el desarrollo de redes de transmisión radiales en 220 KV por parte de las empresas distribuidoras para tener en propiedad la totalidad de una subestación 220/60 KV no tendría un beneficio en el desarrollo del sector eléctrico nacional. El planeamiento de las redes en 220 KV en la ciudad de Lima debería verse como un todo, donde se involucren en su desarrollo a las dos empresas distribuidoras y a la empresa transmisora, y tener como objetivo lograr anillar todas las subestaciones 220/60 KV, es así, que el ingreso de la subestación 220/60 KV Ventanilla Nueva sería el paso inicial para lograr el anillo Barsi - Chavarría – Ventanilla Nueva –Barsi en 220 KV, que comprende a las subestaciones actuales y futuras que atenderán la demanda de la zona norte de la ciudad de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

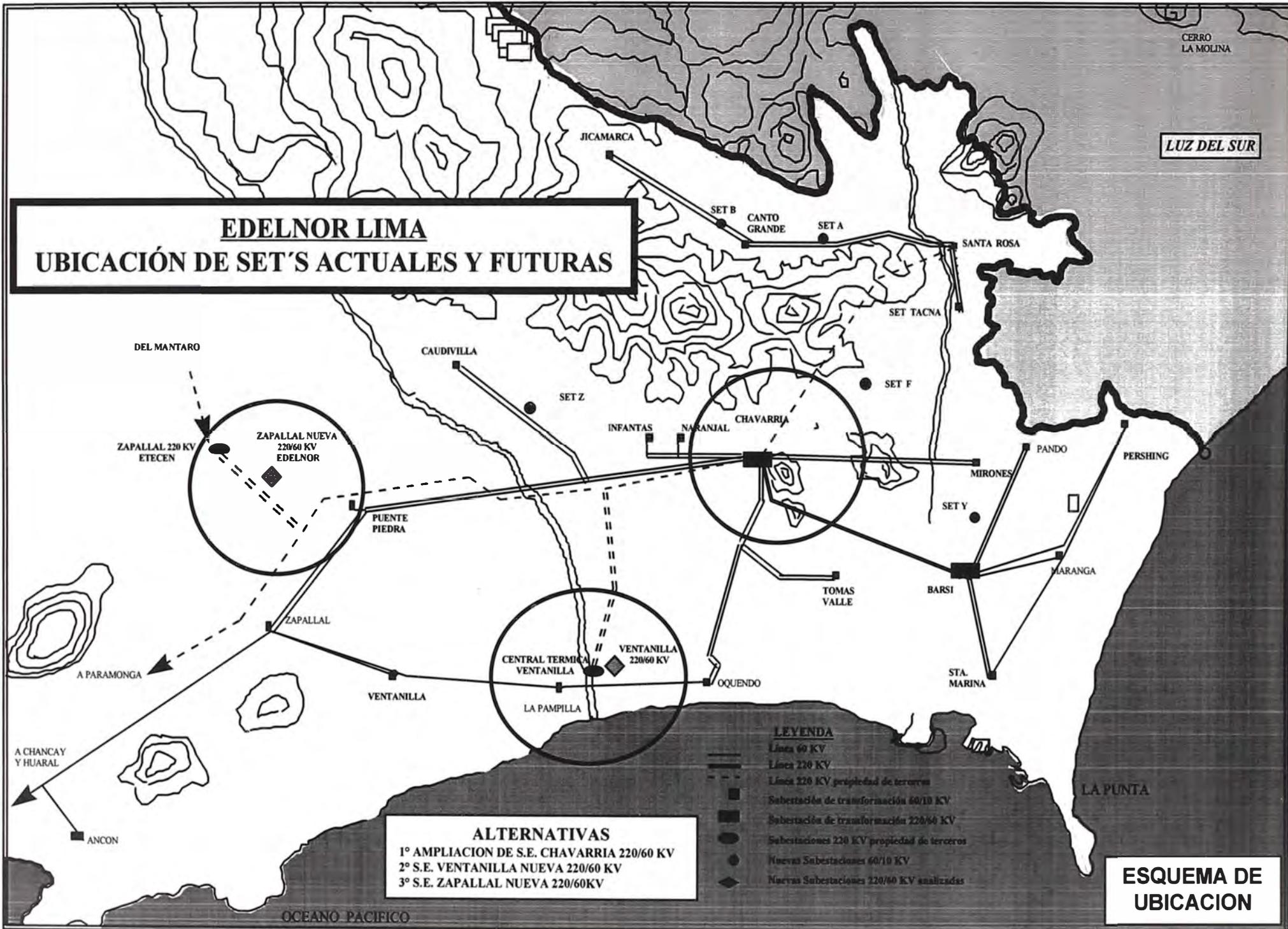
ANEXO A

ESQUEMA UNIFILAR DE LA SUBESTACION CHAVARRIA 220/60 KV



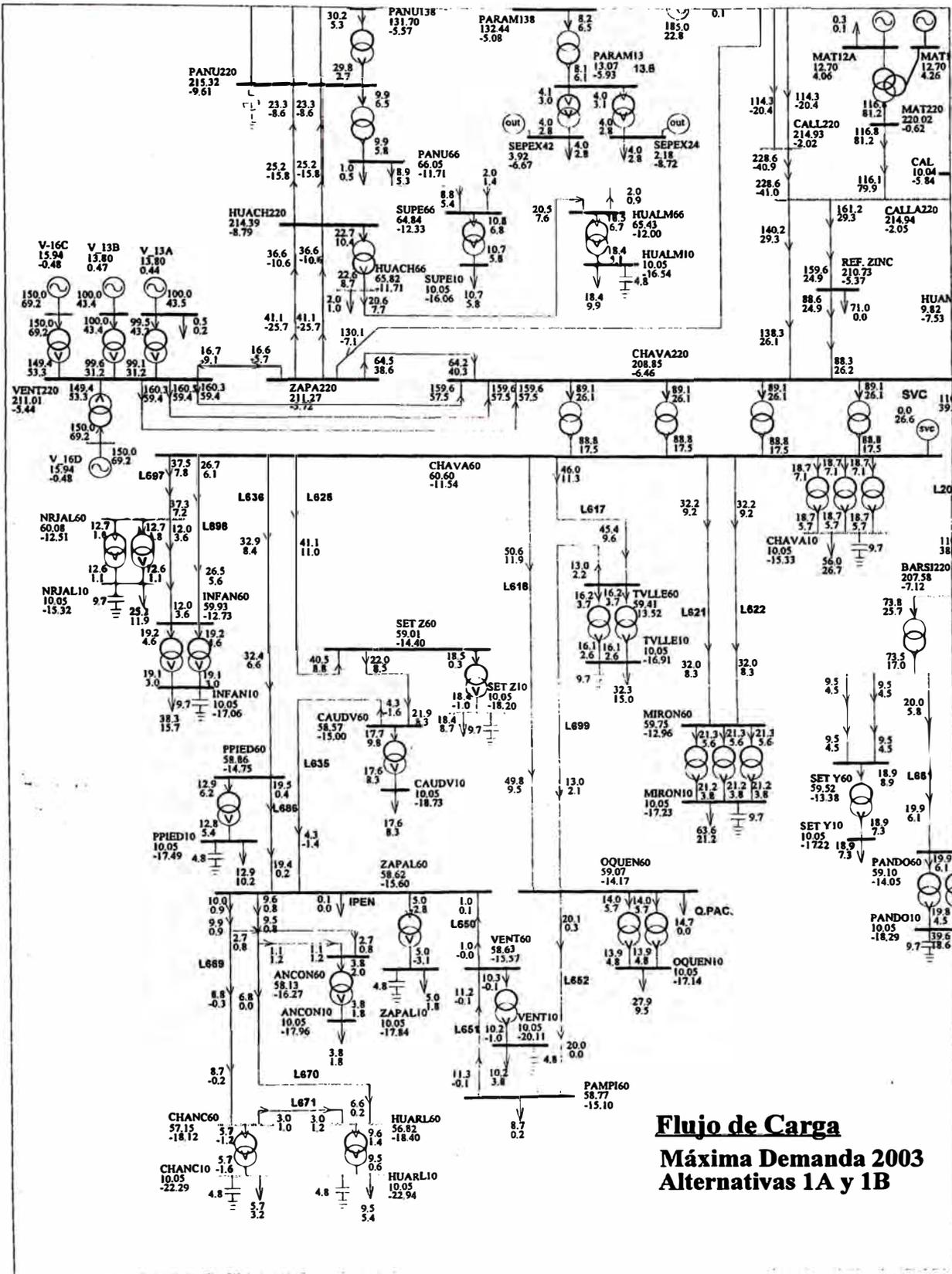
ANEXO B

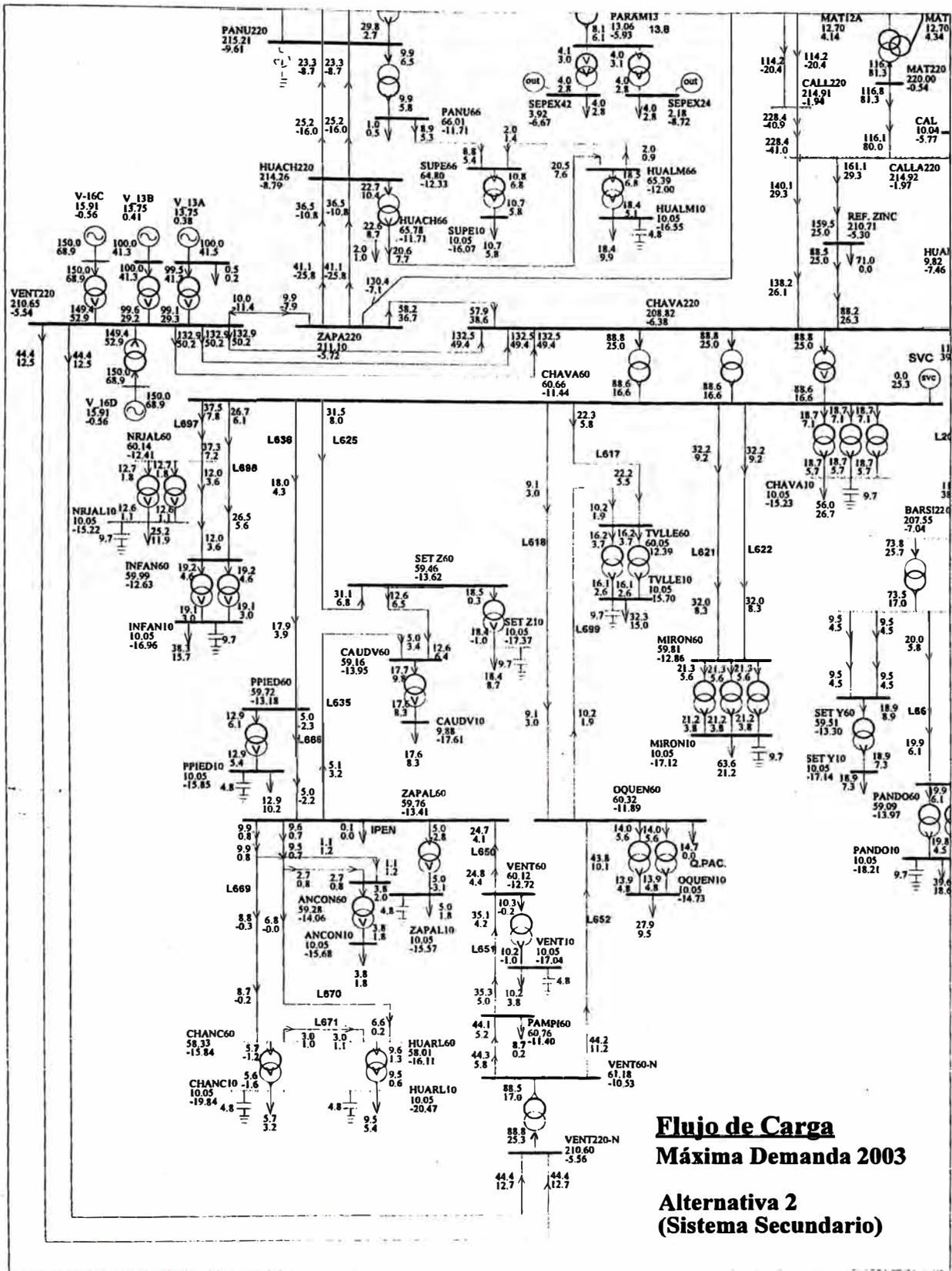
ESQUEMA DE UBICACION DE LAS ALTERNATIVAS ANALIZADAS



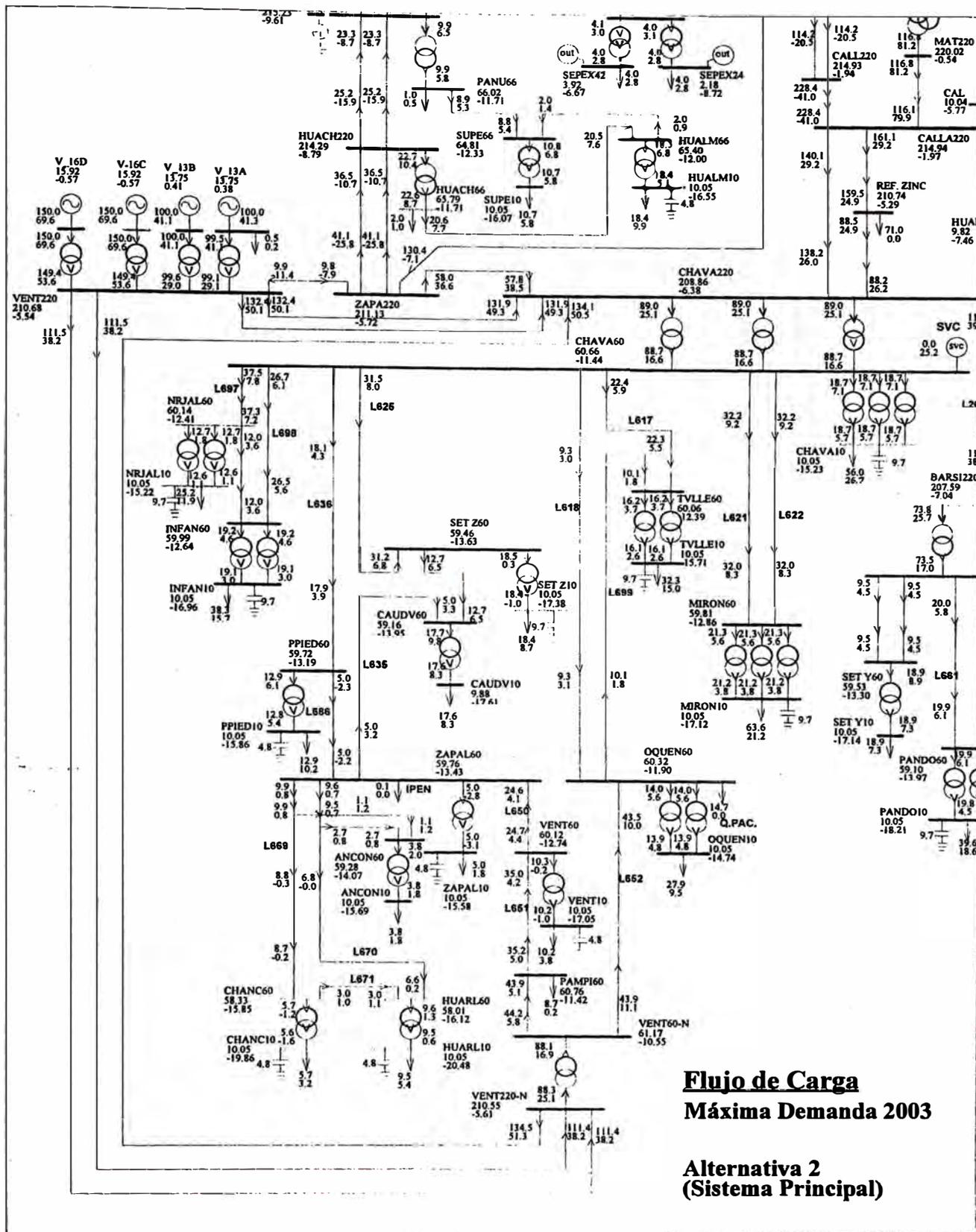
ANEXO C

ESQUEMAS DE FLUJO DE POTENCIA

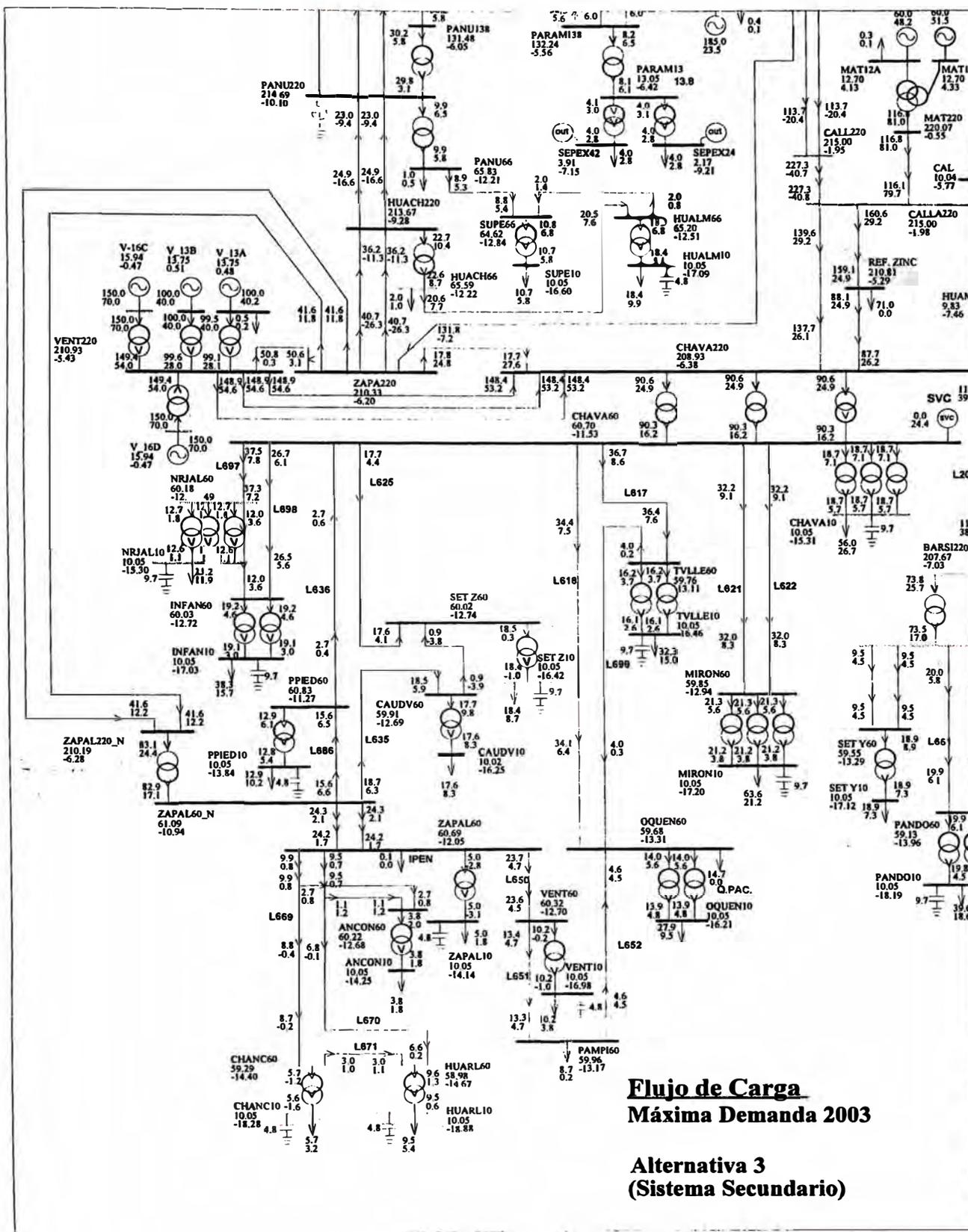


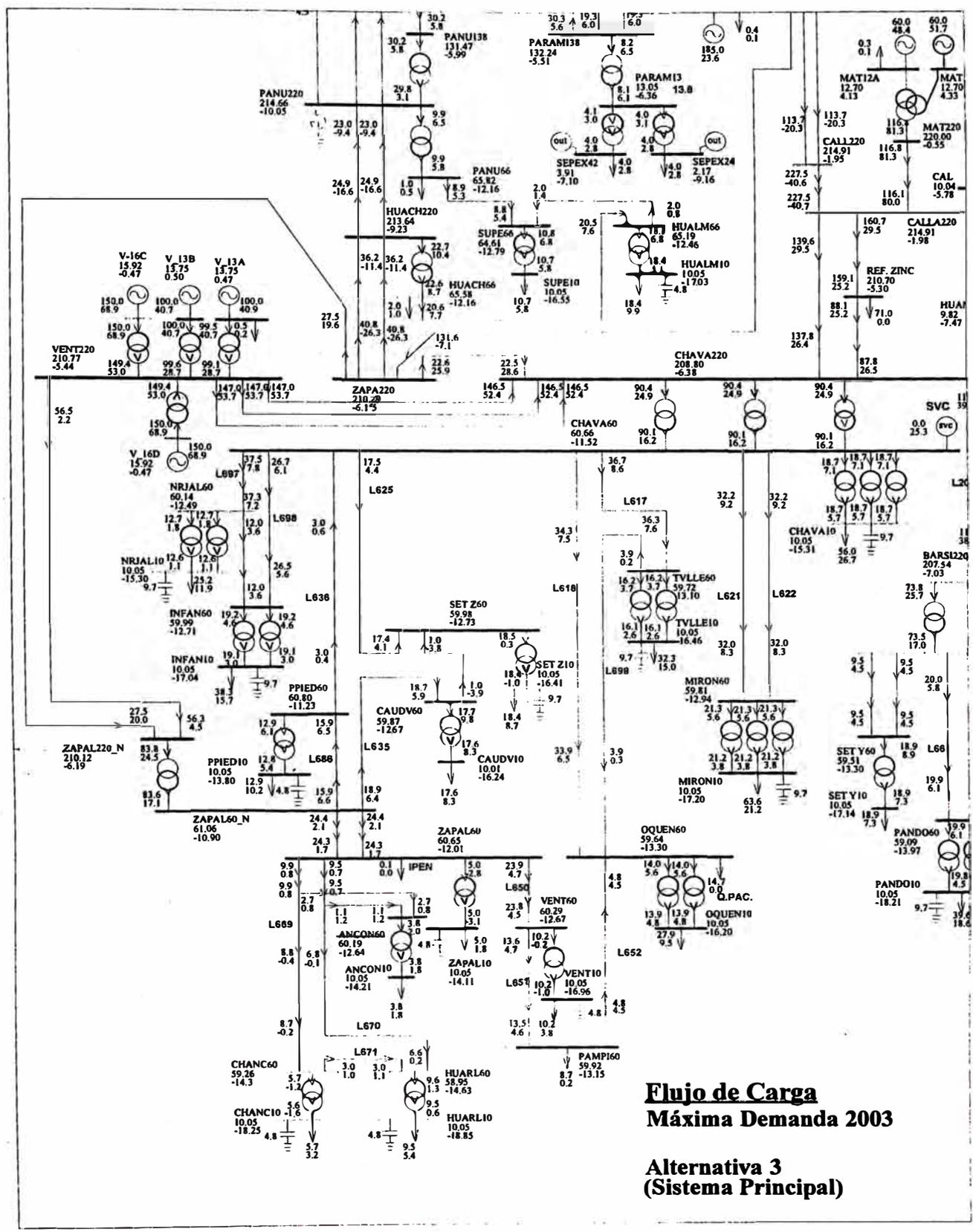


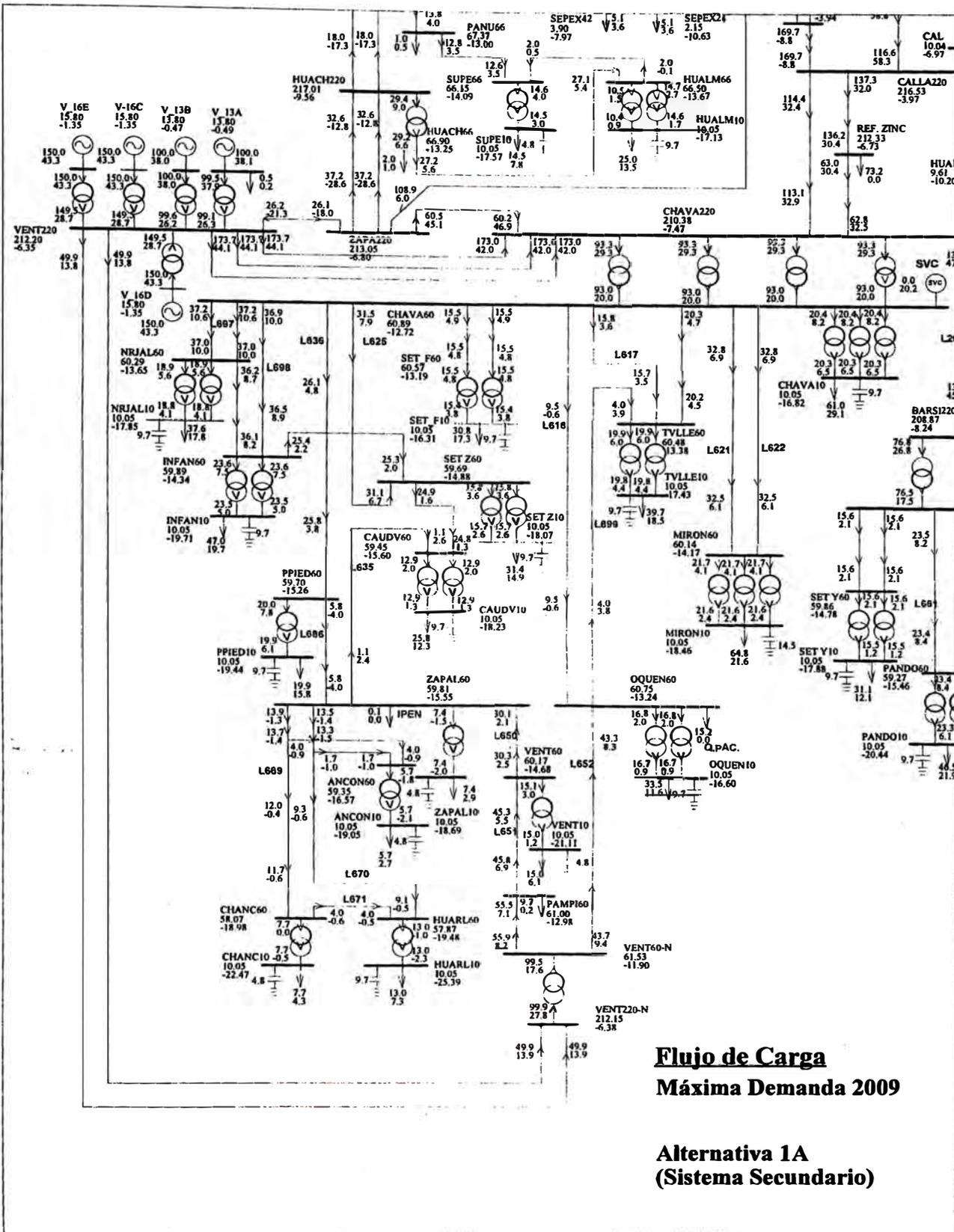
Flujo de Carga
Máxima Demanda 2003
Alternativa 2
(Sistema Secundario)

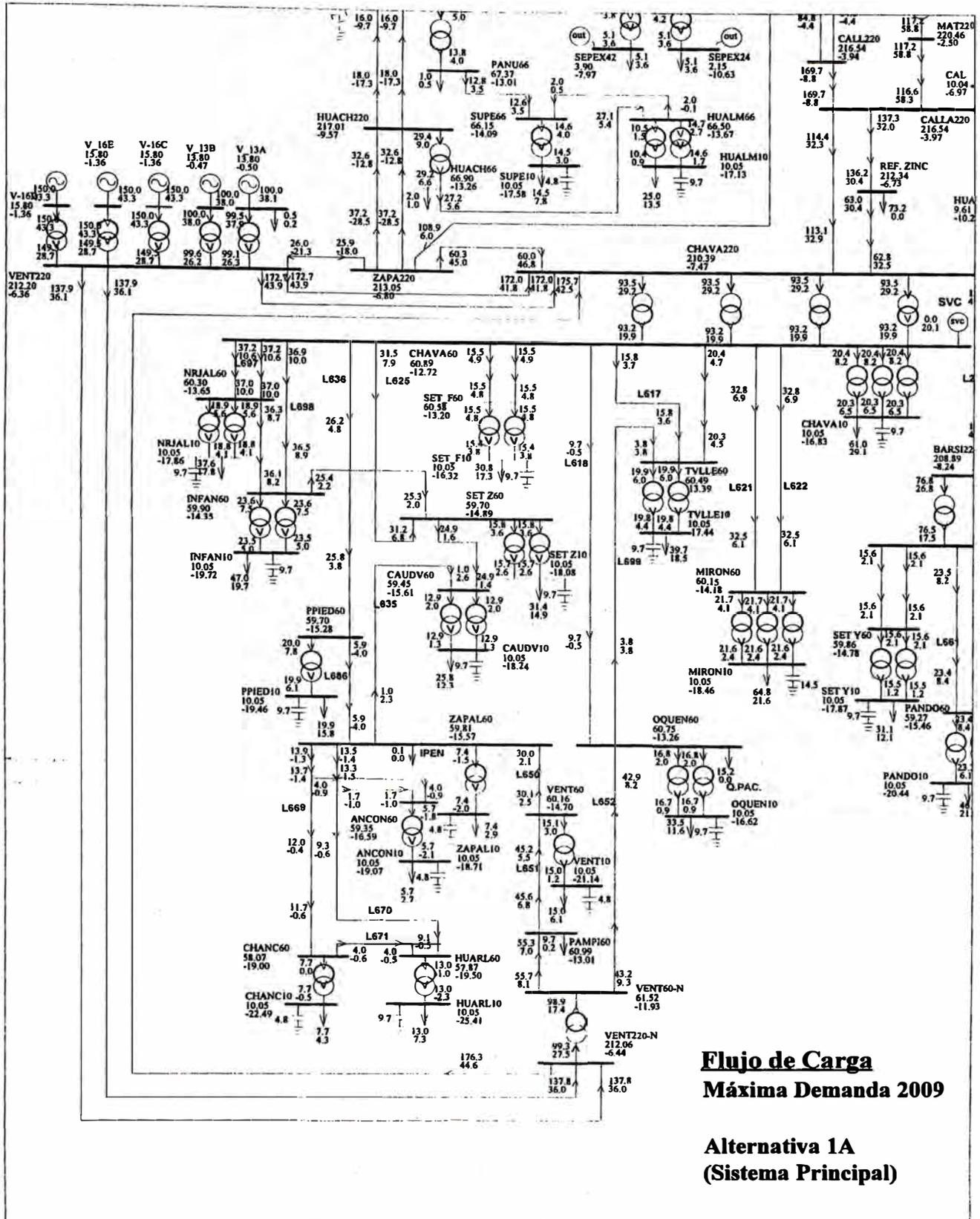


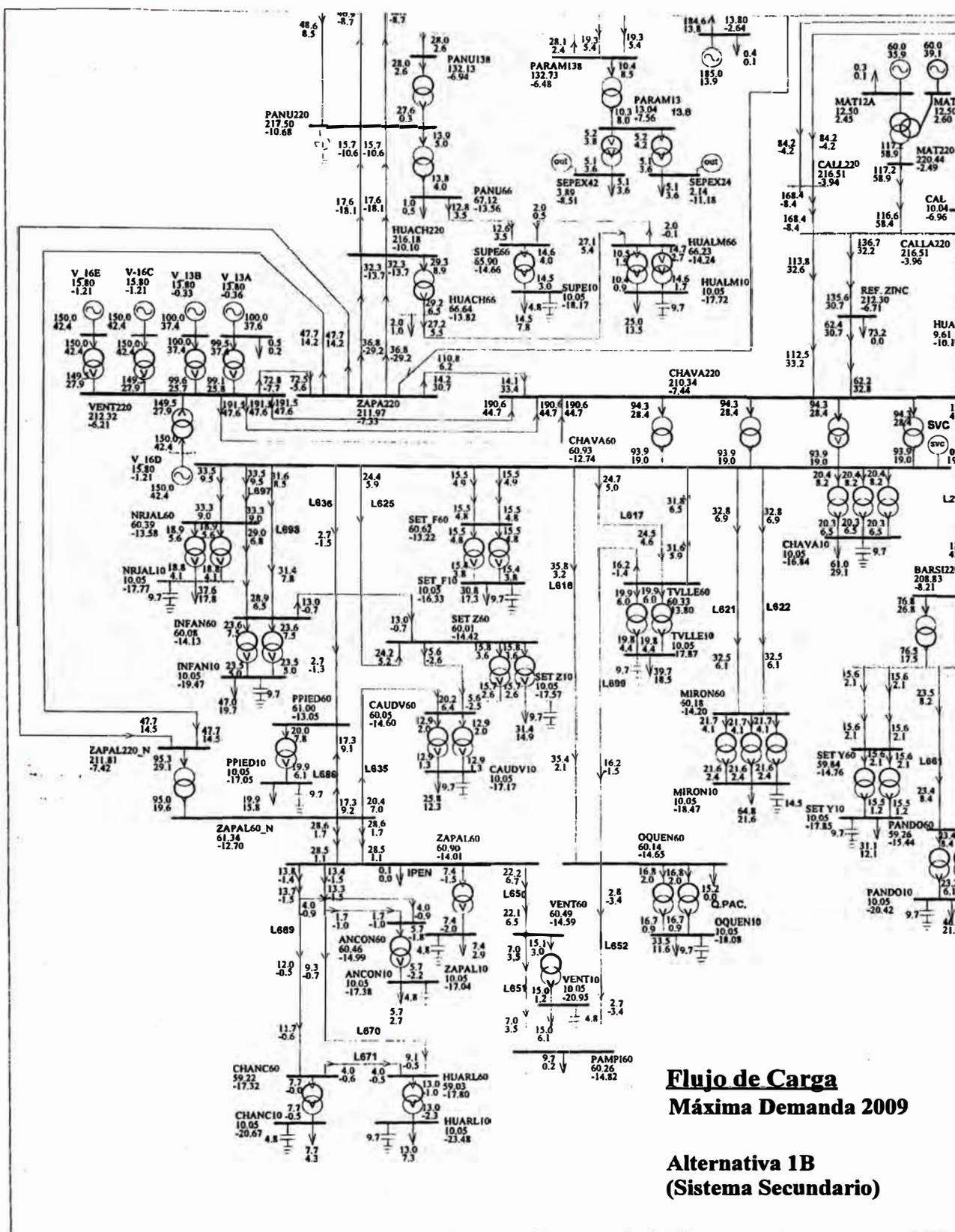
Flujo de Carga
Máxima Demanda 2003
Alternativa 2
(Sistema Principal)





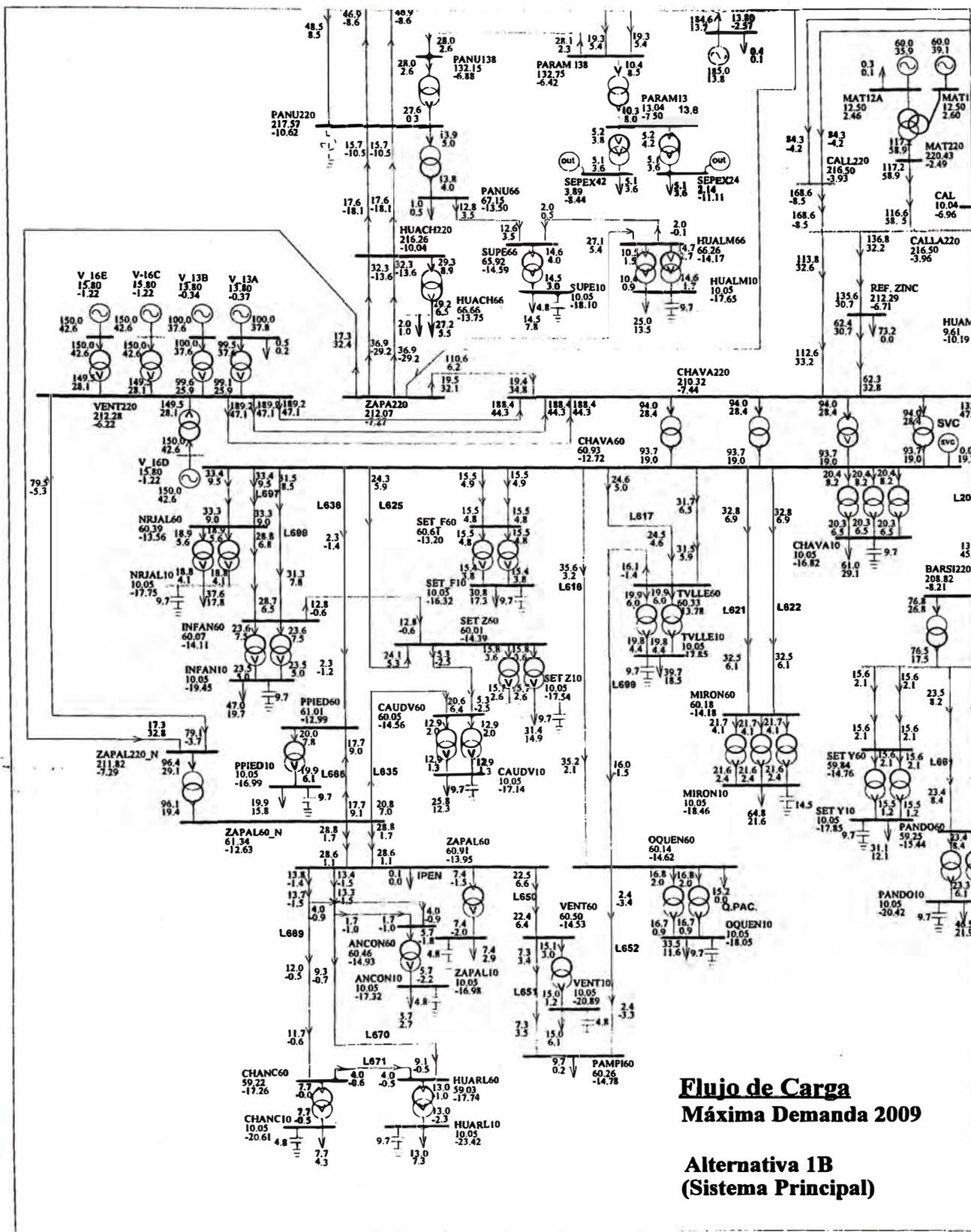


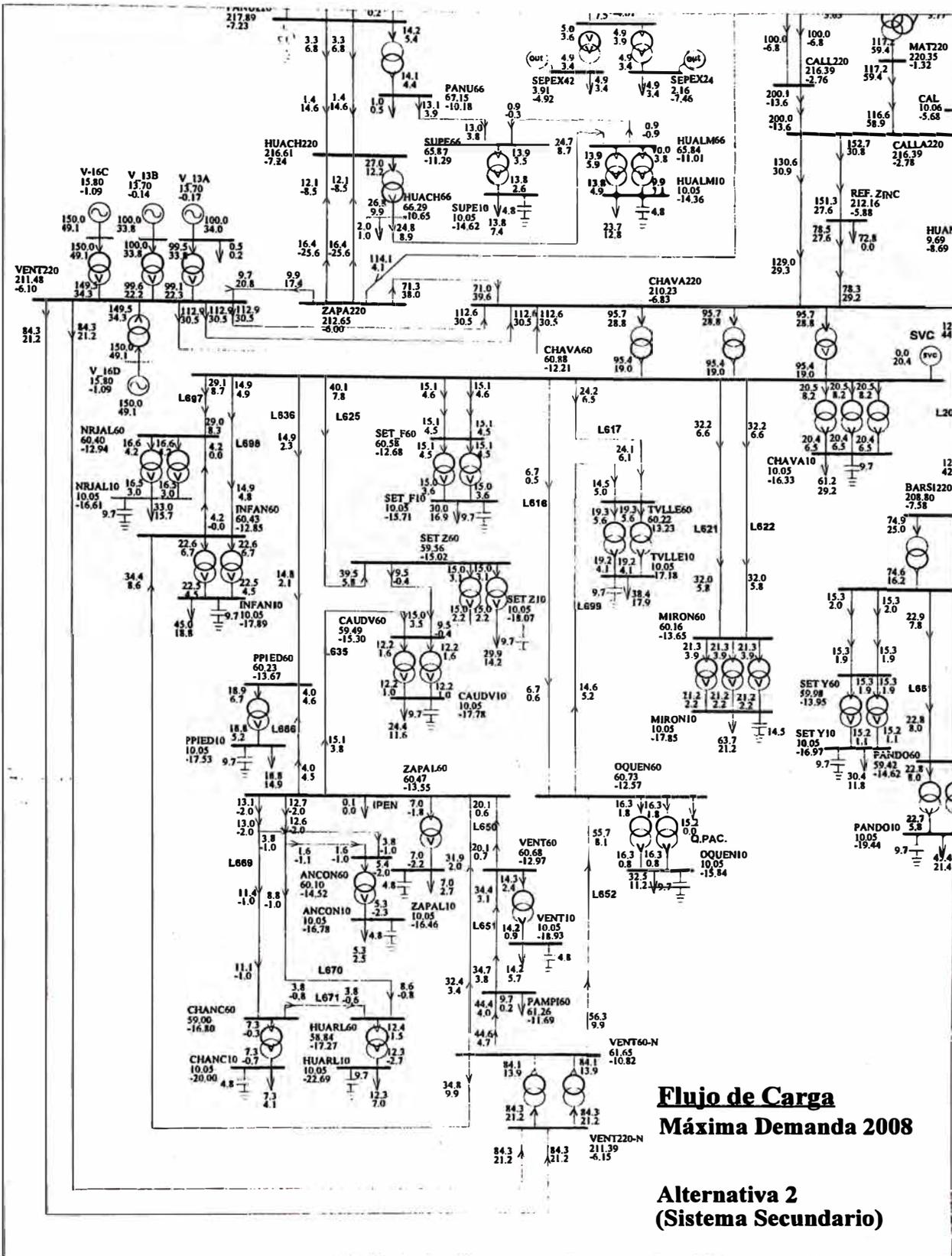




**Flujo de Carga
Máxima Demanda 2009**

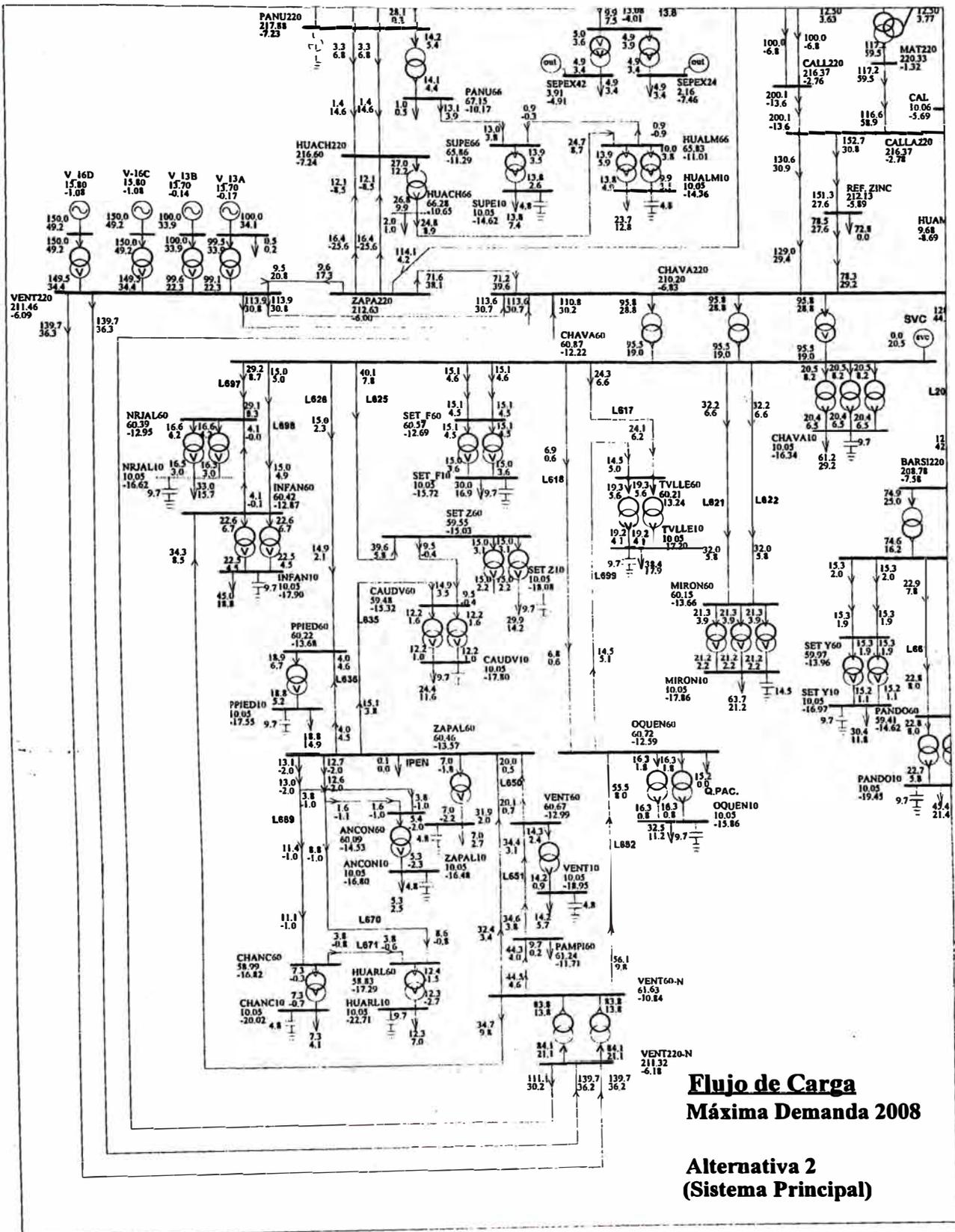
**Alternativa 1B
(Sistema Secundario)**

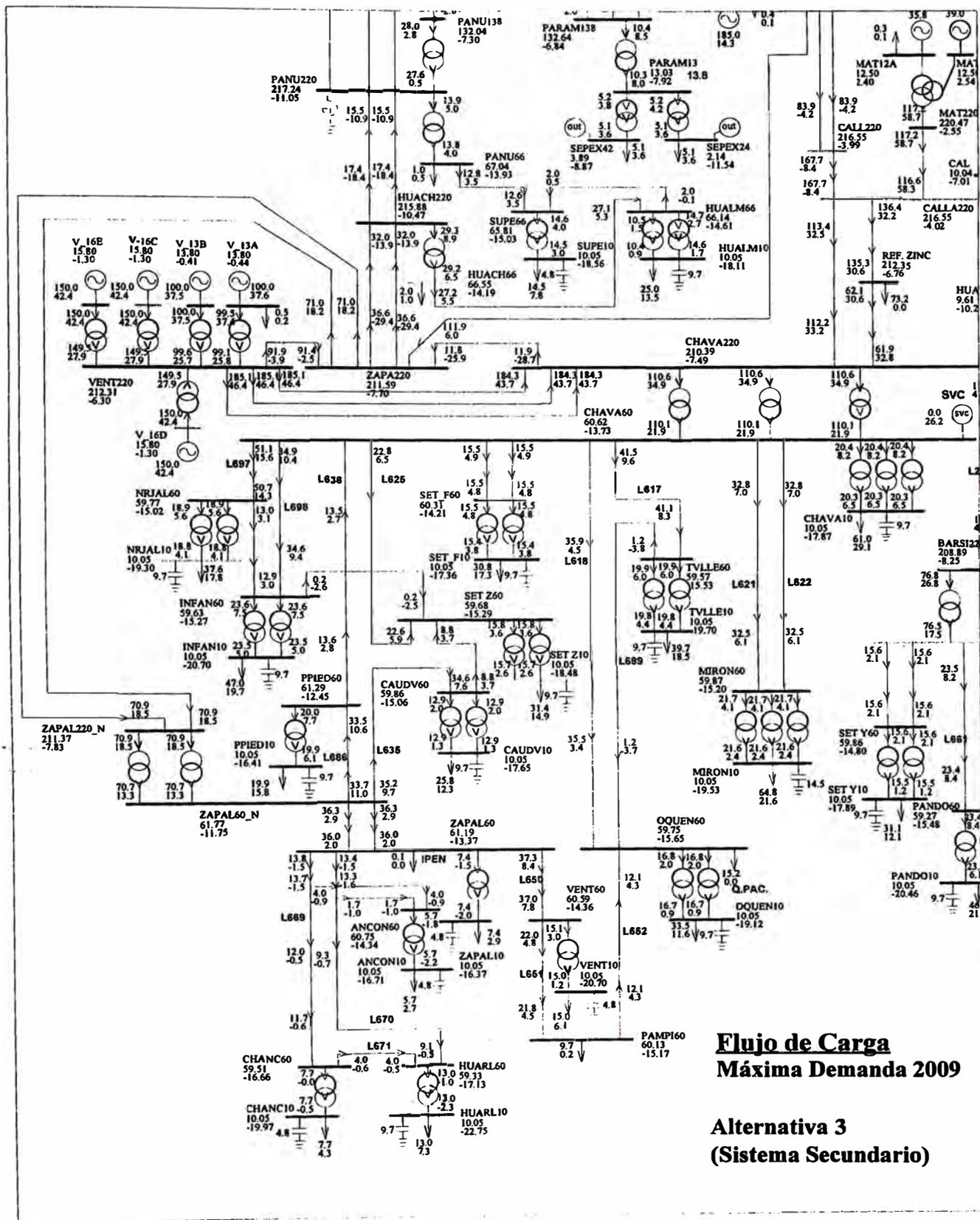


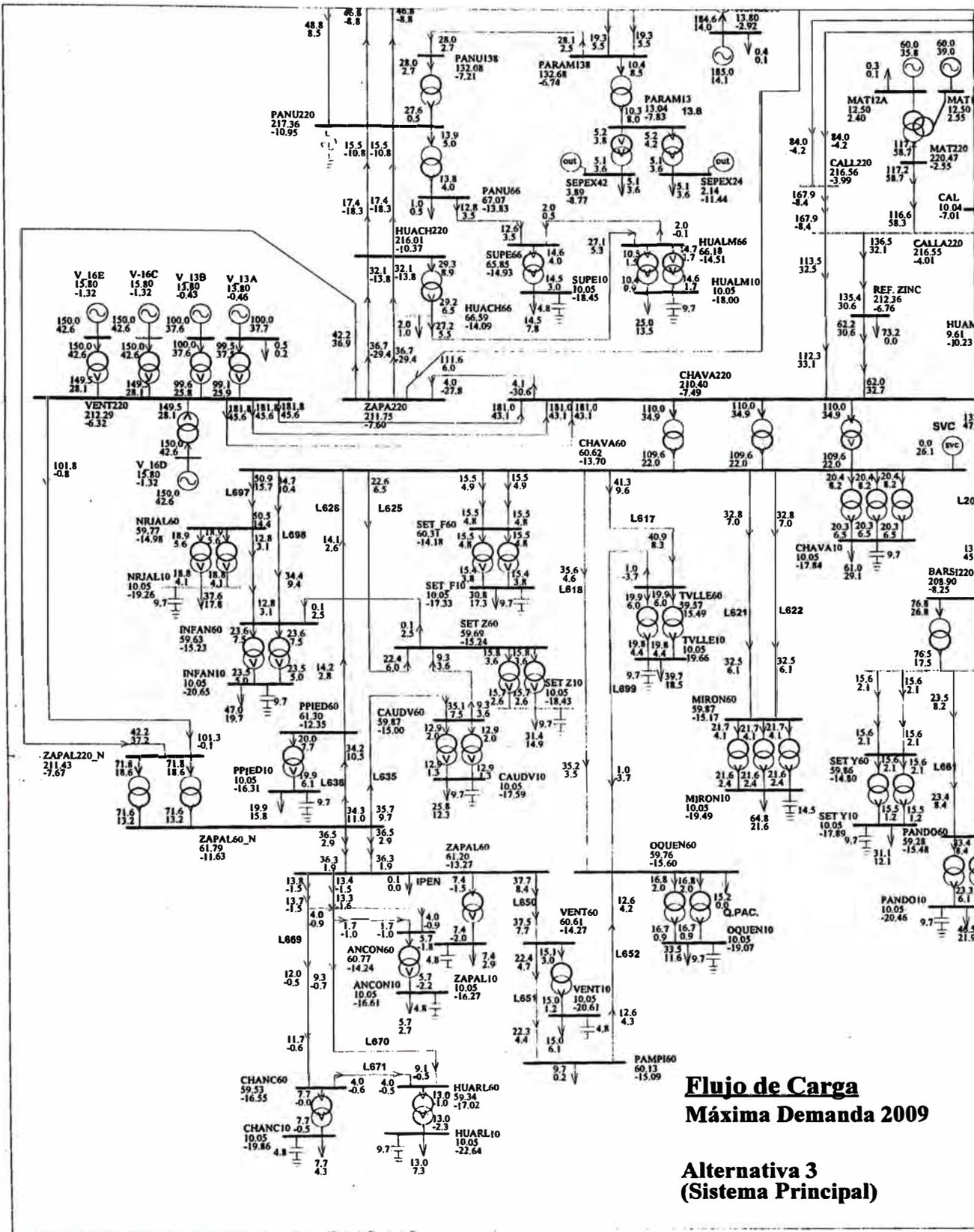


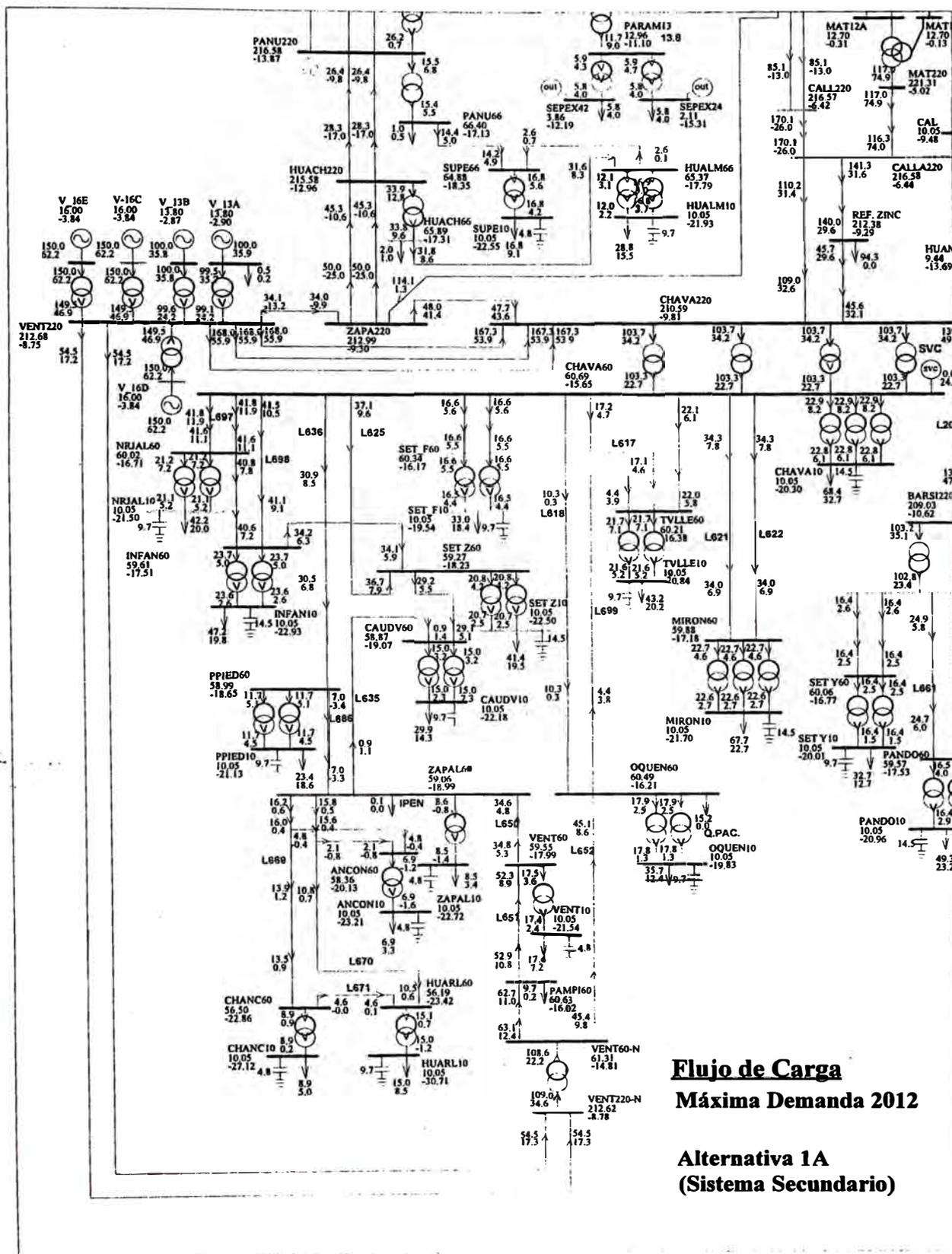
**Flujo de Carga
Máxima Demanda 2008**

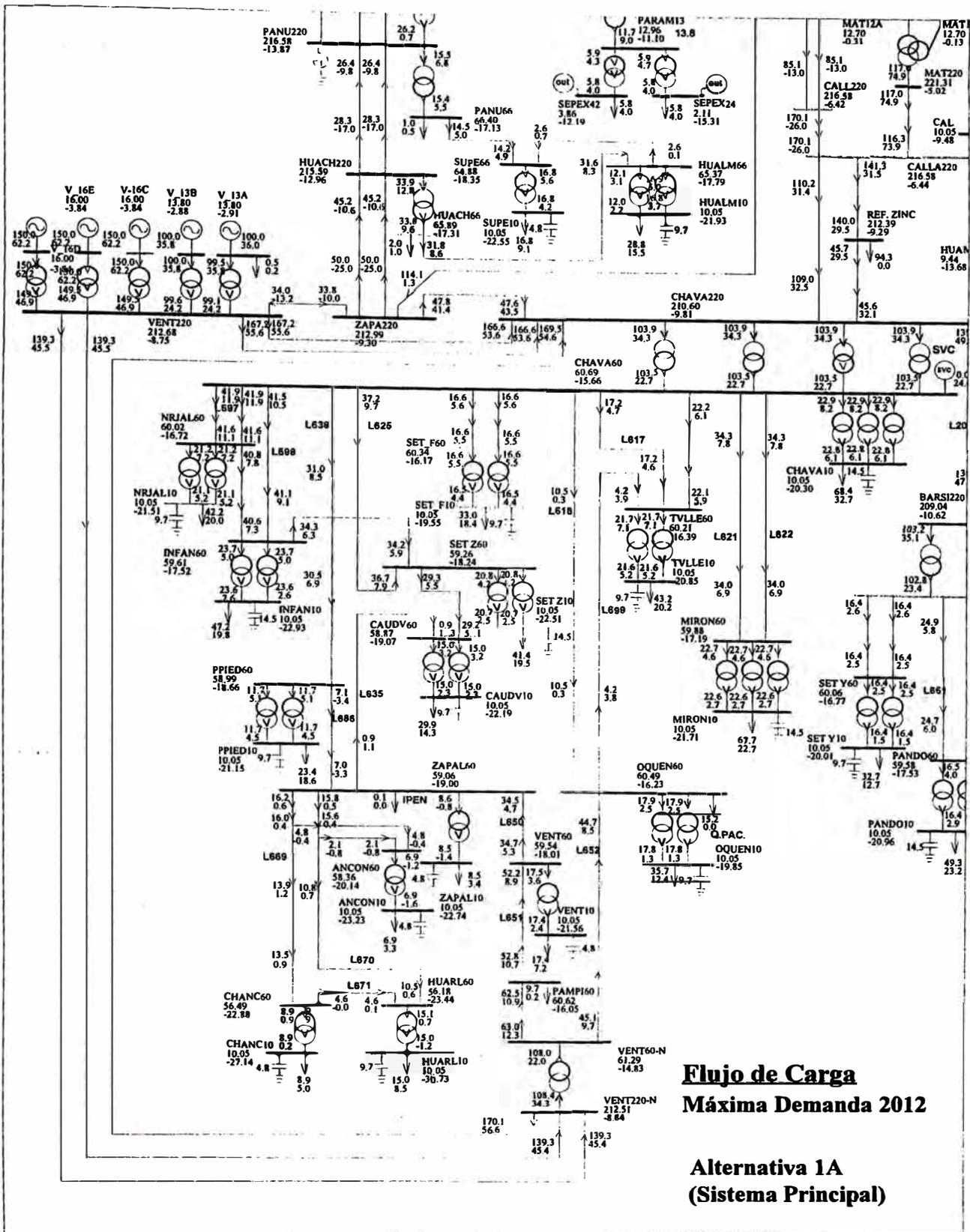
**Alternativa 2
(Sistema Secundario)**

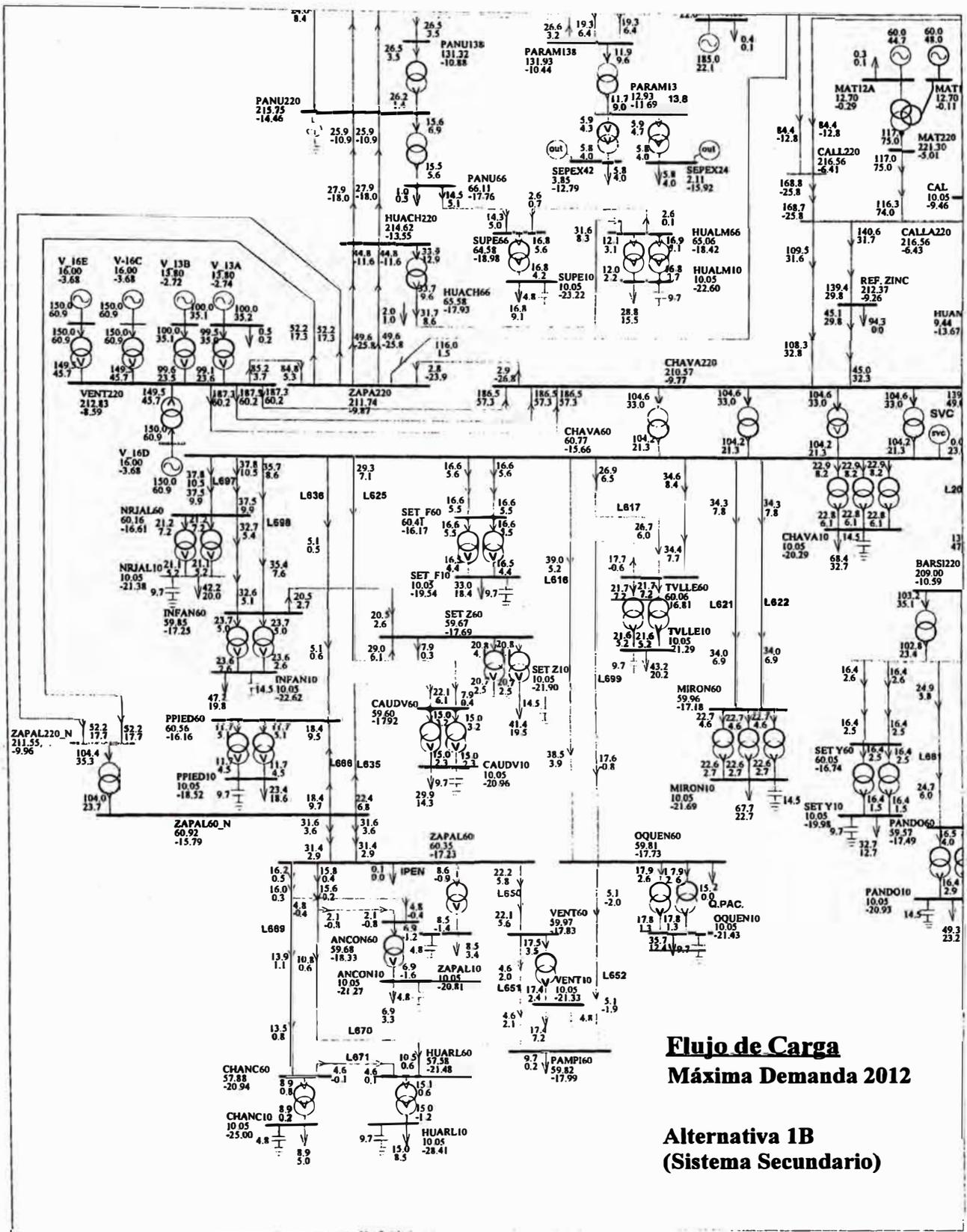






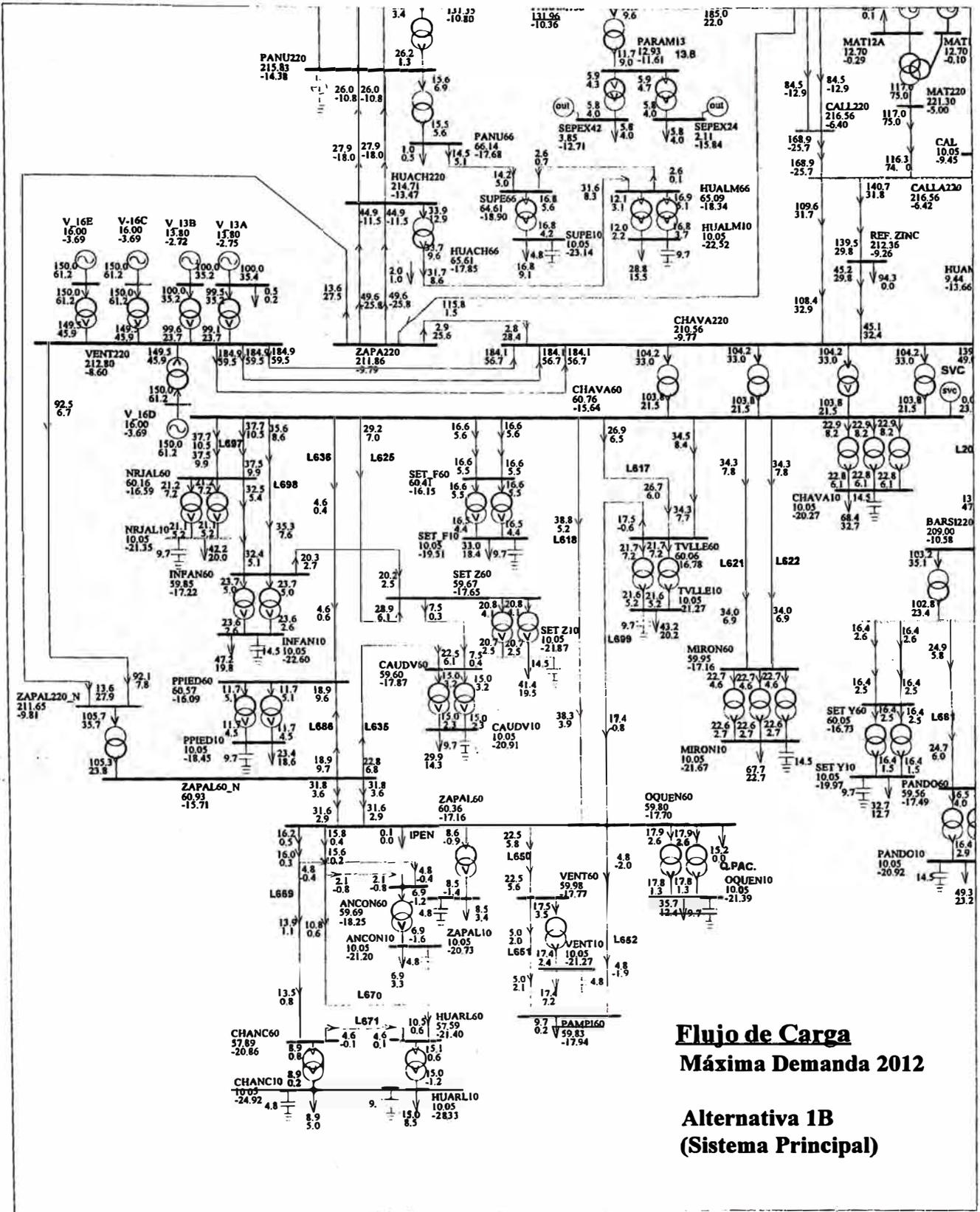


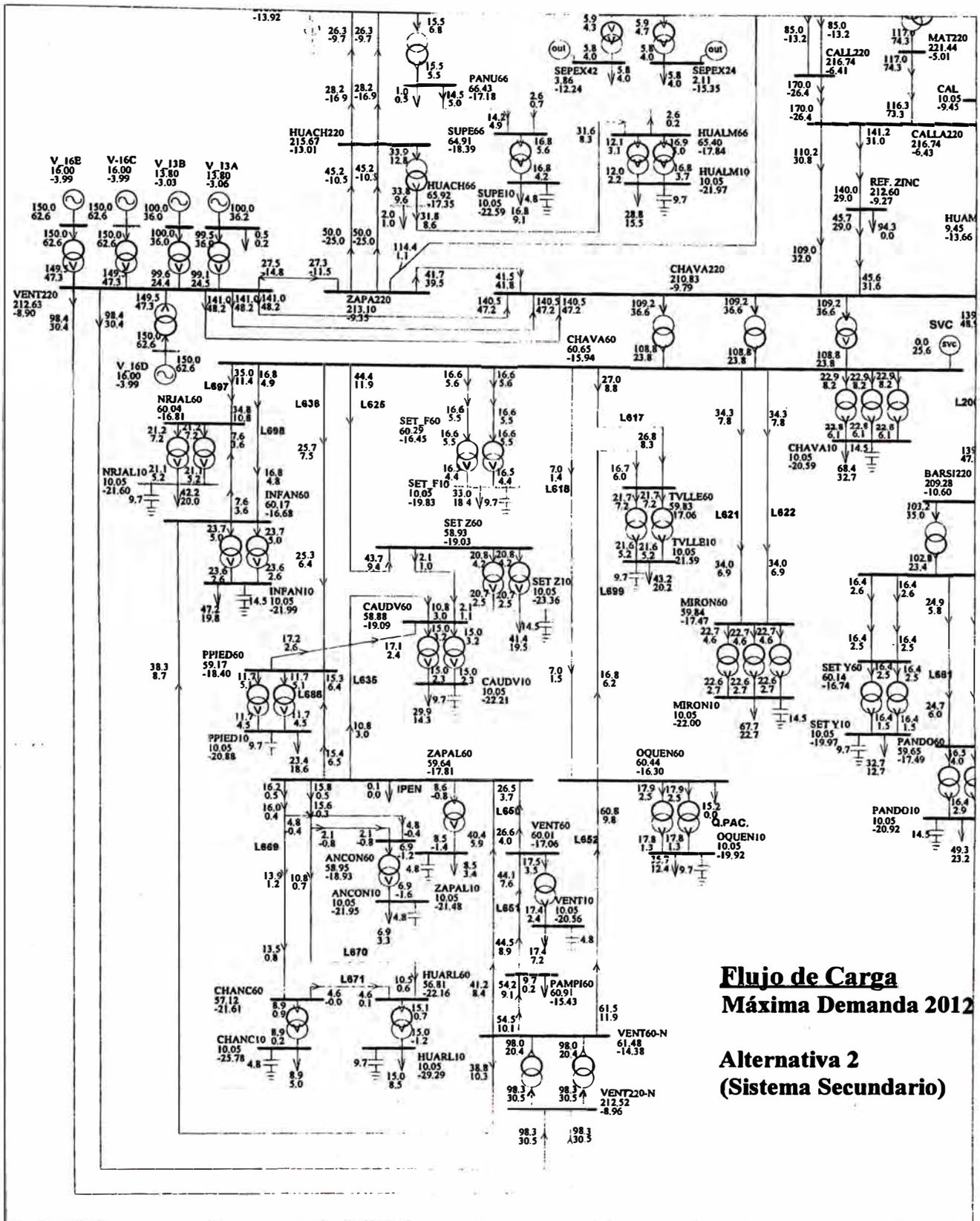




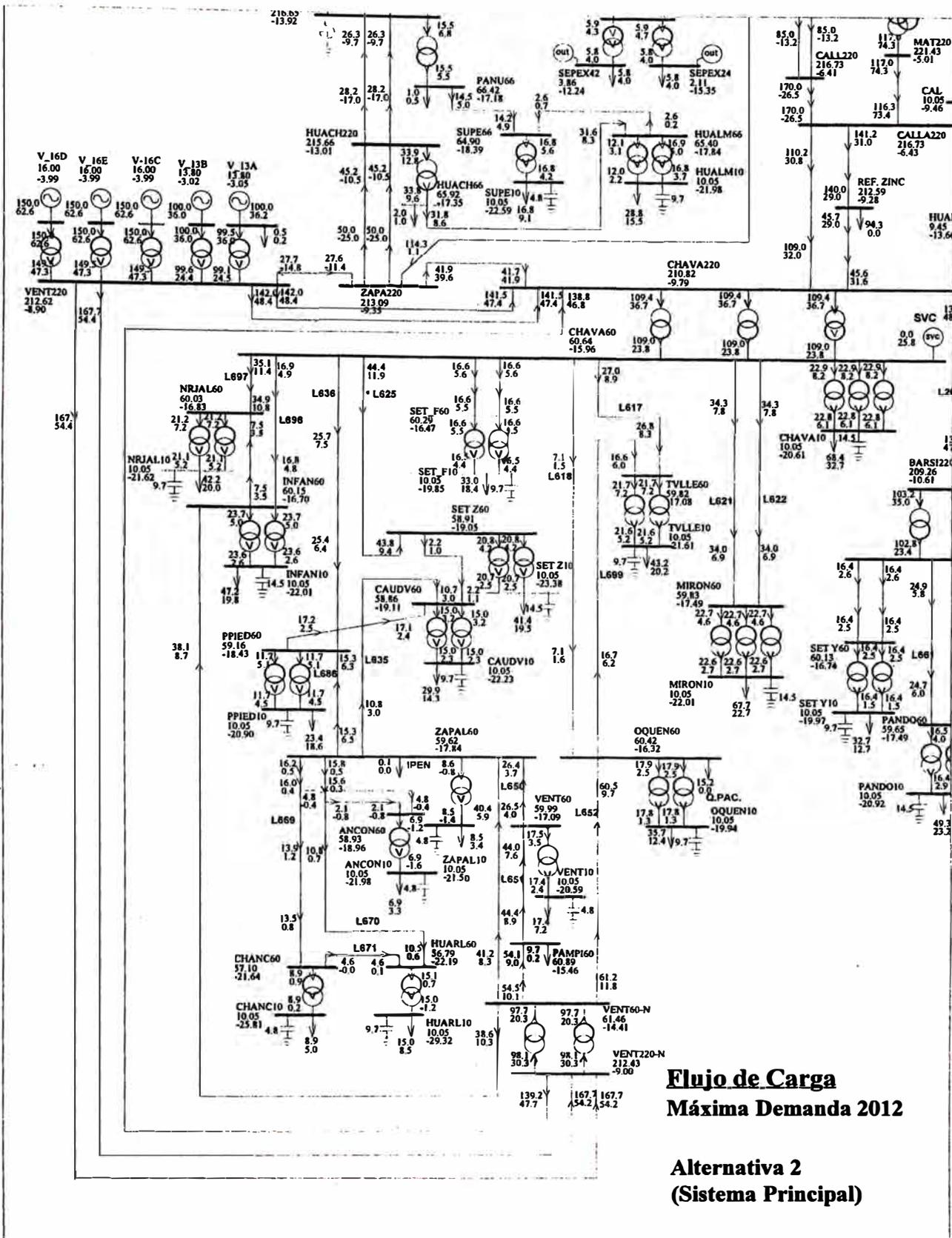
Flujo de Carga
Máxima Demanda 2012

Alternativa 1B
(Sistema Secundario)



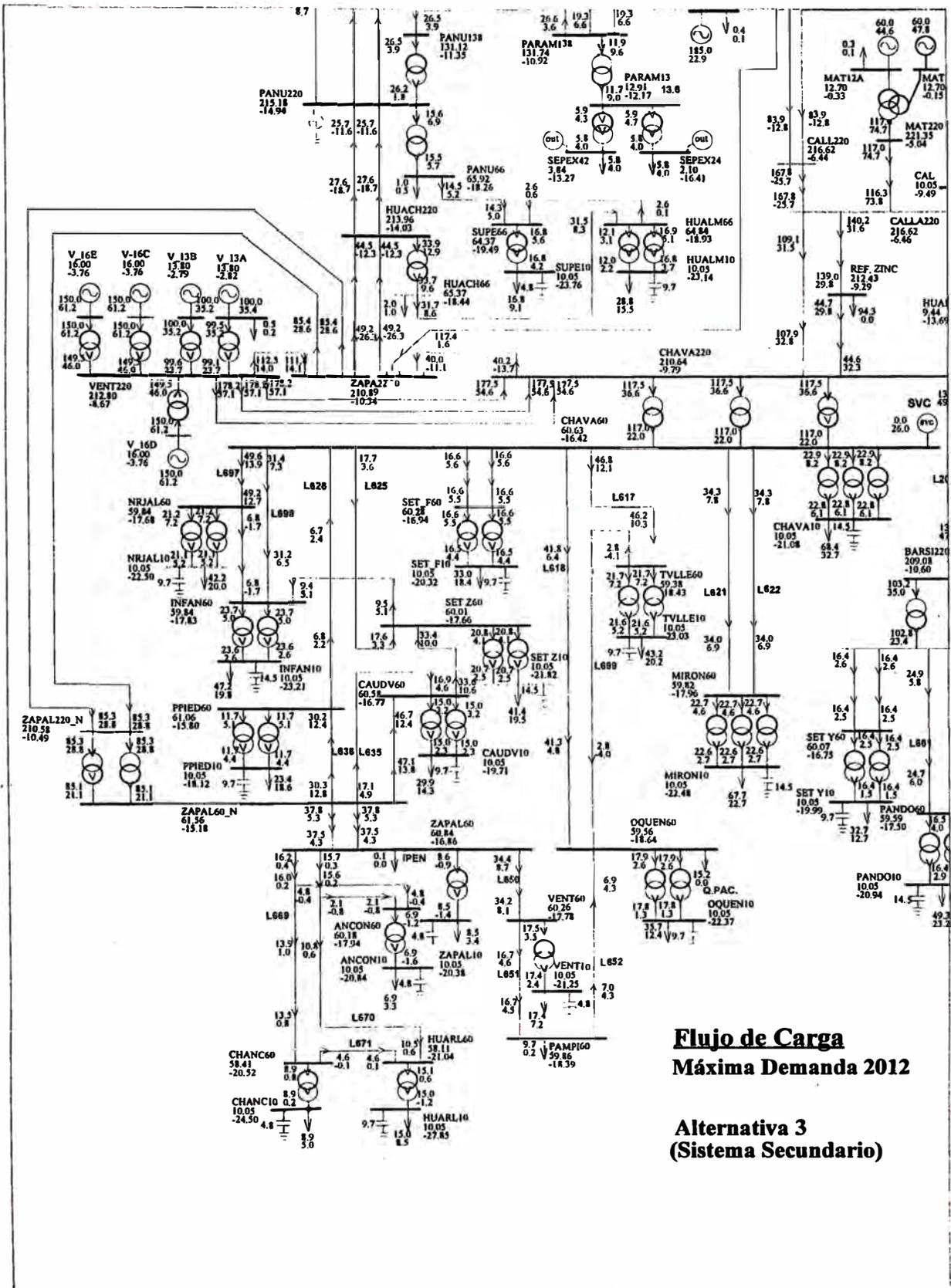


**Flujo de Carga
Máxima Demanda 2012
Alternativa 2
(Sistema Secundario)**



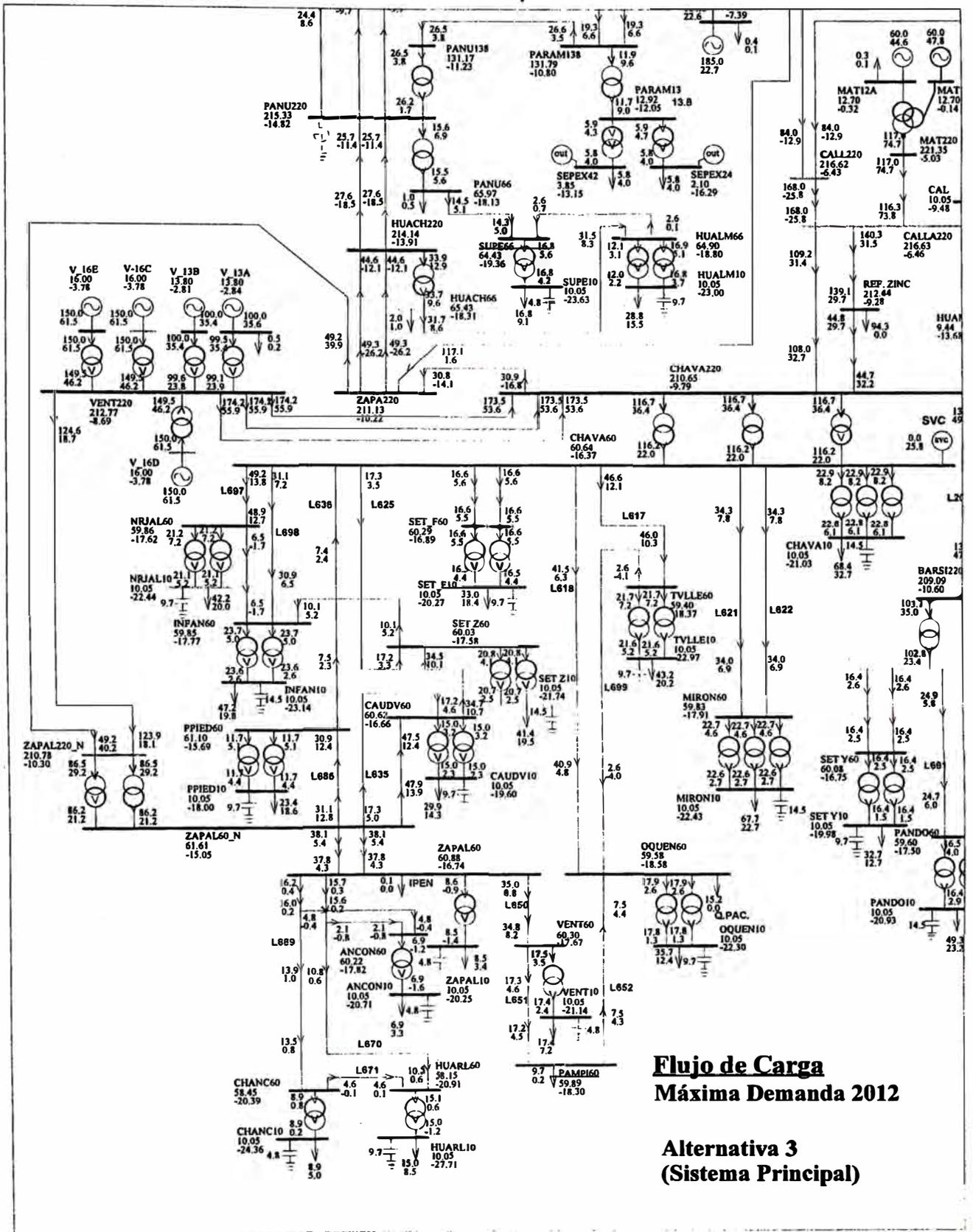
**Flujo de Carga
Máxima Demanda 2012**

**Alternativa 2
(Sistema Principal)**



**Flujo de Carga
Máxima Demanda 2012**

**Alternativa 3
(Sistema Secundario)**



**Flujo de Carga
Máxima Demanda 2012**

**Alternativa 3
(Sistema Principal)**

ANEXO D

POTENCIA DE CORTOCIRCUITO DE DISEÑO DE LOS INTERRUPTORES

CARACTERISTICA DE LOS INTERRUPTORES EN LA S.E. CHAVARRIA 220/60 KV Y 60/10 KV**LADO DE 220 KV**

CARACTERÍSTICAS	TRANSF. I 220/60 KV	TRANSF. II 220/60 KV	TRANSF. III 220/60 KV	L - 2005	L - 2006
Tensión de serv. :	220KV	220KV	220KV	220KV	220KV
Tensión Nominal :	245KV	245KV	245KV	245KV	245KV
Corriente nom. :	1000A	1000A	2000A	2000A	2000A
Pot. de ruptura :	5000MVA	5000MVA	1500MVA	15000MVA	15000 MVA

LADO DE 60 KV

CARACTERÍSTICAS	ACOPAMIENTO	TRANSF. I 220/60 KV	TRANSF. II 220/60 KV	TRANSF. III 220/60KV	TRANSF. I 60/10KV
Tensión de serv. :	60KV	60KV	60KV	HPF 409K	60KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV	72.5KV	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	2000A	2000A	2000 A	2000A	2000A
Pot. de ruptura :	3960MVA	3960MVA	3960MVA	3960MVA	3960MVA

CARACTERÍSTICAS	TRANSF. II 60/10KV	SVC	L - 617	L - 618	L - 621
Tensión de serv. :	60KV	60KV	HPF 409K	60KV	60KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV	72.5KV	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	2000A	2000 A	2000A	2000A	2000A
Pot. de ruptura :	3960MVA	---	3960MVA	3960MVA	3960MVA

CARACTERÍSTICAS	L - 622	L - 625	L - 626	L - 697	L - 698
Tensión de serv. :	60KV	60KV	60KV	60KV	60KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV	72.5KV	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	2000 A	2000A	2000A	2000A	2000A
Pot. de ruptura :	3960MVA	3960MVA	3960MVA	3960MVA	3960MVA

LADO DE 10 KV

CARACTERÍSTICAS	ACOPAMIENTO 10KV	TRANSF. I 60/10KV	TRANSF. II 60/10KV	TRANSF. III 60/10KV	ALIMENTADORES
Tensión de serv. :	10 KV	10 KV	10 KV	10 KV	10 KV
Tensión Nominal :	12 KV	12 KV	12 KV	12 KV	12 KV
Corriente nom. :	1600A	1600A	1600A	1600A	800A
Pot. de ruptura :	500MVA	500MVA	500MVA	500MVA	500MVA

CARACTERISTICA DE LOS INTERRUPTORES EN LA S.E. INFANTAS 60/10 KV**LADO DE 60 KV**

CARACTERÍSTICAS	L - 697	L - 698	ACOPAMIENTO
Tensión de serv. :	60KV	60KV	60KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	800A	800A	1250A
Pot. de ruptura :	1500MVA	1500MVA	1500MVA

LADO DE 10 KV

CARACTERÍSTICAS	ACOPAMIENTO 10KV	TRANSF. I 60/10KV	TRANSF. II 60/10KV	ALIMENTADORES
Tensión de serv. :	10KV	10KV	10KV	10KV
Tensión Nominal :	12KV	12KV	12KV	12KV
Corriente nom. :	1600A	2500A	1600A	800A
Pot. de ruptura :	500MVA	500MVA	500MVA	500MVA

CARACTERISTICA DE LOS INTERRUPTORES EN LA S.E. MIRONES 60/10 KV**LADO DE 60 KV**

CARACTERÍSTICAS	ACOPAMIENTO	TRANSF. I 60/10KV	TRANSF. II 60/10KV	TRANSF. III 60/10KV
Tensión de serv. :	60KV	60 KV	60 KV	60 KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	1000 A	1000 A	1000 A	1000 A
Pot. de ruptura :	1500 MVA	800 MVA	1500 MVA	800 MVA

CARACTERÍSTICAS	L - 621	L - 622
Tensión de serv. :	60 KV	60 KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	1000 A	1000 A
Pot. de ruptura :	800 MVA	1500 MVA

LADO DE 10 KV

CARACTERÍSTICAS	ACOPAMIENTO	SERV. AUXILIARES	TRANSF. I 60/10KV
Tensión de serv. :	10KV	10KV	10KV
Tensión Nominal :	12KV	12KV	12KV
Corriente nom. :	2500A	1000 A	1500A
Pot. de ruptura :	600MVA	600MVA	600MVA

CARACTERÍSTICAS	TRANSF. II 60/10KV	TRANSF. III 60/10KV	ALIMENTADORES
Tensión de serv. :	10KV	10KV	10KV
Tensión Nominal :	12KV	12KV	12KV
Corriente nom. :	1500A	1500A	1000A
Pot. de ruptura :	600MVA	600MVA	600MVA

CARACTERISTICA DE LOS INTERRUPTORES EN LA S.E. CAUDIVILLA 60/10 KV**LADO DE 60 KV**

CARACTERÍSTICAS	TRANSF. I 60/10KV
Tensión de serv. :	60KV
Tensión Nominal :	72.5KV
Corriente nom. :	800A
Pot. de ruptura :	1500MVA

CARACTERÍSTICAS	TRANSF. I 60/10KV	ALIMENTADORES
Tensión de serv. :	10KV	10KV
Tensión Nominal :	12KV	12KV
Corriente nom. :	1600A	630A
Pot. de ruptura :	500MVA	500MVA

CARACTERISTICA DE LOS INTERRUPTORES EN LA S.E. ZAPALLAL 60/10 KV**LADO DE 60 KV**

CARACTERÍSTICAS	L - 625	L - 636	L - 650	L - 651
Tensión de serv. :	60KV	60KV	60KV	60KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	1250A	1250A	1250A	1250A
Pot. de ruptura :	1800MVA	1800MVA	1800MVA	1800MVA

CARACTERÍSTICAS	L - 669	L - 670	TRANSF. I 60/10KV
Tensión de serv. :	60KV	60KV	60KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	800A	800A	1250A
Pot. de ruptura :	1500MVA	1500MVA	1500MVA

LADO DE 10 KV

CARACTERÍSTICAS	TRANSF. I 60/10KV	ALIMENTADORES
Tensión de serv. :	10KV	10KV
Tensión Nominal :	12KV	12KV
Corriente nom. :	2500A	630A
Pot. de ruptura :	750MVA	500MVA

CARACTERISTICA DE LOS INTERRUPTORES EN LA S.E. OQUENDO 60/10 KV**LADO DE 60 KV**

CARACTERÍSTICAS	L - 618	L - 699	L - 652	TRANSF. I 60/10KV
Tensión de serv. :	60KV	60KV	60KV	60KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	2000A	2000A	800A	2000A
Pot. de ruptura :	2500MVA	2500MVA	1500MVA	2500MVA

LADO DE 60 KV

CARACTERÍSTICAS	TRANSF. I 60/10KV	TRANSF. II 60/10KV	ACOPLAMIENTO 10KV	ALIMENTADORES
Tensión de serv. :	10KV	10KV	10KV	10KV
Tensión Nominal :	12KV	12KV	12KV	12KV
Corriente nom. :	2000A	2000A	2000A	630A
Pot. de ruptura :	500MVA	500MVA	500MVA	500MVA

CARACTERISTICA DE LOS INTERRUPTORES EN LA S.E. S TOMÁS VALLE, PUENTE PIEDRA, LA PAMPILLA, NARANJAL, Z Y F 60/10 KV**LADO DE 60 KV**

CARACTERÍSTICAS	LINEAS NUEVAS	TRANSF. 60/10KV
Tensión de serv. :	60KV	60KV
Tensión Nominal :	72.5KV	72.5KV
Corriente nom. :	2000A	2000A
Pot. de ruptura :	2500MVA	2500MVA

LADO DE 10 KV

CARACTERÍSTICAS	TRANSF. 60/10KV	ACOPLAMIENTO 10KV	ALIMENTADORES
Tensión de serv. :	10KV	10KV	10KV
Tensión Nominal :	12KV	12KV	12KV
Corriente nom. :	2000A	2000A	630A
Pot. de ruptura :	500MVA	500MVA	500MVA

ANEXO E

DETALLE DE LAS INVERSIONES

**DETALLE DE LAS INVERSIONES
(US \$)**

1. ALTERNATIVAS 1A Y 1 B. PERIODO 2003-2008

1.1 CAPACIDAD TRANSFORMATIVA

**1.1.1 CUARTO BANCO CON CAPACIDAD TRANSFORMATIVA DE 120 MVA EN
S.E. CHAVARRIA 220/60 KV.**

I T E M	S U B I T E M	DESCRIPCION	C A N T I D A D	E Q U I P O	M A T E R I A L E S	T R A N S P O R T E	Y M O N T A J E	T O T A L
1	1.1 1.2	Celda de Trafo Lado 220 KV Equipos de Alta Tensión Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1	173602	8260	15624		197487
2	2.1 2.2	Transformador 220/60 KV Banco de Trasformadores Monofásicos de 3 unidades de 40 MVA (220/62.46/10 KV) Movimiento de Trafo, Materiales de Conexión y Fabricación Metálica	x 1	1200000	7000	24943		1231943
3	3.1 3.2	Celda de Trafo Lado 60 KV Equipos de Alta Tensión Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1	63461	5735	11426		80622
4	4.1	Equipos Protección y Med. Transf. 220/60 KV Relés y Equipos de B.T.	x 1	15996		2399		18395
5	5.1	Ampliación del Sistema de Barras en 60 KV Sistema 60 KV	x 1		64210	90946		155156
Total -----								1683603

1.2 LINEAS 60 KV

1.2.1 LINEA EN 60 KV S.E. CHAVARRIA - S.E. TOMAS VALLE (AÑO 2004)

1	1.1 1.2 1.3	Celdas de Línea 60 KV Equipos de Alta Tensión Relés y Equipos de B.T. Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2	70908 15398	5735	13806		211694
2	2.1	Línea 60 KV Simple Terna Linea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm2 con postes de madera y torres metálicas	4,3 KM		33000	22000		236500
3	3.1	Cable de 500 mm2 Cable Seco XLPE de 500 mm2 de sección con terminales unipolares	1,0 KM		360000	120000		480000
Total -----								928194

1.2.2 LINEA EN 60 KV S.E. INFANTAS - S.E. Z (AÑO 2004)

1		Celdas de Línea 60 KV					
	1.1	Equipos de Alta Tensión		70908			
	1.2	Relés y Equipos de B.T.		15398			
	1.3	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2		5735	13806	211694
2		Línea 60 KV Simple Terna					
	2.1	Línea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² con postes de madera y torres metálicas	3 KM		33000	22000	165000
Total -----							376694

1.2.3 LINEA EN 60 KV S.E. CHAVARRIA - S.E. NARANJAL (AÑO 2008)

1		Celdas de Línea 60 KV					
	1.1	Equipos de Alta Tensión		70908			
	1.2	Relés y Equipos de B.T.		15398			
	1.3	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2		5735	13806	211694
2		Línea 60 KV Simple Terna					
	2.1	Línea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² con postes de madera y torres metálicas	3 KM		33000	22000	165000
3		Cable de 500 mm²					
	3.1	Cable Seco XLPE de 500 mm ² de sección con terminales unipolares	1,0 KM		360000	120000	480000
Total -----							856694

2 INVERSIONES PARA LAS ALTERNATIVAS 2 Y 3, PERIODO 2003 - 2012, ADEMÁS ALTERNATIVAS 1A Y 1B, PERIODO 2009-2012.

2.1 CAPACIDAD TRANSFORMATIVA.

2.1.1 NUEVA S.E. 220/60 KV CON UN BANCO DE CAPACIDAD TRANSFORMATIVA DE 120 MVA. (ALTERNATIVAS 1A, 1B, 2 Y 3, SISTEMA SECUNDARIO)

1		Celda de Transformador lado 220 KV					
	1.1	Equipos de Alta Tensión		173602			
	1.2	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1		8260	15624	197487
2		Transformador 220 KV					
	2.1	Banco de Transformadores Monofásicos de 3 unidades de 40 MVA (220/62.46/10 KV)		1200000			
	2.2	Movimiento de Trafo, Materiales de Conexión y Fabricación Metálica	x 1		7000	24943	1231943
3		Celda de Transformador lado 60 KV					
	3.1	Equipos de Alta Tensión		63461			
	3.2	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1		5735	11426	80622
4		Celda de Acoplamiento 220 KV					
	4.1	Equipos de Alta Tensión		114638			
	4.2	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1		4130	11877	130645

5	5.1 5.2	Celda de Línea 220 KV Equipos de Alta Tensión Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2	177872	8260	18613	409492
6	6.1 6.2	Cuchilla de Puesta a Tierra Barras 220 KV Cuchilla de Puesta a Tierra (2 Unid.) Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1	43404	2170	4557	50131
7	7.1	Paneles Paneles (Varios)	x 1		13946	2091	16037
8	8.1	Equipos Protección y Med. Transf. 220/60 KV Relés y Equipos de B.T.	x 1	15996		2399	18395
9	9.1	Equipos Protección y Medición Línea 220 KV Relés y Equipos de B.T.	x 2	15398		2310	35414
10	10.1 10.2	Equipo Protección de Barras Relés de Protección B. 220-60 KV. Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1	65000	1625	3250	69875
11	11.1 11.2	Servicios Auxiliares Transf. de Servicios Auxiliares 10/0.22 KV, Banco de Baterías, Rectificador y Equipo de Baja Tensión. Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1	40726	1500	6334	48560
12	12.1 12.2	Sistemas de Puesta a Tierra Conductor Soldadura	x 1	28279	2828	47930	79037
13	13.1 13.2	Sistema de Barra y Pórtico Sistema 60 KV Sistema 220 KV	x 1		192629 277830	272839 255787	999084
14	14.1 14.2	Comunicaciones RTU, Banco de Baterías, Rectificador Material Global	x 1	56363	741	3973	61078
15	15.1	Terreno Terreno (m ²) y Obras Civiles	10,000				800000
Total -----							4227799

2.1.2 NUEVA S.E. 220/60 KV CON UN BANCO DE CAPACIDAD TRANSFORMATIVA DE 120 MVA. (ALTERNATIVAS 1A, 1B, 2 Y 3, SISTEMA PRINCIPAL)

1	1.1 1.2	Celda de Transformador lado 220 KV Equipos de Alta Tensión Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1	173602	8260	15624	197487
2	2.1 2.2	Transformador 220 KV Banco de Transformadores Monofásicos de 3 unidades de 40 MVA (220/62.46/10 KV) Movimiento de Trafo, Materiales de Conexión y Fabricación Metálica	x 1	1200000	7000	24943	1231943

3		Celda de Transformador lado 60 KV					
	3.1	Equipos de Alta Tensión		63461			
	3.2	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1		5735	11426	80622
4		Paneles					
	4.1	Paneles (Varios)	x 1		6973	1046	8018
5		Equipos Protección y Med. Transf. 220/60 KV					
	5.1	Relés y Equipos de B.T.	x 1	15996		2399	18395
6		Equipo Protección de Barras					
	6.1	Relés de Protección B. 60 KV.		43333			
	6.2	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1		542	1083	44958
7		Servicios Auxiliares					
	7.1	Transf. de Servicios Auxiliares 10/0.22 KV, Banco de Baterías, Rectificador y Equipo de Baja Tensión.		40726			
	7.2	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1		1500	6334	48560
8		Sistemas de Puesta a Tierra					
	8.1	Conductor		14139			
	8.2	Soldadura	x 1		1414	23965	39518
9		Sistema de Barra y Pórtico					
	9.1	Sistema 60 KV			192629	272839	465468
10		Comunicaciones					
	10.1	RTU, Banco de Baterías, Rectificador		37575			
	10.2	Material Global	x 1		494	2649	40718
11		Terreno					
	11.1	Terreno (m ²) y Obras Civiles	5,000				400000
Total -----							2575688

**2.1.3 ADICION DE UN BANCO CON CAPACIDAD TRANSFORMATIVA DE 120 MVA EN NUEVA S.E. 220/60 KV.
(ALTERNATIVAS 2 Y 3, SISTEMA SECUNDARIO Y PRINCIPAL)**

1		Celda de Trafo Lado 220 KV					
	1.1	Equipos de Alta Tensión		173602			
	1.2	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1		8260	15624	197487
2		Transformador 220/60 KV					
	2.1	Banco de Transformadores Monofásicos de 3 unidades de 40 MVA (220/62.46/10 KV)		1200000			
	2.2	Movimiento de Trafo, Materiales de Conexión y Fabricación Metálica	x 1		7000	24943	1231943
3		Celda de Trafo Lado 60 KV					
	3.1	Equipos de Alta Tensión		63461			
	3.2	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 1		5735	11426	80622
4		Equipos Protección y Med. Transf. 220/60 KV					
	4.1	Relés y Equipos de B.T.	x 1	15996		2399	18395
Total -----							1528447

2.2 LINEAS 220 KV.

2.2.1 LINEA EN 220 KV S.E. VENTANILLA NUEVA - S.E. CENTRAL TERMICA VENTANILLA (ALTERNATIVAS 1A Y 2, SISTEMA SECUNDARIO)

1		Celdas de Línea 220 KV (Salida de Central Térmica Ventanilla)					
	1.1	Equipos de Alta Tensión		177872			
	1.2	Relés y Equipos de B.T.		15398			
	1.3	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2		8260	20923	444906
2	2.1	Línea 220 KV Doble Terna Línea 220 KV con conductor aleación de aluminio 491 mm ² y torres metálicas	1.0 KM		82000	82000	164,000
Total -----							608,906

2.2.2 LINEA EN 220 KV S.E. ZAPALLAL NUEVA - S.E. ZAPALLAL-ETECEN. (ALTERNATIVAS 1B Y 3, SISTEMA SECUNDARIO)

1		Celdas de Línea 220 KV (Salida de SET ZAPALLAL - ETECEN)					
	1.1	Equipos de Alta Tensión		177872			
	1.2	Relés y Equipos de B.T.		15398			
	1.3	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2		8260	20923	444906
2	2.1	Línea 220 KV Doble Terna Línea 220 KV con conductor aleación de aluminio 491 mm ² y torres metálicas	3.0 KM		82000	82000	492,000
Total -----							936,906

2.3 LINEAS 60 KV (SISTEMA SECUNDARIO Y PRINCIPAL).

2.3.1 LINEAS EN 60 KV PARA LA CONEXION DE LA LINEA S.E. OQUENDO - S.E. LA PAMPILLA A LA S.E. VENTANILLA NUEVA. (ALTERNATIVAS 1A Y 2)

1		Celdas de Línea 60 KV (Salida de la S.E. Ventanilla Nueva)					
	1.1	Equipos de Alta Tensión		70908			
	1.2	Relés y Equipos de B.T.		15398			
	1.3	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2		5735	13806	211694
2	2.1	Línea 60 KV Doble Terna Línea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² con postes de madera y torres metálicas	1.0 KM		47400	31600	79000
Total -----							290,694

2.3.2 LINEA EN 60 KV S.E. VENTANILLA NUEVA - ZAPALLAL. (ALTERNATIVA 2)

1		Celdas de Línea 60 KV					
	1.1	Equipos de Alta Tensión		70908			
	1.2	Relés y Equipos de B.T.		15398			
	1.3	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2		5735	13806	211694

2	2.1	Línea 60 KV Simple Terna Línea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² con postes de madera y torres metálicas	3,6 KM		33000	22000	198000
3	3.1	Implementación de 2da. Terna en la Línea S.E. La Pampilla-S.E. Zapallal Línea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² .	10,1 KM		18000	6000	242400
Total -----							652094

**2.3.3 LINEA EN 60 KV S.E. VENTANILLA NUEVA - S.E. NARANJAL.
(ALTERNATIVA 2)**

1	1.1	Celdas de Línea 60 KV Equipos de Alta Tensión		70908			
	1.2	Relés y Equipos de B.T.		15398			
	1.3	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2		5735	13806	211694
2	2.1	Línea 60 KV Simple Terna Línea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² con postes de madera y torres metálicas	9.0 KM		33000	22000	495000
Total -----							706694

**2.3.4 LINEA EN 60 KV S.E. PUENTE PIEDRA - S.E. CAUDIVILLA.
(ALTERNATIVA 2)**

1	1.1	Celdas de Línea 60 KV Equipos de Alta Tensión		70908			
	1.2	Relés y Equipos de B.T.		15398			
	1.3	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2		5735	13806	211694
2	2.1	Línea 60 KV Simple Terna Línea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² con postes de madera y torres metálicas	6,0 KM		33000	22000	330000
Total -----							541694

**2.3.5 LINEAS EN 60 KV PARA LA CONEXION DE LAS LINEAS S.E. PUENTE PIEDRA - S.E. ZAPALLAL Y S.E. CAUDIVILLA - S.E. ZAPALLAL CON LA S.E. ZAPALLA NUEVA.
(ALTERNATIVAS 1B Y 3)**

1	1.1	Celdas de Línea 60 KV (Salida de la SET Zapallal Nueva) Equipos de Alta Tensión		70908			
	1.2	Relés y Equipos de B.T.		15398			
	1.3	Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 4		5735	13806	423388
2	2.1	Líneas 60 KV Doble Terna Línea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² con postes de madera y torres metálicas	4.0 KM		47400	31600	316000
Total -----							739388

**2.3.6 LINEA EN 60 KV S.E. INFANTAS - S.E. Z.
(ALTERNATIVA 3)**

1	1.1 1.2 1.3	Celdas de Línea 60 KV Equipos de Alta Tensión Relés y Equipos de B.T. Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2	70908 15398	5735	13806	211694	
2	2.1	Línea 60 KV Simple Terna Linea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² con postes de madera y torres metálicas	3,0 KM		33000	22000	165000	
Total -----							376694	

**2.3.7 LINEA EN 60 KV S.E. ZAPALLAL NUEVA - S.E. CAUDIVILLA .
(ALTERNATIVA 3)**

1	1.1 1.2 1.3	Celdas de Línea 60 KV Equipos de Alta Tensión Relés y Equipos de B.T. Materiales de Conexión y Fabricación Metálica.	x 2	70908 15398	5735	13806	211694	
2	2.1	Línea 60 KV Simple Terna Linea 60 KV con conductor aleación de aluminio 300 mm ² con postes de madera y torres metálicas.	6,0 KM		33000	22000	330000	
Total -----							541694	

BIBLOGRAFIA

1. TENDENCIAS DEL CRECIMIENTO URBANO DE LIMA METROPOLITANA AL AÑO 2015
Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), enero de 1997.
2. PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 1997
Ministerio de Energía y Minas
3. PLAN DECENAL DE INVERSIONES EN A.T. EN EDELNOR
Edelnor S.A. 1996
4. MANUAL DE EVALUACION ECONOMICA DE PROYECTOS DE INVERSION PARA SER PRESENTADOS EN EL COMITÉ TÉCNICO Y DE INVERSIONES
Edelnor S.A., Junio de 1998
5. ESTUDIO DE COMPENSACION REACTIVA EN EL SISTEMA DE EDELNOR S.A.
Edelnor S.A. 1997
6. INSTALACIONES ELECTRICAS II
Carlos Huallasco Montalva,
UNI, FIEE – 1994