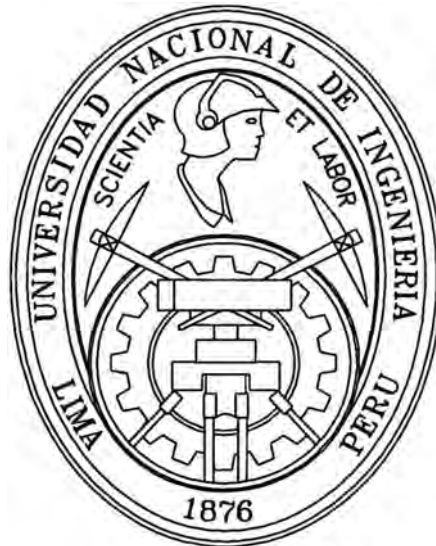


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PLANEAMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN AT/MT: CASO
SUBESTACIÓN LOS INGENIEROS 60 kV / 22,9 kV /10 kV
CON CELDAS 60 kV HÍBRIDAS**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

BORSI FÉLIX ROMERO ALBÚJAR

**PROMOCIÓN
1986 – I**

**LIMA – PERÚ
2009**

**PLANEAMIENTO DE UNA SUBESTACIÓN AT/MT: CASO
SUBESTACIÓN LOS INGENIEROS 60 kV / 22,9 kV /10 kV
CON CELDAS 60 kV HÍBRIDAS**

**A mis apreciados padres
Félix y Viviana**

SUMARIO

El presente estudio tiene por objetivo desarrollar el planeamiento de la Subestación 60/22,9/10 kV – Los Ingenieros siguiendo criterios técnicos y de eficiencia económica, en el contexto de una concesionaria de distribución como Luz del Sur.

El desarrollo del estudio comprende en primer lugar un abordaje a los diversos criterios empleados para la planificación de subestaciones AT/MT en Luz del Sur. Luego se desarrolla el caso específico del planeamiento la Subestación 60/22,9/10 kV – Los Ingenieros, tomando en cuenta criterios técnicos y económicos. Seguidamente se efectúa la evaluación económica del proyecto para validar su viabilidad técnica-económica; y, finalmente se presentan conclusiones y recomendaciones.

INDICE

PROLOGO

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1	Antecedentes	2
1.2	Motivación, objetivos y alcances del estudio	2
1.3	Estructura del informe	3

CAPÍTULO II CRITERIOS PARA LA PLANIFICACIÓN DE SUBESTACIONES AT/MT EN LUZ DEL SUR

2.1	Introducción	4
2.1.1	Descripción de una subestación AT/MT	4
2.1.2	Necesidad de una nueva subestación AT/MT	7
2.2.	Criterios para la planificación de subestaciones AT/MT	7
2.2.1	Criterios legales	7
2.2.2	Criterios técnicos	8
2.2.3	Criterios de seguridad	8
2.2.4	Criterios de emplazamiento	9
2.2.5	Criterios de confiabilidad	13
2.2.6	Criterios de operación	13
2.2.7	Criterios económicos	13

CAPÍTULO III DESARROLLO DEL PLANEAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN LOS INGENIEROS 60/22,9/10 kV

3.1	Datos y Premisas	15
3.1.1	Período de estudio	15
3.1.2	Cargas existentes	15
3.1.3	Tasas de crecimiento de cargas	16
3.1.4	Capacidades nominales de equipos	16
3.1.5	Vidas útiles	16

3.1.6	Tensiones de operación de la red en MT	16
3.1.7	Factores de potencia en la red de MT	16
3.1.8	Costos unitarios	16
3.2	Procedimiento	17
3.2.1	Pronóstico de la demanda	17
3.2.2	Delimitación del área de estudio	18
3.2.2.1	Delimitación del área de influencia	18
3.2.2.2	Cálculo del centro de carga	18
3.2.2.3	Localización para compra de terreno	20
3.2.3.	Diagnóstico de la problemática de la red de distribución	22
3.2.3.1.	Factores de utilización de transformadores de potencia	22
3.2.3.2.	Perfil de tensiones en la red de media tensión	22
3.2.3.3.	Factor de utilización de conductores	25
3.2.3.4.	Pérdidas	25
3.2.4	Propuesta de solución con nueva subestación	26
3.2.4.1	Justificación	26
3.2.4.2	Configuración de la nueva subestación	27
3.2.4.3	Resultados operacionales	29
3.2.5	Selección de tipo de subestación (AIS, GIS, Híbrida)	30
3.2.6	Esquema de alimentación en AT	32
3.2.7	Análisis de contingencia de red AT	35
3.2.8	Cálculo de cortocircuito	38
3.3	Descripción del proyecto	39

CAPÍTULO IV EVALUACIÓN ECONÓMICA

4.1	Presupuesto	46
4.2	Estimación de flujo de fondos	47
4.2.1	Concepto de flujo económico	47
4.2.2	Cálculos	47
4.2.2.1	Cálculo de beneficios	47
4.2.2.2	Cálculo de gastos	54
4.2.2.3	Cálculo de flujo económico	54
4.3	Indicadores de mérito (VAN, TIR)	56

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**Conclusiones** 57**Recomendaciones** 58**ANEXO****FLUJO DE POTENCIA RED MT** 59**BIBLIOGRAFÍA** 86

Lista de Acrónimos

A	Amperios
AIS	Air Insulated Substations (Subestación Aislada en Aire)
ANSI	American National Standards Institute
AT	Alta Tensión (60 kV)
FOB	Free On Board (Franco a bordo del buque. El costo del recurso en importación no incluye el costo del transporte principal)
GIS	Gas Insulated Substations (Subestación Aislada en Gas)
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
ISO	International Organization for Standardization (Organización Internacional para la Estandarización)
LDS	Luz del Sur SAA
MAT	Muy Alta Tensión (220 kV)
MT	Media Tensión (10 kV; 22,9 kV)
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos
SET	Subestación AT/MT
TIR	Tasa Interna de Retorno
UTM	Universal Transverse Mercator (Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator)
VAN	Valor Actual Neto

PROLOGO

La demanda de energía eléctrica en Lima Metropolitana, ha experimentando una mayor tasa de crecimiento en los últimos años, en especial a partir del año 1992. En el periodo posterior a esta fecha, la tasa de crecimiento prácticamente casi se ha duplicado, con respecto a la tasa observada entre las décadas 70 y 80. Este incremento sustancial de la demanda de energía eléctrica se atribuye al importante crecimiento de la economía peruana y a las reformas estructurales introducidas a inicios de los años 90. Entre las reformas estructurales que se dieron se incluyó también al sector eléctrico, la misma que se inició en el año 1992.

La reforma del sector eléctrico se inició con un nuevo marco legal – Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento –, acompañado de un proceso de privatización a partir del año 1994, con la finalidad de impulsar el desarrollo del sector eléctrico atrayendo la inversión privada. La primera en privatizarse fue la parte de distribución de *Electroliza* dividida en *Lima Norte* y *Lima Sur*, resultando de este proceso las actuales empresas de distribución EDELNOR y LUZ DEL SUR. Con las nuevas reglas de juego, se introduce el concepto de competitividad y eficiencia en el sector eléctrico. Esto causa que las empresas de distribución respondan la demanda de energía eléctrica de sus clientes, atendiendo oportunamente y con la capacidad apropiada de sus instalaciones eléctricas.

Entre las instalaciones más importantes de las empresas de distribución tenemos a las subestaciones AT/MT. Importantes, por un lado ser un activo de la empresa con alto costo; y por otro lado, por su rol que consiste en transmitir la potencia demandada entre dos niveles de tensión, en este caso la transformación entre la alta tensión (AT) y media tensión (MT). En consecuencia su planeamiento y diseño cobran especial interés considerando las exigencias del nuevo escenario del sector eléctrico.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El planeamiento de subestaciones AT/MT, en principio, siempre se ha desarrollado siguiendo criterios técnicos y económicos, procurando la mejor alternativa pero al menor costo posible. Sin embargo, en la práctica no siempre se siguió dicho criterio, especialmente en el sector eléctrico estatal, donde prevaleció el criterio técnico sobre lo económico.

En el modelo anterior, antes de los 90, la tarifa era el resultado sumar los costos incurridos por la distribuidora más una utilidad regulada. El detalle en este contexto, es que los costos declarados por las distribuidoras no estaban sujetos a una regulación que considere costos eficientes y competitivos. En consecuencia, se podría caer en ineficiencias tales como instalaciones sobredimensionadas. Por ejemplo un transformador de potencia operando a menos del 50% de su capacidad nominal por más de 10 años.

La regulación, hasta el año 2007, introdujo el concepto de Sistema Económicamente Adaptado (SEA) definido como “aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio”. Con este concepto, cobra vigencia en las distribuidoras, la necesidad de aplicar la eficiencia económica al proceso de planeamiento de nuevas instalaciones.

Con el nuevo modelo, el planeamiento de subestaciones AT/MT ya no se limita a solamente criterios técnicos, sino que se incluye necesariamente el análisis económico. Por ejemplo, no se puede poner en servicio una subestación AT/MT, si es que antes no se ha demostrado que su tasa de retorno de inversión no ha superado la tasa de corte (COK) del inversionista.

1.2 Motivación, objetivos y alcances del estudio

Luz del Sur es una empresa privada de distribución de electricidad que atiende a más de 741 mil clientes en la zona sur-este de Lima, capital del Perú.

Por sus actividades de distribución de energía eléctrica, Luz del Sur está sujeta a regulación de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. En consecuencia, la implementación de la mejor alternativa técnica y la eficiencia económica forman parte de sus premisas de planeamiento de su sistema eléctrico. En tal sentido la aplicación de

dichos conceptos al planeamiento de subestaciones AT/MT constituye la motivación principal de este estudio.

El objetivo del presente estudio es desarrollar el planeamiento de la Subestación 60/22,9/10 kV – Los Ingenieros siguiendo criterios técnicos y de eficiencia económica, en el contexto de una concesionaria de distribución como Luz del Sur. Para cumplir con dicho objetivo, a continuación se describen los alcances del estudio:

- Criterios para la planificación de subestaciones AT/MT en Luz del Sur.
- Desarrollo del planeamiento de la Subestación 60/22,9/10 kV – Los Ingenieros.
- Evaluación económica.

1.3 Estructura del informe

El presente informe se ha estructurado en cinco capítulos:

En el Capítulo I se trata de una introducción al tema.

En el Capítulo II se expone los criterios para la planificación de subestaciones AT/MT que se practica en Luz del Sur.

En el Capítulo III se presenta el desarrollo del planeamiento – para su puesta en servicio – de la subestación 60/22,9/10 kV Los Ingenieros.

En el Capítulo IV se desarrolla la evaluación económica del proyecto de poner en servicio la subestación Los Ingenieros.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO II

CRITERIOS PARA LA PLANIFICACIÓN DE SUBESTACIONES AT/MT EN LUZ DEL SUR

2.1 Introducción

2.1.1 Descripción de una subestación AT/MT

En general una subestación es un sistema integrado de instalaciones ubicado como punto de paso para el flujo de potencia en una red eléctrica. Por su función, básicamente las subestaciones se clasifican en subestaciones de seccionamiento o maniobra; subestaciones convertidoras (de corriente alterna a continua); y subestaciones de transformación (interconexión entre redes de diferente tensión por medio de transformadores).

En este caso, se denomina como subestación AT/MT, a una subestación de transformación entre los niveles de alta tensión (AT) y media tensión (MT). Su función principal es la de servir como punto de alimentación para distribuir la energía eléctrica en media tensión. En la Figura 2.1 se muestra la ubicación de una subestación AT/MT en el contexto del sistema eléctrico bajo la concesión de Luz del Sur.

En cuanto a su composición una subestación AT/MT está conformada básicamente por los siguientes elementos:

- Sistema de barras
- Equipos de maniobra (seccionadores, interruptores de potencia)
- Transformador de potencia
- Equipos de medición (transformador de corriente, de tensión, combinado)
- Sistema de medición, control y protección
- Servicios auxiliares
- Sistema de comunicaciones
- Obras civiles

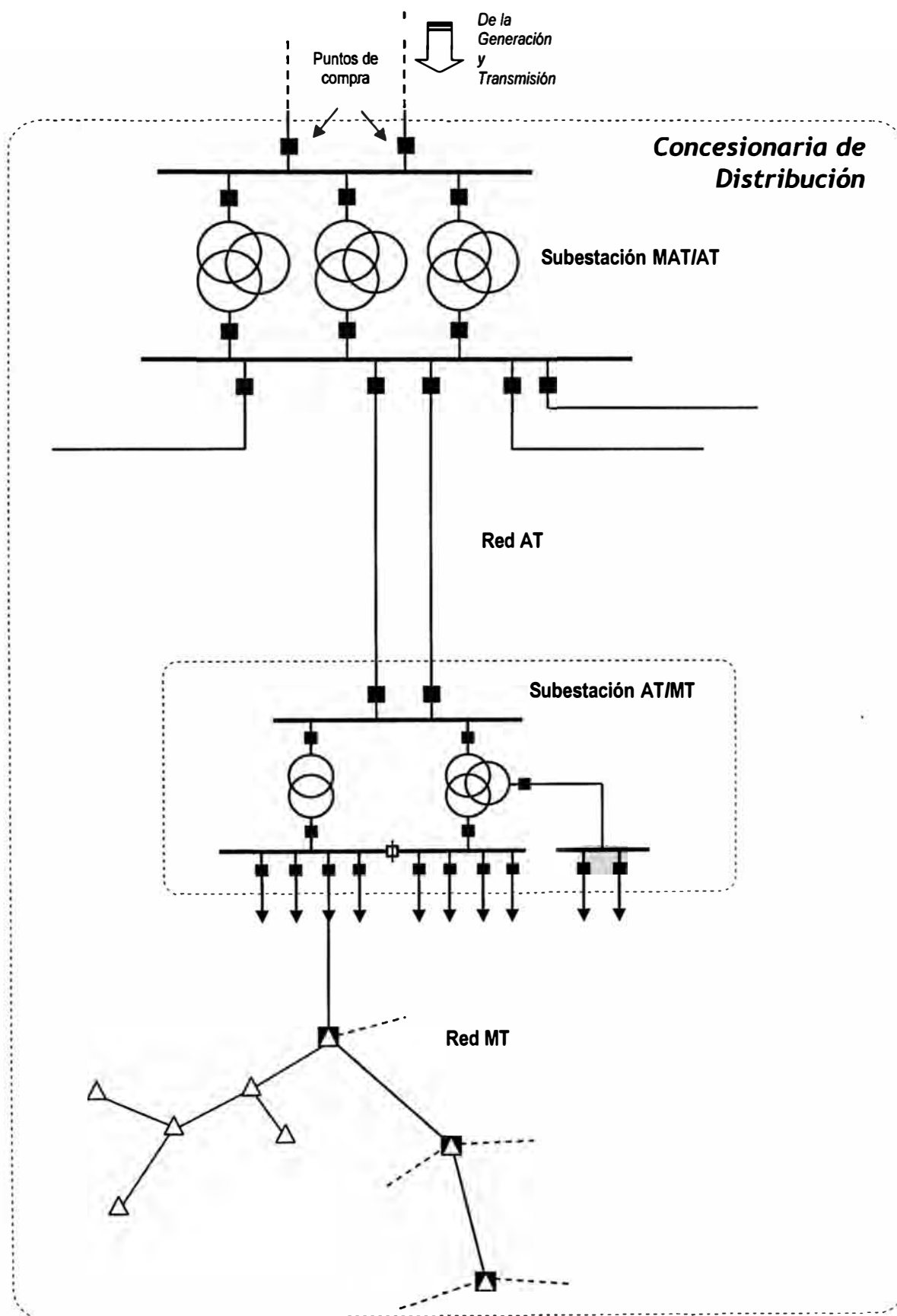


Figura 2.1 Sistema Eléctrico de LDS

En la Figura 2.2, a modo de ejemplo, se muestra la fotografía de una subestación AT/MT de Luz del Sur. Y en la Figura 2.3 se ilustra un esquema unifilar representativo de subestaciones AT/MT.

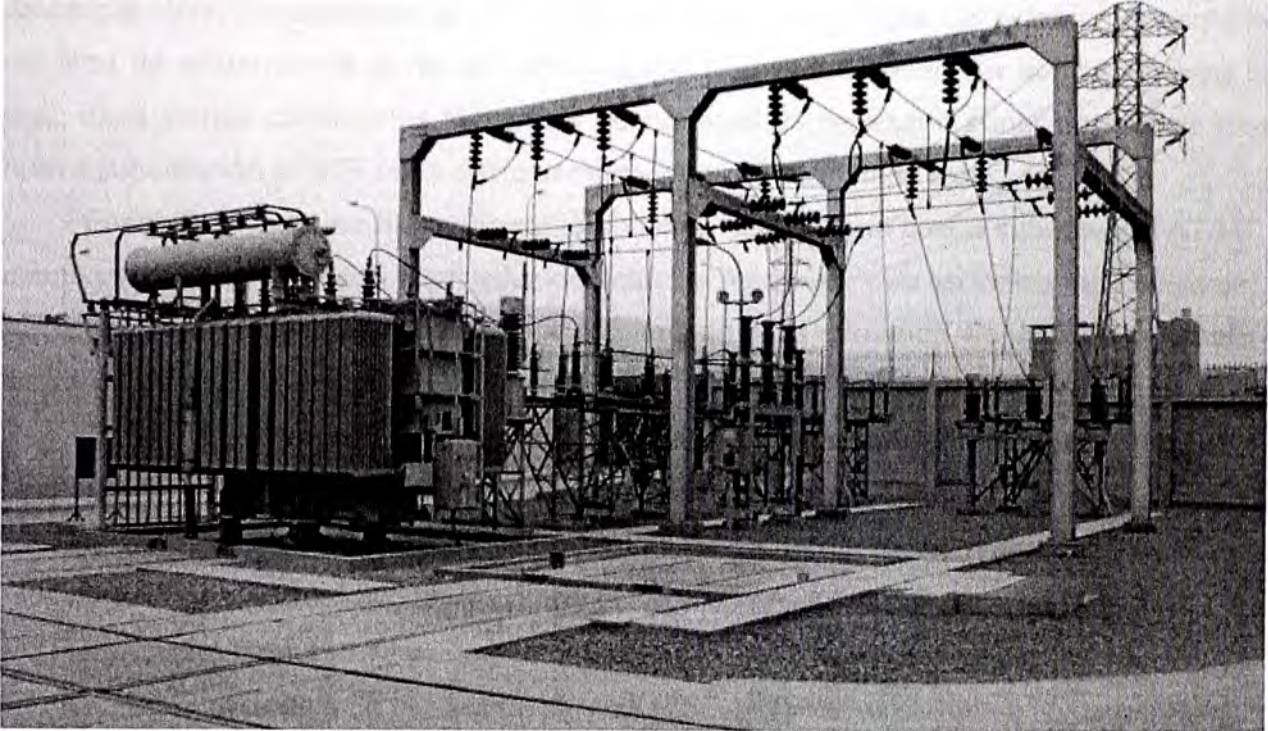


Figura 2.2 Muestra fotográfica de una subestación AT/MT de LDS

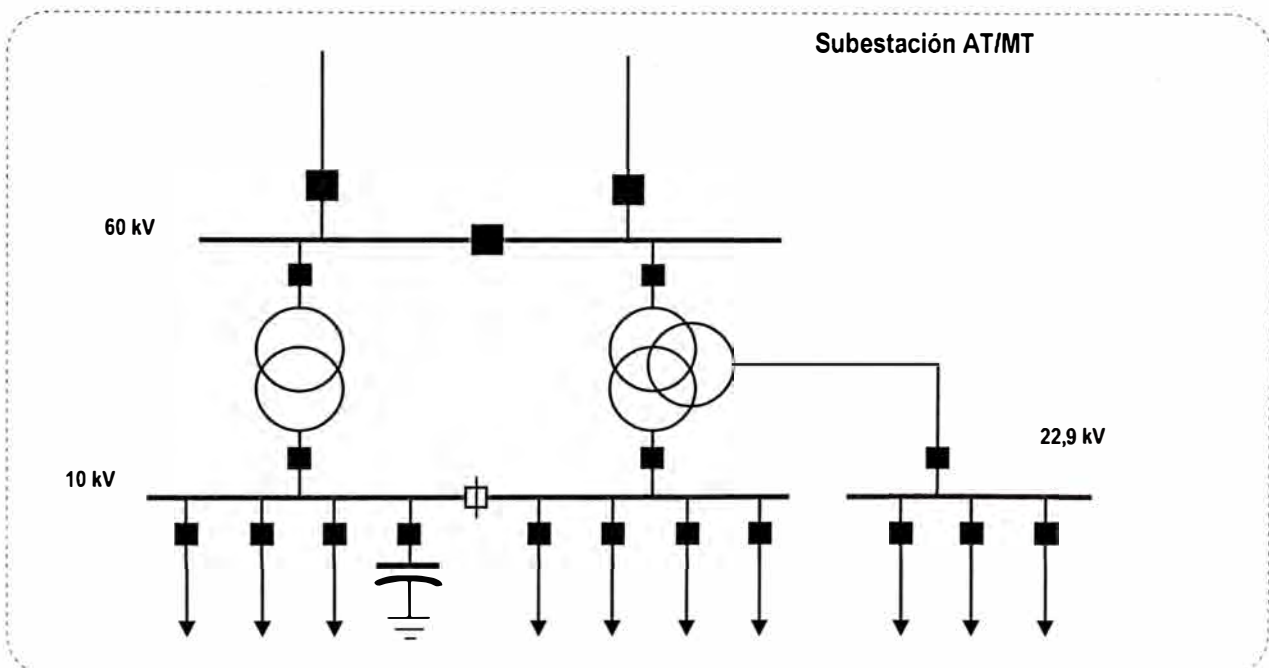


Figura 2.3 Esquema unifilar representativo de subestaciones AT/MT

2.1.2 Necesidad de una nueva subestación AT/MT

Una subestación AT/MT es parte integrante de un sistema de distribución eléctrica, la cual es dinámica en el tiempo, debido al aumento de la demanda de energía eléctrica con el paso de los años. Dicha demanda se da tanto verticalmente (incremento de la densidad de carga) como horizontalmente (incorporación de nuevas cargas ubicadas en la periferia del área de influencia de la red existente). Estas demandas deben ser atendidas, para lo cual, dada ciertas condiciones técnicas y económicas es necesario poner en servicio una nueva subestación AT/MT cada cierto tiempo y en un determinado lugar.

Específicamente, se hace necesario poner en servicio una nueva subestación AT/MT, cuando se ha agotado toda alternativa de solución (como las que se indica mas adelante), frente a la problemática de la atención al crecimiento de la demanda y/o la caída de tensión en las redes de media tensión.

Entre las alternativas técnicas de solución que se contemplan, previa al planteamiento de una nueva subestación, se cuentan los siguientes:

- Reconfiguración de la topología de la red MT. Esto, cuando una red de MT es comparativamente muy grande con respecto a las redes contiguas.
- Reubicación de punto de alimentación de cargas grandes en posición extrema.
- Instalación de banco de capacitores en las subestaciones existentes a fin de reducir sus factores de utilización y de este modo contar con un margen adicional de potencia instalada.
- Cuando hay caída de tensión en la red de MT, se instalan en puntos apropiados de la misma red, capacitores y/o reguladores de tensión a fin de mejorar su perfil de tensiones.
- La instalación de una cabina, la cual es una especie de mini-subestación. Esta instalación se da cuando se dispone de dos tensiones en MT. Por ejemplo, su alimentación puede ser en 22,9 kV a un grupo de transformadores de 22,9/10 kV. Generalmente se ubica en el mismo terreno que ocupará la futura subestación AT/MT.

Por otro lado, se decide la puesta en servicio de una nueva subestación AT/MT, siempre que la tasa interna de retorno (TIR) esté dentro de las expectativas del inversionista, además de que los requisitos técnicos sean satisfactorios.

2.2 Criterios para la planificación de subestaciones AT/MT

2.2.1 Criterios legales

Según la Ley de Concesiones Eléctricas en el Artículo 34° inciso a) "*Los Distribuidores están obligados a: Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;*".

Para cumplir con esta obligación, una distribuidora debe contar en su sistema de distribución con subestaciones AT/MT, dado que la compra de energía en general se efectúa en AT y MAT.

Por otro lado, en conformidad con el Artículo 31° inciso e) de la LCE, una subestación AT/MT, así como toda instalación eléctrica, debe diseñarse cumpliendo con las disposiciones del Código Nacional de Electricidad.

2.2.2 Criterios técnicos

Entre los criterios técnicos a considerar en el planeamiento de subestaciones AT/MT se debe tomar en cuenta los siguientes:

- Tensiones nominales para redes de distribución : 10 y 22,9 kV
- Tensiones aceptables para redes de distribución : $\pm 5\%$
- Máximo factor de utilización para transformadores de potencia en condiciones normales de operación : 100%
- Máximo factor de utilización para transformadores de potencia en condiciones de sobrecarga de corta duración (3 horas) : 120%
- Máximo factor de utilización para líneas de transmisión en condiciones normales de operación (operación en doble terna) : 50%
- Máximo factor de utilización para líneas de transmisión en condiciones de contingencia (salida del circuito par) : 120%
- Tipos de subestación AT/MT : AIS, GIS, Híbrida
- Potencia óptima de subestaciones AT/MT : 80 Megavoltampere

2.2.3 Criterios de seguridad

El criterio de seguridad se refiere a consideraciones tendientes a otorgar protección a las personas y a las instalaciones.

La seguridad enfocada en las personas toma en cuenta las distancias mínimas de seguridad a partes activas que se deben cumplir para el montaje, mantenimiento y circulación. En la planificación de subestaciones, este criterio impone un tamaño mínimo de terreno que se debe tomar en cuenta.

Para subestaciones AT/MT tipo AIS con configuración "H", el área mínima a tomar en cuenta debe ser igual a 1 944 m² (36 x 54 m), mientras que en las de tipo interior el área mínima debe ser igual a 1 053 m² (26 x 40.5 m).

La seguridad para las personas implica también un sistema de puesta a tierra tal que asegure que las Tensiones de Toque y Paso de la instalación sean menores a las admisibles por el cuerpo humano.

En cuanto a la seguridad enfocada a los activos, los equipos de maniobra deben especificarse para con un poder de ruptura superior a la máxima corriente de cortocircuito en un horizonte de largo plazo modo que se minimiza el riesgo de explosión. Asimismo las celdas de distribución deben ser las de tipo metaclad (compartimentada, a prueba de arco y explosión).

En resumen, desde el punto de vista del planeamiento, los criterios de seguridad son tomados en cuenta por su implicancia en costos.

2.2.4 Criterios de emplazamiento

El criterio de emplazamiento se refiere a la disposición física de la subestación y a las características del terreno donde debe ubicarse.

Disposición física

La disposición física depende del sistema de barras y la configuración (esquema) de la subestación.

El esquema adoptado en Luz del Sur para las subestaciones AT/MT, es la configuración "H", la cual consiste en un sistema de barras simple con seccionamiento longitudinal, dos celdas de llegada para la alimentación en AT y dos celdas AT para los transformadores de potencia.

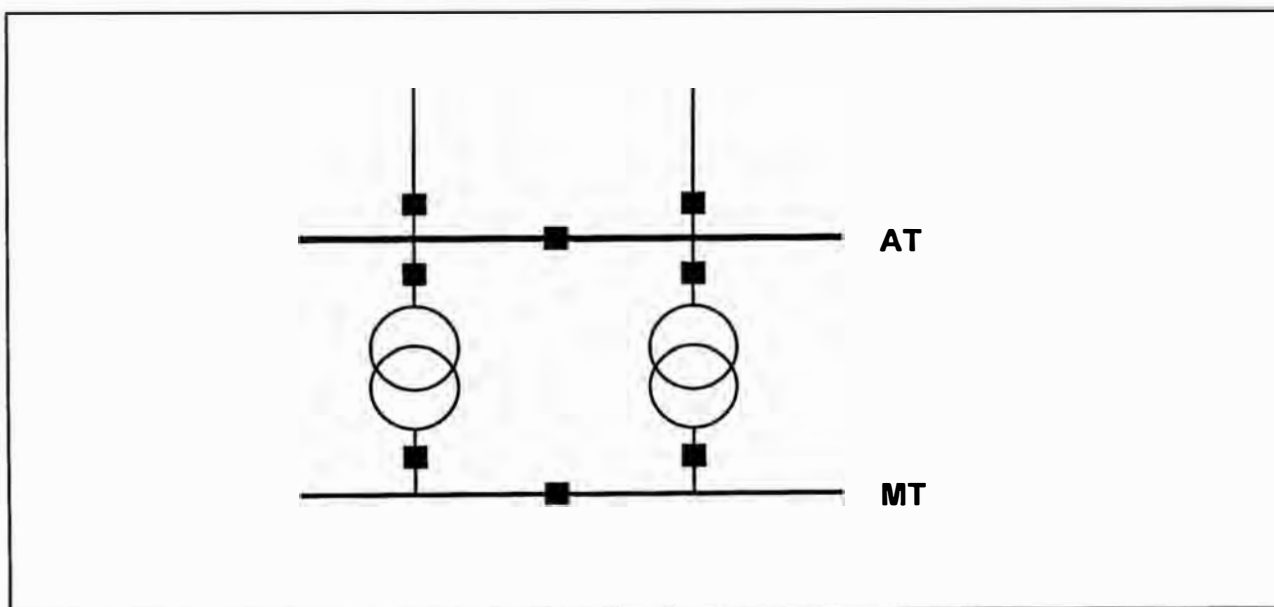


Figura 2.4 Esquema "H" de subestaciones AT/MT

El emplazamiento también depende del tipo de instalación sometida a las condiciones ambientales (atmosféricas), que son los siguientes:

- Subestación AT/MT tipo Exterior (a la intemperie)
- Subestación AT/MT tipo Interior (en edificio)

El tipo de instalación influye en el tamaño del terreno. Las subestaciones tipo exterior ocupan mayor área con respecto a las de tipo interior, pero en este último los costos de las obras civiles son mayores.

En la Figura 2.5 y 2.6 se puede apreciar la vista transversal de subestaciones AT/MT tipo exterior e interior respectivamente.

Características del terreno

Además de tomar en cuenta el tamaño mínimo que debe tener el terreno para una subestación AT/MT, ésta debe estar ubicado en una esquina con calles anchas preferentemente con frente a avenidas, esto para facilitar el acceso a las llegadas de líneas de alta tensión (60 kV) y la salida subterránea de los alimentadores de distribución.

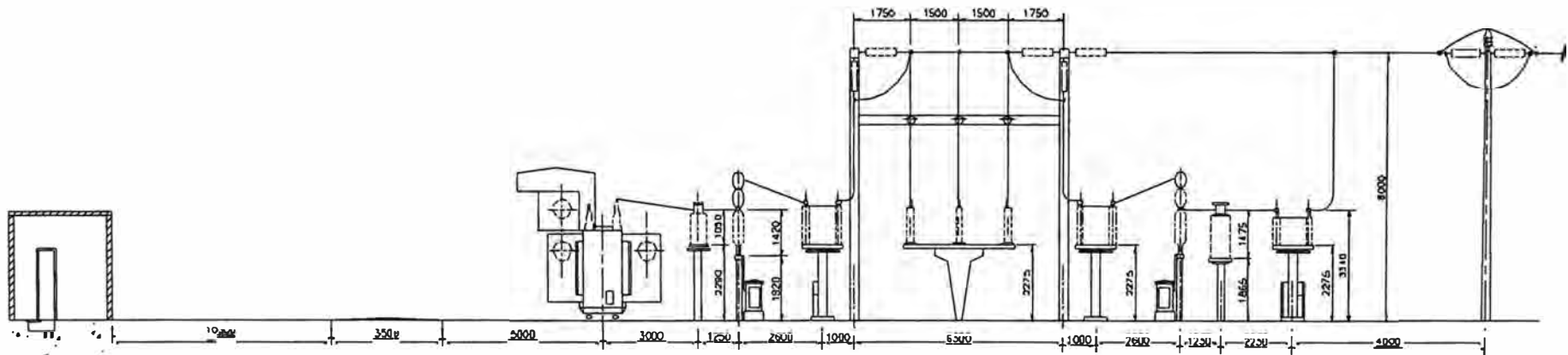


Figura 2.5 Vista transversal de una subestación AT/MT tipo exterior

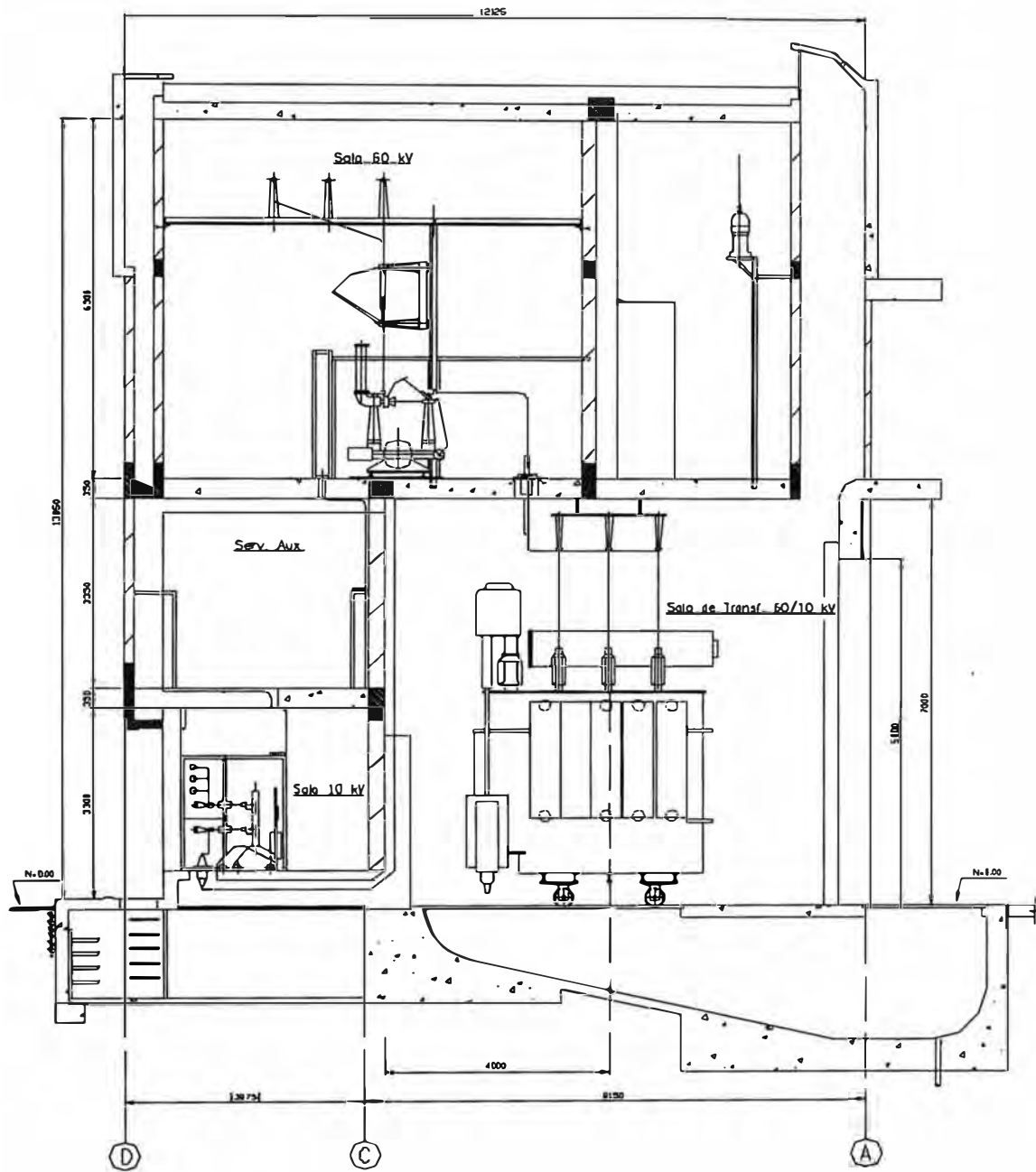


Figura 2.6 Vista transversal de una subestación AT/MT tipo interior

2.2.5 Criterios de confiabilidad

El criterio de confiabilidad es un enfoque que se deriva de la necesidad que suministrar la energía en forma continua (sin interrupciones). En consecuencia se debe plantear un sistema eléctrico tal que minimice la indisponibilidad del sistema.

En Luz del Sur se aplica el criterio de reserva (en transformadores de potencia) para subestaciones AT/MT y el criterio de N-1 para la sub-transmisión (alimentación AT de subestaciones AT/MT).

Para subestaciones AT/MT, se dispone de reserva en transformadores de potencia 60/22,9/10 kV de 25/25/25 Megavoltampere y 40/40/40 Megavoltampere. En este caso no se aplica el criterio de N-1 pues sería muy oneroso. Con dicho criterio, prácticamente la potencia instalada en transformadores de potencia tendría que duplicarse. En lugar de ello se disponen de transformadores de reserva ubicados estratégicamente de modo que ante una falla de un transformador en servicio, este pueda ser reemplazado por uno de reserva.

En la sub-transmisión, constituido por líneas AT para alimentar a las subestaciones AT/MT, si se emplea el criterio de N-1. Según este criterio, la configuración de un sistema eléctrico debe ser de modo tal que sigue operando sin rechazo de carga, en caso que cualquier elemento (línea, transformador) quede fuera de servicio. En tal sentido, la sub-transmisión en LDS es a doble circuito.

2.2.6 Criterios de operación

Apertura de circuitos

De acuerdo a este criterio, las celdas (o bahías) deben configurarse para abrir el circuito bajo carga. De este modo se facilita las maniobras de cierre y apertura de líneas de transmisión y transformadores de potencia.

En consecuencia, las celdas de los transformadores de potencia, tanto en el lado AT como MT deben contar con su respectivo interruptor de potencia. Asimismo las celdas de líneas y las celdas de acoplamiento transversal y longitudinal deben contar con interruptores de potencia.

Regulación de tensión en MT

Por otro lado, los transformadores de potencia AT/MT deben contar con conmutadores bajo carga a fin de regular en forma automática la banda tensiones de modo que se pueda cumplir con la NTCSE.

2.2.7 Criterios económicos

Costo del dinero

El criterio económico es un enfoque que toma en cuenta el costo del dinero en el tiempo. Esto significa que toda alternativa técnica de solución debe ser evaluada financieramente.

Análisis de mínimo costo

Por otro lado, dado que en general existe más de una solución técnicamente factible se debe seleccionar aquella que presenta el menor costo total. A este enfoque se le denomina análisis de mínimo costo.

Costo total

El costo total comprende el costo de las inversiones en las instalaciones, el costo de operación y mantenimiento; y, el costo de contingencia compuesto por la valorización de la energía no suministrada y el costo de falla (penalización).

Indicadores de mérito

Los indicadores de mérito empleados para tomar la decisión de poner en servicio una nueva instalación tal como una nueva subestación AT/MT, son el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Retorno).

El VAN debe ser mayor a cero y el TIR debe superar el tasa de corte del inversionista (COK). En LDS el COK es igual a 18%.

El VAN se define igual a la diferencia – en valor presente – de los beneficios y los costos que se generan en un proyecto durante un periodo de estudio. A continuación se presenta la fórmula (2.1):

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{B_n - C_n}{(1+i)^n}, \dots\dots\dots (2.1)$$

Donde:

- i : Tasa de descuento del proyecto (= COK)
- B_n : Beneficio en el año n
- C_n : Costo en el año n
- N : Número de años del horizonte de planeamiento (o proyecto)
- n : Años de 0 a N

CAPÍTULO III

DESARROLLO DEL PLANEAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN LOS INGENIEROS 60/22,9/10 kV

3.1 Datos y Premisas

3.1.1 Período de estudio

Se ha abarcado un período de estudio de 20 años. Este periodo se considera además para la evaluación económica del proyecto.

Año base 2004

Año 1 2005

Año 20 2024

3.1.2 Cargas existentes

Cargas de transformadores de potencia

Los datos de carga correspondientes a las alimentadas por los transformadores de potencia, se han tomado del repositorio del SCADA del Centro de Control de LDS. Los datos disponibles son las potencias registradas en línea, con un periodo de integración de 15 minutos.

Cargas de alimentadores de distribución

Los datos de carga de los alimentadores de potencia, se han tomado del repositorio del SCADA del Centro de Control de LDS. Los datos disponibles son las corrientes registradas en línea, con un periodo de integración de 15 minutos.

Cargas de transformadores de distribución

Los datos de carga de los transformadores de distribución, se han tomado del repositorio del Sistema Técnico de Información de LDS. Los datos disponibles son las corrientes registradas durante un día, con un periodo de integración de 15 minutos. Para cada transformador de distribución se dispone de al menos un diagrama de carga por año.

Cargas de clientes BT y MT

Los datos de carga correspondientes a los clientes en BT y MT, se ha tomado repositorio de datos comerciales de LDS. La data disponible es la energía facturada mensualmente.

3.1.3 Tasas de crecimiento de cargas

La proyección de las cargas, tanto de las subestaciones AT/MT como de las subestaciones de distribución, se ha realizado en base a las tasas anuales de crecimiento

de cargas por distrito y tipo de uso, tomadas del estudio DPT-008: "Proyección de la demanda de potencia y energía de Luz del Sur - Período 1996-2015".

3.1.4 Capacidades nominales de equipos

Las capacidades nominales – en condiciones normales de operación – que se han empleado son los siguientes:

• Celda de línea – 60 kV	80 Megavoltampere
• Celda de transformador de potencia – 60kV	40 Megavoltampere
• Transformador de Potencia – 60/22,9/10 kV	40/40/40 Megavoltampere
• Celda de alimentador de distribución – 22,9 kV	12 Megavoltampere
• Celda de alimentador de distribución – 10 kV	6 Megavoltampere

3.1.5 Vidas útiles

Las vidas útiles que se han considerado son los siguientes:

• Redes de 60 kV	30 años
• Subestaciones 60/22,9/10 kV	30 años
• Redes de 10 kV y 22,9 kV	25 años.

3.1.6 Tensiones de operación de la red en MT

En el sistema de distribución de LDS se operan con dos niveles de tensión en MT cuyos valores nominales son las siguientes:

- 10 kV
- 22,9 kV

Para horas de máxima demanda se ha considerado una tensión de 10,2 kV en las barras de las subestaciones. Por otro lado, se ha considerado 9,65 kV como tensión mínima aceptable en las subestaciones más alejadas de los alimentadores de 10 kV, de acuerdo a lo establecido en la NTCSE.

3.1.7 Factores de potencia en la red de MT

Para las cargas alimentadas por las subestaciones de 10/0,23 kV se ha considerado un factor de potencia promedio igual a 0,96. Para las cargas alimentadas en MT se han considerado los factores de potencia obtenidos de las lecturas de los medidores electrónicos de las mismas.

3.1.8 Costos unitarios

Precio de la energía

Para cuantificar tanto los beneficios por venta de energía eléctrica como las pérdidas de energía, se han empleado los precios equivalentes en energía. En la siguiente tabla se muestran dichos los precios.

Tabla 3.1 Precios equivalentes de energía empleadas para la valorización de ventas y pérdidas de energía

Descripción	Precio (US\$ /kilowatt hora)
Precio de compra (en MAT)	0,0434
Precio de venta en MT	0,0508
Precio de venta en BT	0,0869
Costo de pérdidas	0,0434

3.2 Procedimiento

3.2.1 Pronóstico de la demanda

El pronóstico de la demanda se ha efectuado tomando en cuenta las tasas de crecimiento de cargas que se hacen referencia en el acápite 3.1.3.

La tasa global aplicable a la zona de estudio resultó igual a 4,5%. El pronóstico de la demanda se ha efectuado para los próximos 10 años a partir de última la data disponible que corresponde al año 2002.

En la Tabla 3.2 se presenta el resultado del pronóstico de la máxima demanda anual de las subestaciones AT/MT que alimentan la zona de estudio.

Tabla 3.2 Pronóstico de la máxima demanda anual en Megavoltampere de las subestaciones AT/MT que alimentan la zona de estudio

Año	SET Puente		SET La Planicie	SET Santa Anita
	2 x 25 Megavoltampere	40 Megavoltampere	17,2 + 25 Megavoltampere	40 Megavoltampere
2002	49,1	35,4	27,6	27,5
2003	51,3	37,0	28,8	28,7
2004	53,6	38,6	30,1	30,0
2005	56,0	40,4	31,5	31,3
2006	58,6	42,2	32,9	32,8
2007	61,2	44,1	34,4	34,2
2008	64,0	46,1	35,9	35,8
2009	66,8	48,1	37,6	37,4
2010	69,8	50,3	39,2	39,1
2011	73,0	52,6	41,0	40,8
2012	76,3	54,9	42,9	42,7

Tasa anual incremento de cargas : 4,50%

3.2.2 Delimitación del área de estudio

3.2.2.1 Delimitación del área de influencia

La zona de estudio se ubica en los distritos de Ate y La Molina, y está comprendida entre las subestaciones Puente, Santa Anita y La Planicie.

En la Figura 3.1 puede apreciarse dicha zona.

3.2.2.2 Cálculo del centro de carga

A fin de localizar la nueva subestación AT/MT, se ha calculado el centro de carga para el conjunto de cargas ubicadas dentro del polígono o área de influencia mencionada líneas atrás. Las cargas corresponden a la hora en que ocurre la máxima demanda simultánea.

Las coordenadas del centro de carga (X_c, Y_c) se obtienen empleando las fórmulas (3.1) y (3.2):

$$X_c = \frac{\sum c_i \cdot x_i}{\sum c_i}, \dots\dots\dots (3.1)$$

$$Y_c = \frac{\sum c_i \cdot y_i}{\sum c_i}, \dots\dots\dots (3.2)$$

Donde,

c_i : Carga del nodo i-ésimo ubicado dentro del polígono.

x_i, y_i : Coordenadas del nodo i-ésimo ubicado dentro del polígono.

Las coordenadas UTM (en metros) del centro de carga que se obtuvieron fueron los siguientes valores:

$$X_c = 288\ 041,4$$

$$Y_c = 8\ 666\ 217,5$$

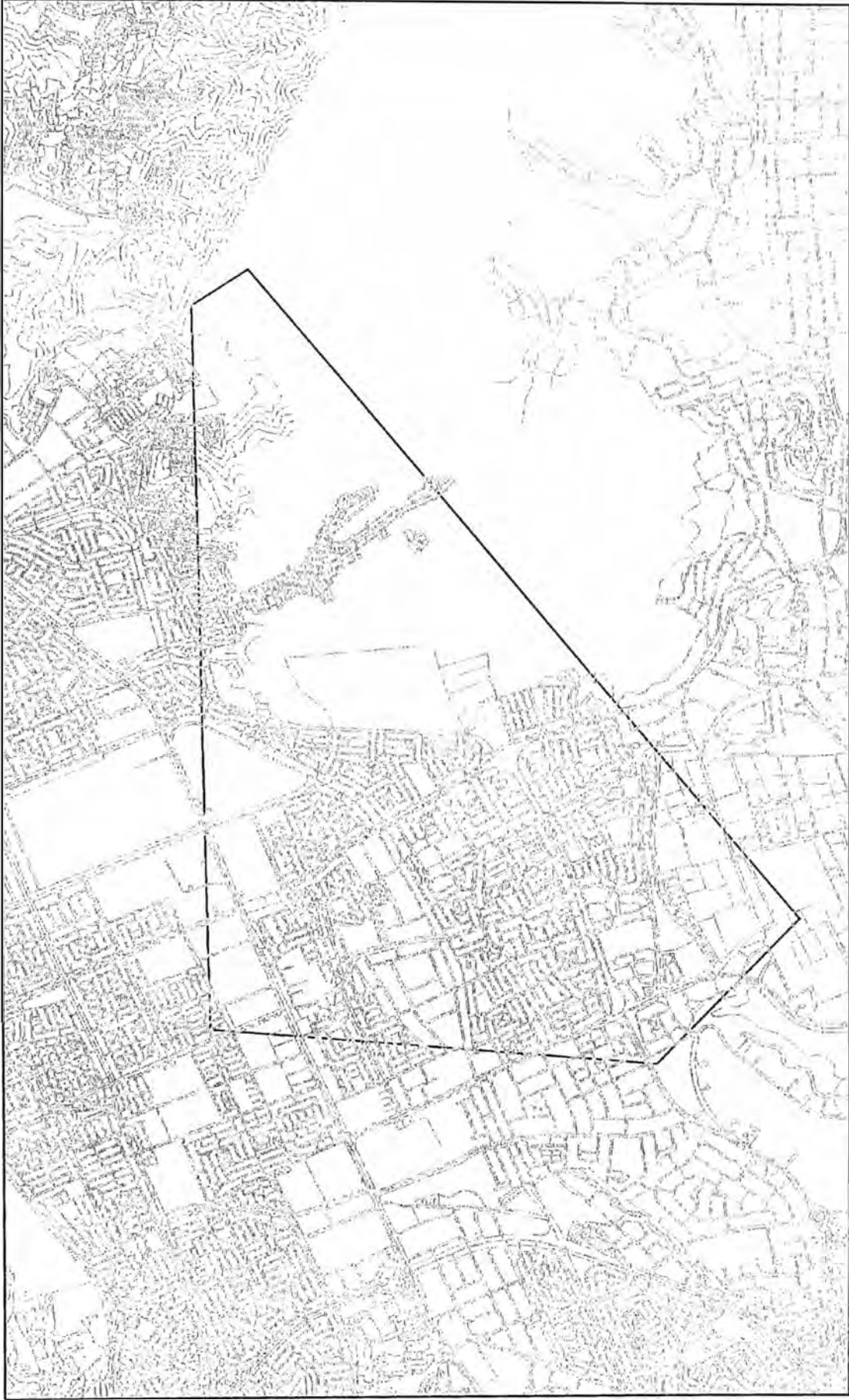


Figura 3.1. Zona de estudio

3.2.2.3 Localización para compra de terreno

Luego que se ha obtenido el centro de carga en coordenadas UTM, se traza este punto en el plano cartográfico de la zona de estudio. El terreno a adquirir debe ubicarse preferentemente dentro de un radio de 500 m alrededor del centro de carga. En la Figura 3.2 se muestra el procedimiento mencionado.

Tomando en cuenta el criterio mencionado, se procedió a buscar el terreno apropiado para la instalación de la nueva subestación. No se logró encontrar terrenos disponibles para compra dentro del radio deseado, sin embargo se pudo adquirir un terreno muy cerca del borde de la circunferencia de localización.

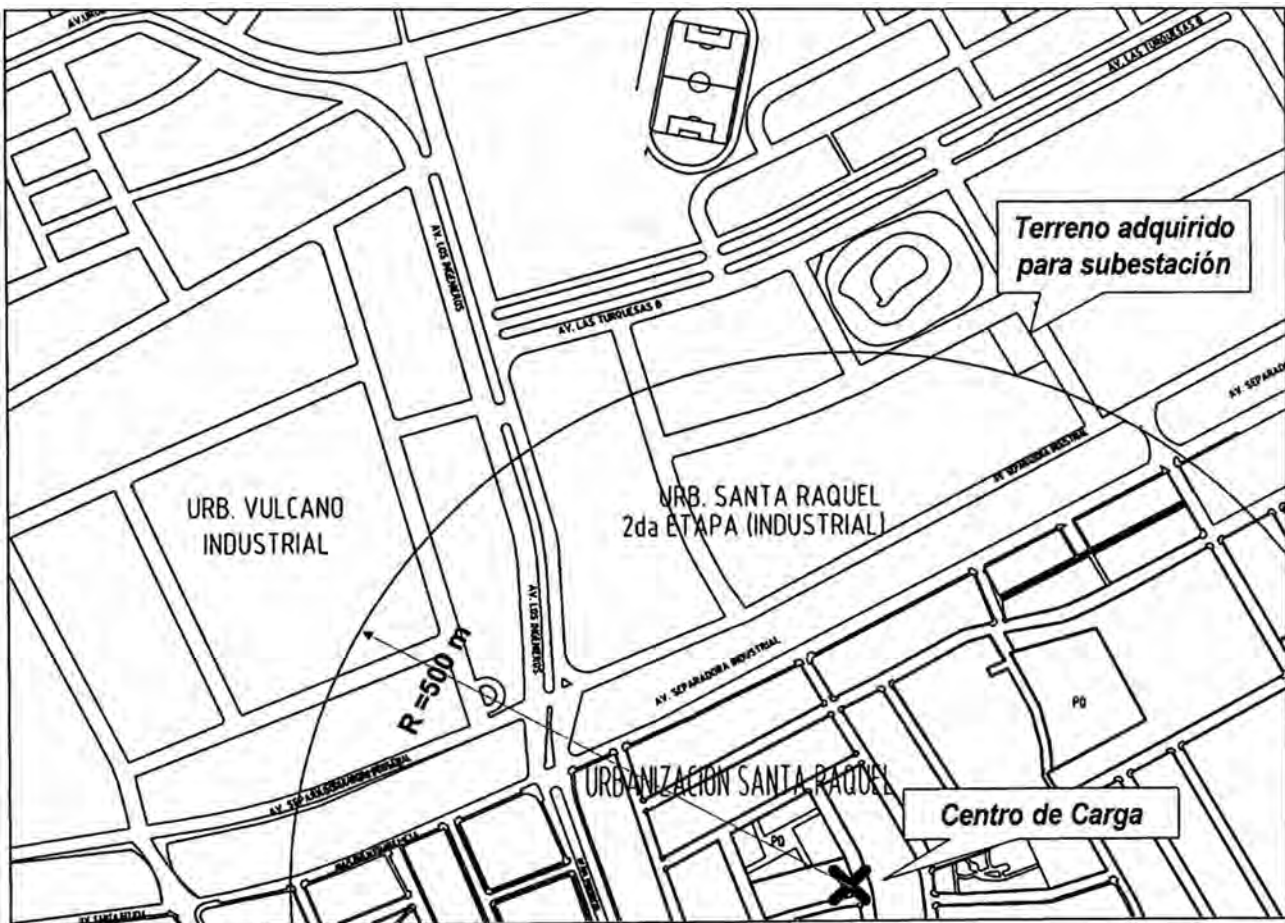


Figura 3.2 Zona de localización preferente para adquisición de terreno para subestación

El terreno adquirido se encuentra ubicada en la esquina comprendida por Calle 1 y Calle 5 de la urbanización Santa Raquel, distrito de Ate.

En la Figura 3.3 se muestra la ubicación del terreno.

3.2.3 Diagnóstico de la problemática de la red de distribución

3.2.3.1 Factores de utilización de transformadores de potencia

Con los resultados del pronóstico de la demanda para cada subestación involucrada en la zona de estudio, se ha procedido a calcular los factores de utilización para cada transformador de potencia con respecto a su capacidad nominal. En la Tabla 3.3 se muestran los resultados.

Una observación a la proyección de los factores de utilización nos indica que los dos transformadores de 25 Megavoltampere de la subestación Puente impiensan a sobrecargarse a partir del año 2003. En cuanto al transformador de 40 Megavoltampere de la misma subestación, ésta empieza a sobrecargarse a partir del año 2005.

En resumen, como diagnóstico se prevé problemas de sobrecarga en transformadores de potencia a partir del año 2003.

Tabla 3.3 Proyección de los factores de utilización de los transformadores de potencia la involucrados en la zona de estudio

Año	SET Puente		SET La Planicie	SET Santa Anita
	2 x 25 Megavoltampere	40 Megavoltampere	17,2 + 25 Megavoltampere	40 Megavoltampere
2002	98%	88%	65%	69%
2003	103%	92%	68%	72%
2004	107%	97%	71%	75%
2005	112%	101%	75%	78%
2006	117%	105%	78%	82%
2007	122%	110%	82%	86%
2008	128%	115%	85%	89%
2009	134%	120%	89%	93%
2010	140%	126%	93%	98%
2011	146%	131%	97%	102%
2012	153%	137%	102%	107%

3.2.3.2 Perfil de tensiones en la red de media tensión

A fin de verificar, que el nivel de tensiones en los nodos, se encuentren dentro del rango tolerable según la NTCSE, se ha simulado los flujos de potencia para las redes de MT que confluyen a la zona de estudio.

Para tal efecto, se ha utilizado un programa computacional de cálculo de flujos de carga para redes de distribución, elaborado en el Departamento Planificación Transmisión.

Los alimentadores que confluyen a la zona de estudio son los siguientes:

- Subestación 60/10 kV – Puente:

Alimentador 10 kV	A-01
Alimentador 10 kV	A-03
Alimentador 10 kV	A-06
Alimentador 10 kV	A-18
Alimentador 10 kV	A-21
Alimentador 10 kV	A-22

- Subestación 60/10 kV – La Planicie:

Alimentador 10 kV	PL-01
Alimentador 10 kV	PL-02

- Subestación 60/22,9/10 kV – Santa Anita:

Alimentador 10 kV	ST-22
-------------------	-------

En la Tabla 3.4 se muestra un resumen de los resultados de simulación de flujo de potencia mostrando para cada alimentador el nodo con el menor nivel de tensión. Los escenarios de caída de tensión corresponden al periodo 2001 – 2005 y sin considerar la puesta en servicio de la nueva subestación.

Observando la tabla mencionada, se puede concluir que prácticamente no se presentan caídas de tensión fuera el rango tolerado excepto un alimentador (A-06).

Tabla 3.4 Escenarios de caída de tensión mostrando nodos con el menor nivel de tensión para el periodo 2001 – 2005

Alimentador	Nodo con mínima tensión	2005		2006		2007		2008		2009	
		Tensión mínima (kV)	Caída de tensión	Tensión mínima (kV)	Caída de tensión	Tensión mínima (kV)	Caída de tensión	Tensión mínima (kV)	Caída de tensión	Tensión mínima (kV)	Caída de tensión
A-01	03725A	10.001	0.0%	9.992	-0.1%	9.982	-0.2%	9.972	-0.3%	9.962	-0.4%
A-03	10490A	9.819	-1.8%	9.801	-2.0%	9.782	-2.2%	9.763	-2.4%	9.742	-2.6%
A-06	03973A	9.502	-5.0%	9.468	-5.3%	9.432	-5.7%	9.394	-6.1%	9.355	-6.5%
A-18	06433C	10.020	0.2%	10.012	0.1%	10.003	0.0%	9.994	-0.1%	9.985	-0.2%
A-21	03285A	10.074	0.7%	10.068	0.7%	10.062	0.6%	10.056	0.6%	10.049	0.5%
A-22	64082X	9.856	-1.4%	9.840	-1.6%	9.823	-1.8%	9.805	-1.9%	9.786	-2.1%
PL-01	00790M	9.808	-1.9%	9.790	-2.1%	9.770	-2.3%	9.750	-2.5%	9.729	-2.7%
PL-02	03840A	9.604	-4.0%	9.575	-4.2%	9.545	-4.5%	9.514	-4.9%	9.480	-5.2%
ST-22	03948A	10.088	0.9%	10.058	0.6%	10.025	0.3%	9.991	-0.1%	9.955	-0.5%

3.2.3.3 Factor de utilización de conductores

A partir de los flujos de potencia efectuado para las redes de MT, mencionado líneas atrás, se ha obtenido los factores de utilización resultantes para cada alimentador de distribución. Dichos factores corresponden a la sección crítica del primer tramo (barra – nodo de distribución) de la troncal.

En la siguiente tabla se resumen los resultados. Se puede observar que dos alimentadores presentan sus troncales con problemas de sobrecarga.

Tabla 3.5 Factor de Utilización de la alimentadores de distribución

Alimentador	Corriente (ampere)	F.U.
A-01	172.6	60.8%
A-03	230.3	81.1%
A-06	300.1	105.7%
A-18	275.0	96.5%
A-21	69.2	18.0%
A-22	285.0	74.2%
PL-01	178.1	123.6%
PL-02	242.4	85.3%
ST-22	145.6	51.3%

3.2.3.4 Pérdidas

Para evaluar el efecto en las pérdidas de energía, se efectuado los cálculos de flujo de potencia para las redes de MT involucradas en la zona de estudio considerando dos escenarios: la primera toma en cuenta las redes en su situación actual; la segunda toma en cuenta la reconfiguración de las redes con la puesta en servicio de la nueva subestación. En ambos escenarios las cargas son las mismas correspondiendo al año estimado en que empezaría a operar la subestación.

En la Tabla 3.5 se muestran los resultados de la simulación. Como conclusión se tiene una reducción de las pérdidas de potencia en un 34% en la redes de MT, con la entrada de la nueva subestación.

Tabla 3.5 Comparación de las pérdidas de potencia en la redes de MT para los escenarios de la situación actual y con la puesta en servicio de la subestación Los Ingenieros

Escenario: Situación Actual		Escenario: Con la puesta en servicio de SET Los Ingenieros	
Alimentador	Pérdidas (kilowatt)	Alimentador	Pérdidas (kilowatt)
A-01	45,6	A-18X	9,9
A-03	99,2	A-21X	2,7
A-06	216,7	A-22X	0,2
A-18	31,5	PL-01X	41,5
A-21	9,2	PL-02X	0,4
A-22	107,3	IN-21X	166,2
PL-01	73,2	IN-01X	157,2
PL-02	153,4	IN-02X	149,0
ST-22	131,4	IN-03X	45,5
Total	867,5	Total	572,5

Efecto en la pérdidas (+ incremento, - reducción) -295,0 (34%)

Nota.- Con la entrada de la nueva subestación, los alimentadores A-01, A-03, A-06 y ST-22 quedan fuera de servicio pasando sus redes y cargas a los alimentadores de la nueva subestación.

3.2.4 Propuesta de solución con nueva subestación

3.2.4.1 Justificación

El diagnóstico de las redes en la zona de estudio muestra que si bien no presentan mayor problema en caída de tensión, sin embargo la proyección de los factores de utilización de los transformadores de la subestación Puente nos indica que operarán con sobrecargas en adelante.

Para resolver dicha problemática, se estudiado la posibilidad de aumentar la capacidad instalada de la subestación Puente, pero esta opción no es factible debido a que no es posible ampliar el número de celdas de MT. Por otro lado esto implicaría replantear la topología de sus redes MT a la salida de la subestación con costos muy elevados.

Por otro lado, la alternativa de trasladar cargas a otras subestaciones como Santa Anita y La Planicie presentan limitaciones. Trasladar parte de la carga a La Planicie no es factible debido a que en esta subestación solo se dispone en MT la tensión de 10 kV y por la distancia se presentarían caídas de tensión intolerables. En cuanto a trasladar carga a Santa Anita, cabe indicar que esta subestación ya está tomando una carga cerca a los 12 Megavoltampere perteneciente a la subestación Puente. Para este fin se ha instalado una Cabina 22,9/10 kV – 12 Megavoltampere con una alimentador en 22,9 kV con un recorrido de 3,4 km desde la subestación Santa Anita.

Por lo anterior, debido a que los estudios previos demuestran que se ha agotado otras opciones de solución, se propone como alternativa final la puesta en servicio de una nueva subestación AT/MT.

En base a la proyección de cargas, a fin de evitar las consecuencias de la problemática de la red en operación, se recomienda poner en servicio a inicios del año 2005 debiendo ejecutarse el proyecto en el año 2004.

3.2.4.2 Configuración de la nueva subestación

En conformidad a las prácticas de Luz del Sur, el esquema adoptado para la nueva subestación AT/MT será la configuración "H", la cual está constituido con un sistema de barras simple en AT con seccionamiento longitudinal, dos celdas de llegada para la alimentación en AT y dos celdas AT para dos transformadores de potencia.

La capacidad límite de la nueva subestación se ha definido en 80 (2.x 40) Megavoltampere. La primera unidad de transformación será un transformador de tres devanados con salidas de tensión de 10 y 22,9 kV. La segunda unidad de transformación será de dos devanados con la relación 60/22,9 kV.

En cuanto a la cantidad de celdas de 10 kV se ha limitado 5 unidades, esto a fin de desarrollar la expansión en 22,9 kV.

En su etapa inicial se definido operar la nueva subestación con un transformador 60/22,9/10 kV – 40/40/40 Megavoltampere. La carga inicial a tomar se estima igual a 27,7 Megavoltampere. En la Figura 3.4 se muestra el esquema unifilar para la puesta en servicio.

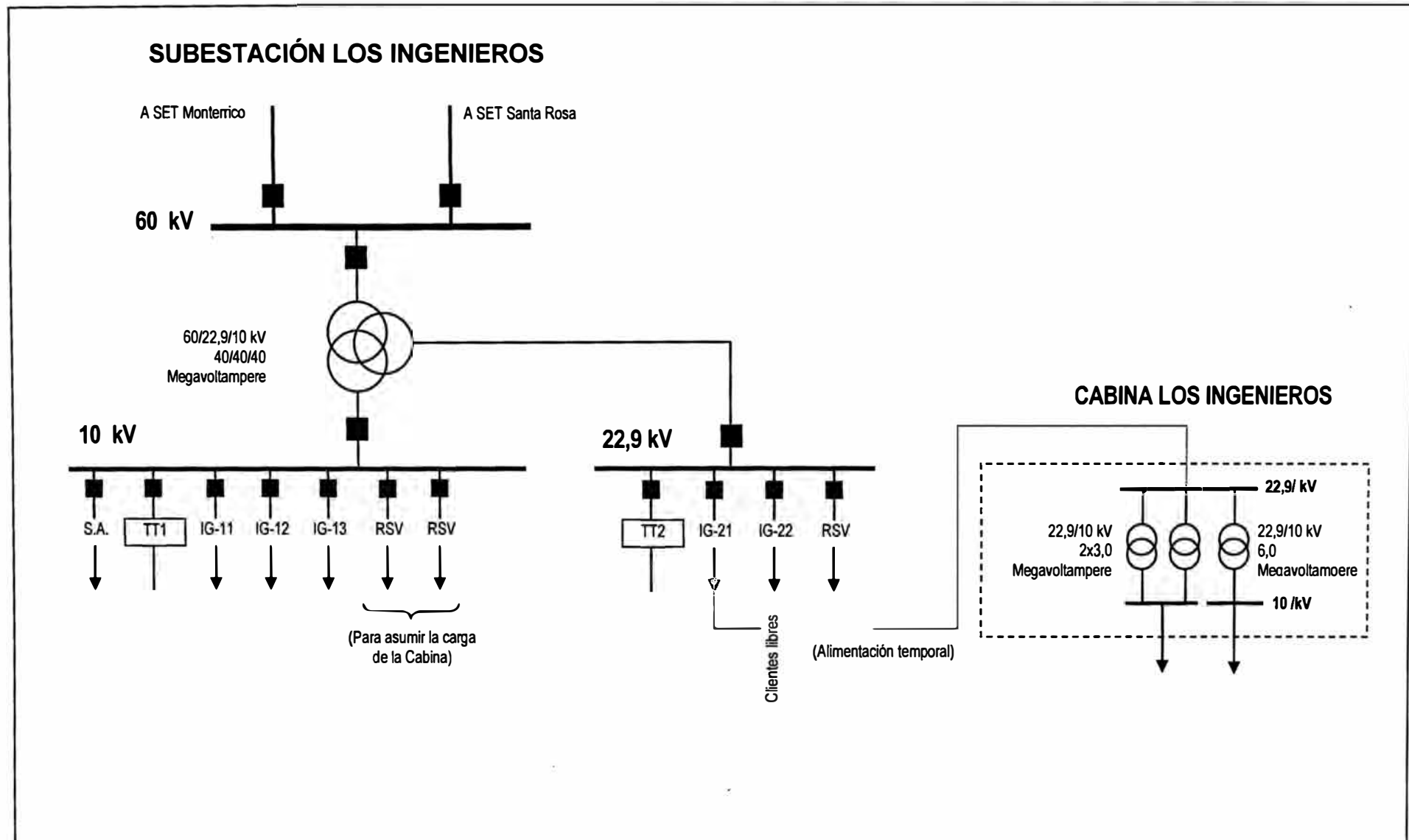


Figura 3.4 Esquema unifilar de la Subestación Los Ingenieros a la puesta en servicio

3.2.4.3 Resultados operacionales

En la siguiente tabla se muestran los resultados operacionales estimados a la puesta en servicio de la nueva subestación.

Tabla 3.6 Estimación del Estado Operativo de las Redes de MT a la puesta en servicio de la Subestación Los Ingenieros

ALIMENTADOR					CARGAS		Pérdidas (kilowatt)	# enlaces con sobrecarga	# nodos con caída de tensión	Nodo con mínima tensión	Tensión Minima (kV)	Caída de tensión
ID	kV	(Magavolt-ampere)	ampere	F.U.	(Megawatt)	(Megavolt-ampere reactivo)						

Situación actual de redes involucradas

A-01	10,20	3,0	172,6	60,8%	3,0	0,5	45,6	0	0	03725A	10,0	0,0%
A-03	10,20	4,1	230,3	81,1%	3,7	1,5	99,2	0	0	10490A	9,8	-1,8%
A-18	10,20	4,9	275,0	96,5%	4,5	1,8	31,5	0	0	06433C	10,0	0,2%
A-21	10,20	1,2	69,2	13,7%	1,1	0,5	9,2	0	0	03285A	10,1	0,7%
A-22	10,20	5,0	285,0	56,6%	4,7	1,3	107,3	1	0	64082X	9,9	-1,4%
PL-01	10,20	3,1	178,1	94,2%	2,8	1,2	73,2	0	0	00790M	9,8	-1,9%
PL-02	10,20	4,3	242,4	85,3%	3,8	1,6	153,4	0	0	03840A	9,6	-4,0%
ST-22	23,30	11,2	445,6	97,5%	9,7	4,4	348,1	0	0	03948A	23,9	0,9%

Situación con P/S SET Los Ingenieros

A-01	10,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A-03	10,20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
A-18'	10,20	3,5	195,4	68,6%	3,2	1,3	9,9	0	0	75111U	10,1	1,4%
A-21'	10,20	0,6	36,0	7,1%	0,6	0,2	2,7	0	0	64222X	10,1	1,4%
A-22'	10,20	0,9	51,9	10,3%	0,9	0,3	0,2	0	0	64085X	10,2	2,0%
PL-01'	10,20	2,6	146,6	77,6%	2,4	1,0	41,5	0	0	07574C	10,0	-0,2%
PL-02'	10,20	0,4	20,0	7,1%	0,3	0,1	0,4	0	0	00510S	10,2	1,9%
IG-21	23,30	12,5	310,7	68,7%	11,6	3,6	166,2	5	0	03725A	23,9	2,4%
IG-11	10,20	5,7	324,4	66,6%	5,1	2,2	157,2	0	0	03840A	9,6	-3,9%
IG-12	10,20	5,7	325,3	80,3%	5,0	2,4	149,0	0	0	00790M	9,7	-2,6%
IG-13	10,20	4,6	259,4	64,0%	4,2	1,7	45,5	0	0	00877M	10,0	0,2%

Nota.- IG-21 es una alimentación temporal a la cabina (agrupa a los alimentadores IG-14 e IG-15)

	Megawatt	Megavolt-ampere reactivo	Megavolt-ampere
Carga Inicial SET Los Ingenieros	25,9	9,9	27,7
En 10 kV	14,3	6,3	15,6
En 22,9 kV	11,6	3,6	12,2

Ahorro en pérdidas:	295,0 kW
----------------------------	----------

DESCARGAS de SET

	Megawatt	Megavolt-ampere reactivo	Megavolt-ampere
Puente	12,3	3,8	12,8
Planicie	3,9	1,7	4,3
Santa Anita	9,7	4,4	10,6
	25,9	9,9	27,7

3.2.5 Selección de tipo de subestación (AIS, GIS, Híbrida)

Las opciones

Para la selección del tipo de subestación a instalar, se consideró además del tipo convencional (subestación aislada en aire AIS de sus siglas en inglés *Air Insulated Substations*), los tipo GIS (del inglés *Gas Insulated Substations*) y la versión mixta denominada Híbrida.

La opción GIS se descartó de entrada debido a su alto costo. Cada celda o bahía costaba aproximadamente 900 mil US\$ FOB.

La alternativa híbrida

En los últimos años, la industria de equipos para el sector eléctrico está proponiendo nuevas alternativas a las subestaciones convencionales (aisladas en aire). Esta alternativa tecnológica es similar a las del tipo GIS a la cual se le ha denominado subestaciones híbridas.

Una característica principal de las subestaciones híbridas es que el concepto solo se limita al encapsulamiento de los equipos de maniobra (por celda o bahía) mientras que el sistema de barras sigue siendo aislada en aire.

Otra característica importante es que los equipos de maniobra se encapsulan en SF₆ ocupando todos los elementos un mismo compartimiento (interruptor de potencia, seccionador y opcionalmente transformadores de medición); mientras que en las bahías GIS cada elemento se encuentra compartimentalizado e integrado a la vez en un único bloque monolítico. De esta forma las bahías híbridas resultan mucho más económicas en comparación con respecto a las de tipo GIS.

Entre los proveedores que ofrecen soluciones de tipo híbridas está la compañía ABB con su sistema denominado *Plug and Switch System* (PASS). Para subestaciones con tensiones hasta 100 kV presenta el módulo PASS-M0. Una vista de ejemplo se muestra en la Figura 3.5.

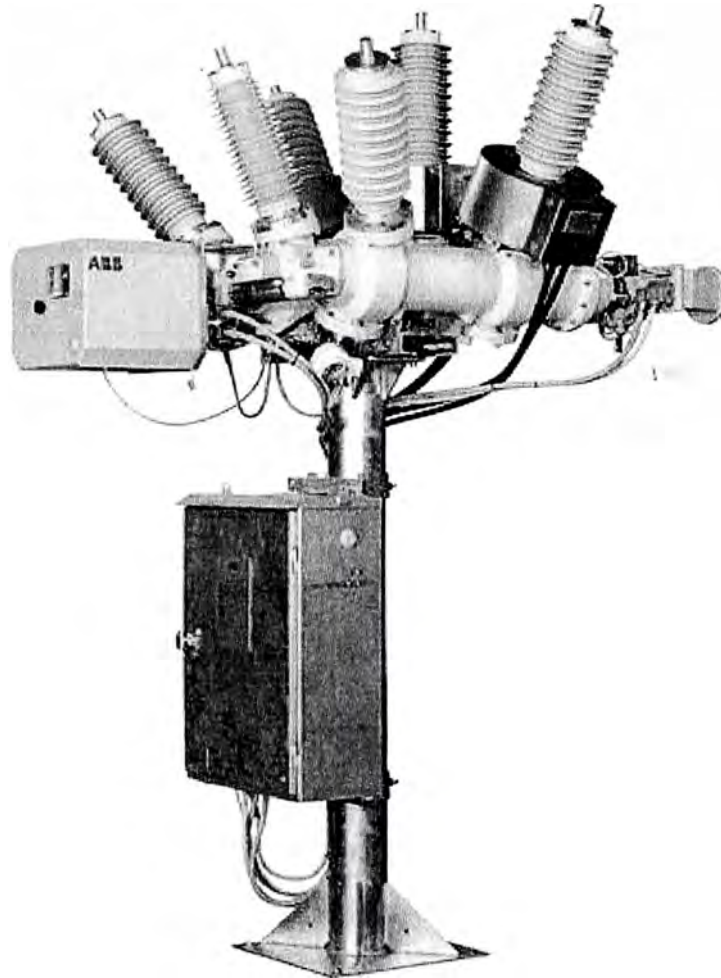


Figura 3.5 Módulo PASS-M0 de ABB

Evaluación

La evaluación se efectuó sólo a nivel de inversión ('evaluación gruesa'), sin considerar costos de montaje, operación, mantenimiento y confiabilidad, debido a que el impacto de éstas últimas sobre el total son mínimas. La comparación se efectuó sólo en aquellos aspectos en que las alternativas implican costos diferentes, como el requerimiento en el área de terreno, los costos de las celdas, costo de las fundaciones. Los costos comunes a ambas alternativas se omitieron puesto que no aportan a la toma de decisiones.

En la Tabla 3.7 se muestra un cuadro comparativo de costos de las alternativas contempladas.

Tabla 3.7 Evaluación de costos entre alternativas de subestación convencional e híbrida

	Cantidad	Costo Unitario	Sub-Total
Convencional (AIS)			
Área de terreno [1]	486 m ²	265,3 US\$/m ²	128 935,8 US\$
Celdas 60 kV			
- Celda de línea	2 u	77 020,5 US\$/u	154 041,1 US\$
- Celda de transformador	1 u	57 207,1 US\$/u	57 207,1 US\$
Obras civiles [2]			105 100,0 US\$
Total			445 284,0 US\$
Híbrida (PASS-M0)			
Área de terreno [1]	126 m ²	265,3 US\$/m ²	33 427,8 US\$
Celdas 60 kV			
- Celda de línea	2 u	125 800,0 US\$/u	251 600,0 US\$
- Celda de transformador	1 u	81 100,0 US\$/u	81 100,0 US\$
Obras civiles [2]			39 200,0 US\$
Total			405 327,8 US\$
Diferencia (Convencional - Híbrida)			39 956,2 US\$

[1] Área de terreno solo corresponde al emplazamiento de celdas y barras AT

[2] Fundaciones de celdas

3.2.6 Esquema de alimentación en AT

La subestación Los Ingenieros será alimentada desde el enlace existente Santa Rosa - Monterrico (línea 609). Se construirá una nueva línea de doble circuito, de aproximadamente 4,8 km de longitud; los extremos de envío de esta línea se conectarán al mencionado enlace; y sus extremos de recepción, a la Subestación Los Ingenieros; conformándose de este modo dos nuevos enlaces: Santa Rosa - Los Ingenieros y Los Ingenieros - Monterrico. El diseño de la línea se hará con postes metálicos y de concreto, aisladores de silicona y conductores de aleación de aluminio de 380 mm².

En la Figura 3.6 se muestran los esquemas de la red de 60 kV en la condición actual (situación sin proyecto) y la propuesta para alimentar a la subestación Los Ingenieros (situación con proyecto). Y en la Figura 3.7 se muestra la ruta de la línea de alimentación mencionada.

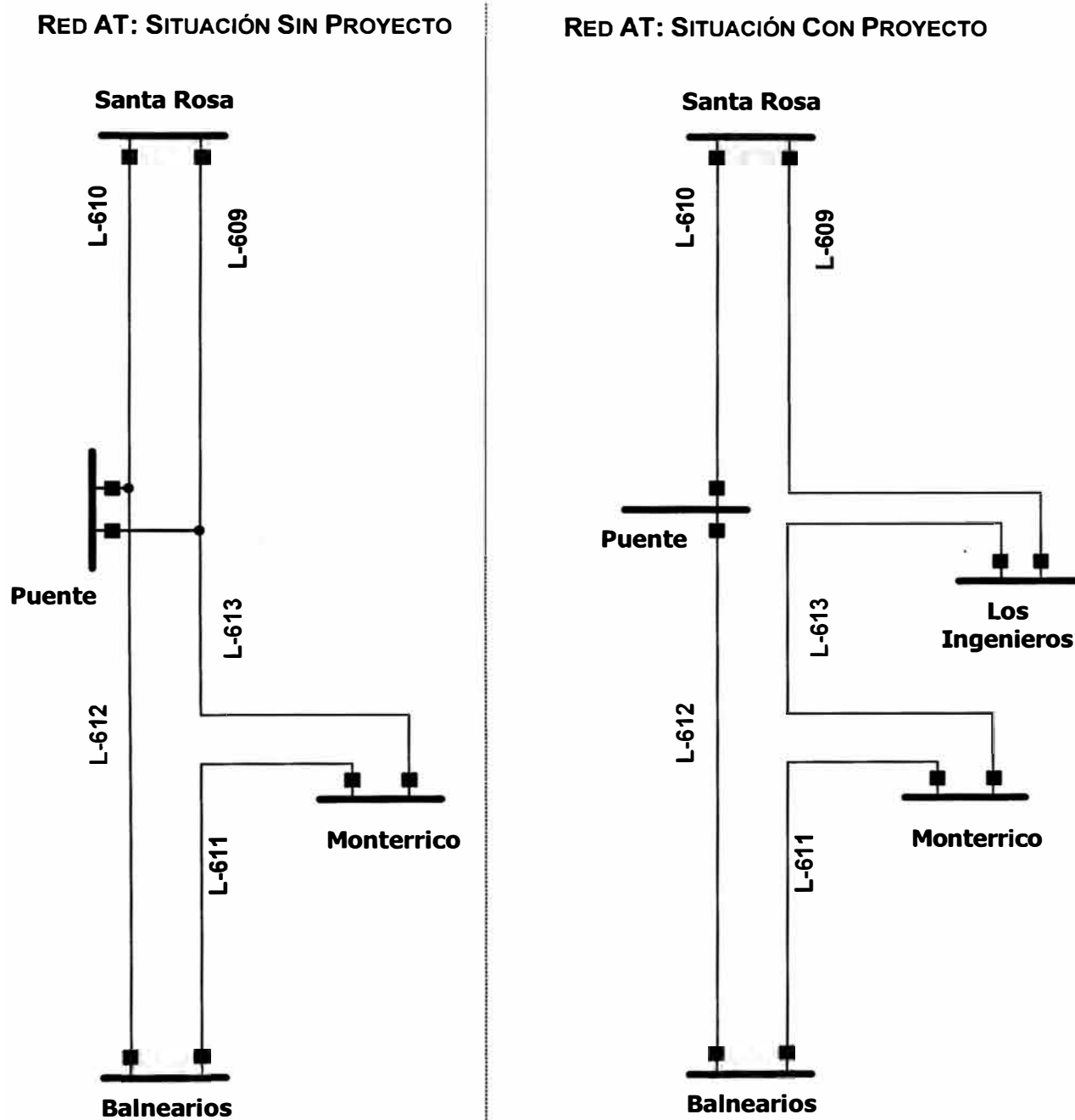


Figura 3.6 Esquema propuesto para la alimentación en 60 kV de la SET Los Ingenieros

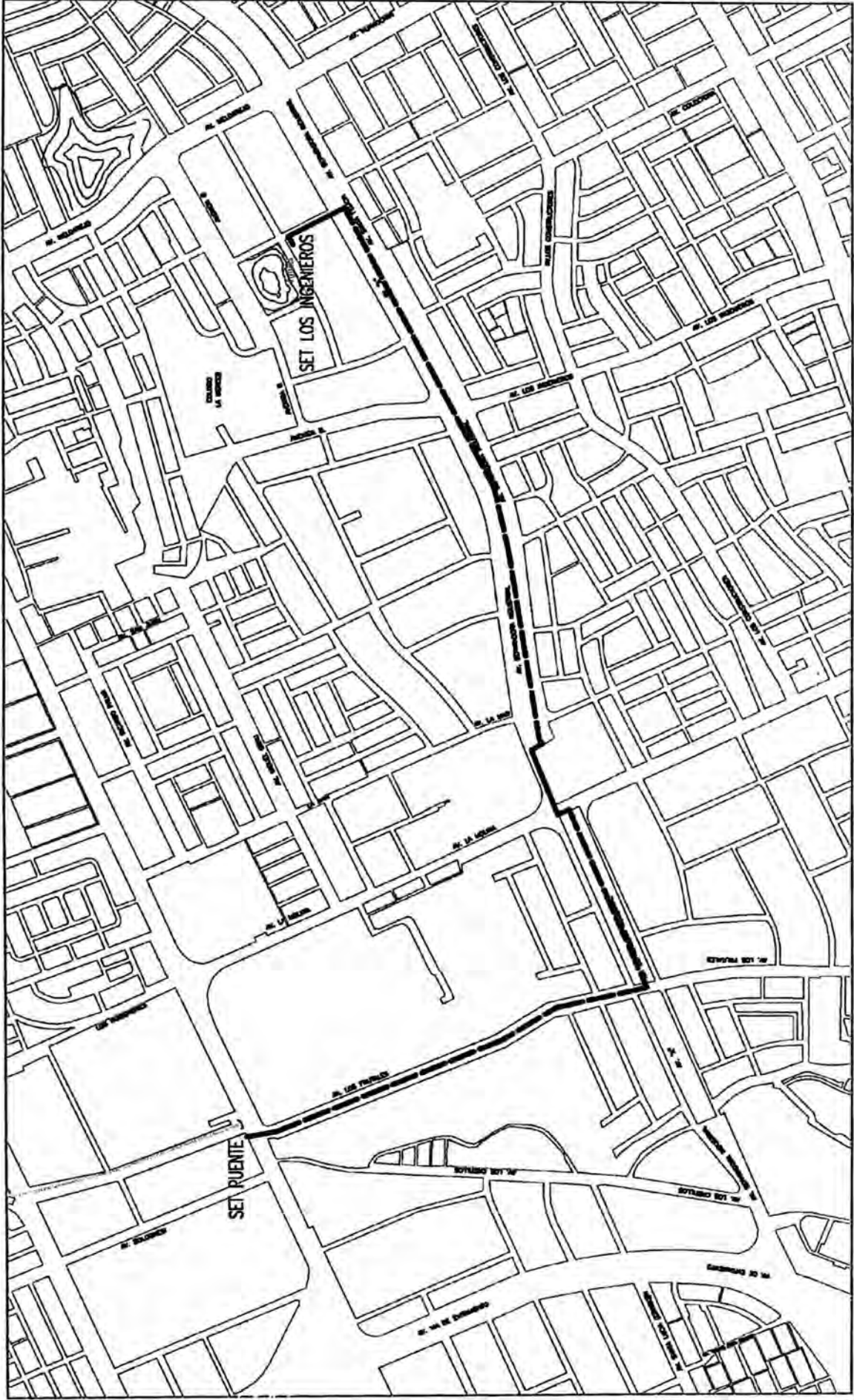


Figura 3.7 Ruta propuesta para la alimentación en 60 kV a la Subestación Los Ingenieros

3.2.7 Análisis de contingencia de red AT

Se ha efectuado un análisis de contingencia, empleando el criterio de N-1, para las redes de alta tensión involucradas en la alimentación de la nueva subestación Los Ingenieros.

La simulación de contingencias ha abarcado las dos etapas de la red AT involucradas: el mediano plazo y el largo plazo.

En el horizonte de mediano plazo, la red de AT es anillo de 60 kV formado entre las subestaciones 220/60 kV Santa Rosa y Balnearios. Cuando entre en servicio la subestación Los Ingenieros, este anillo servirá de alimentación a las subestaciones Monterrico y Los Ingenieros. Este esquema está previsto hasta el año 7. Para la simulación, las cargas de las subestaciones Monterrico y Los Ingenieros se ha proyectado para el final de esta etapa (año 7). En la Figura 3.8 se muestran los resultados en modo gráfico. Se puede observar que los factores de utilización de las líneas de transmisión en condiciones de contingencia se encuentran dentro de los límites tolerables para su operación.

En el horizonte de largo plazo, la alimentación de la subestación Los Ingenieros, será con doble circuito desde la subestación MAT/AT Los Industriales. De acuerdo al planeamiento de largo plazo, en el año 8 se prevé el ingreso de ésta subestación. Para esta etapa, las cargas de las subestaciones AT/MT se han considerado igual a su capacidad instalada. En la Figura 3.9 se puede apreciar los resultados en modo gráfico.

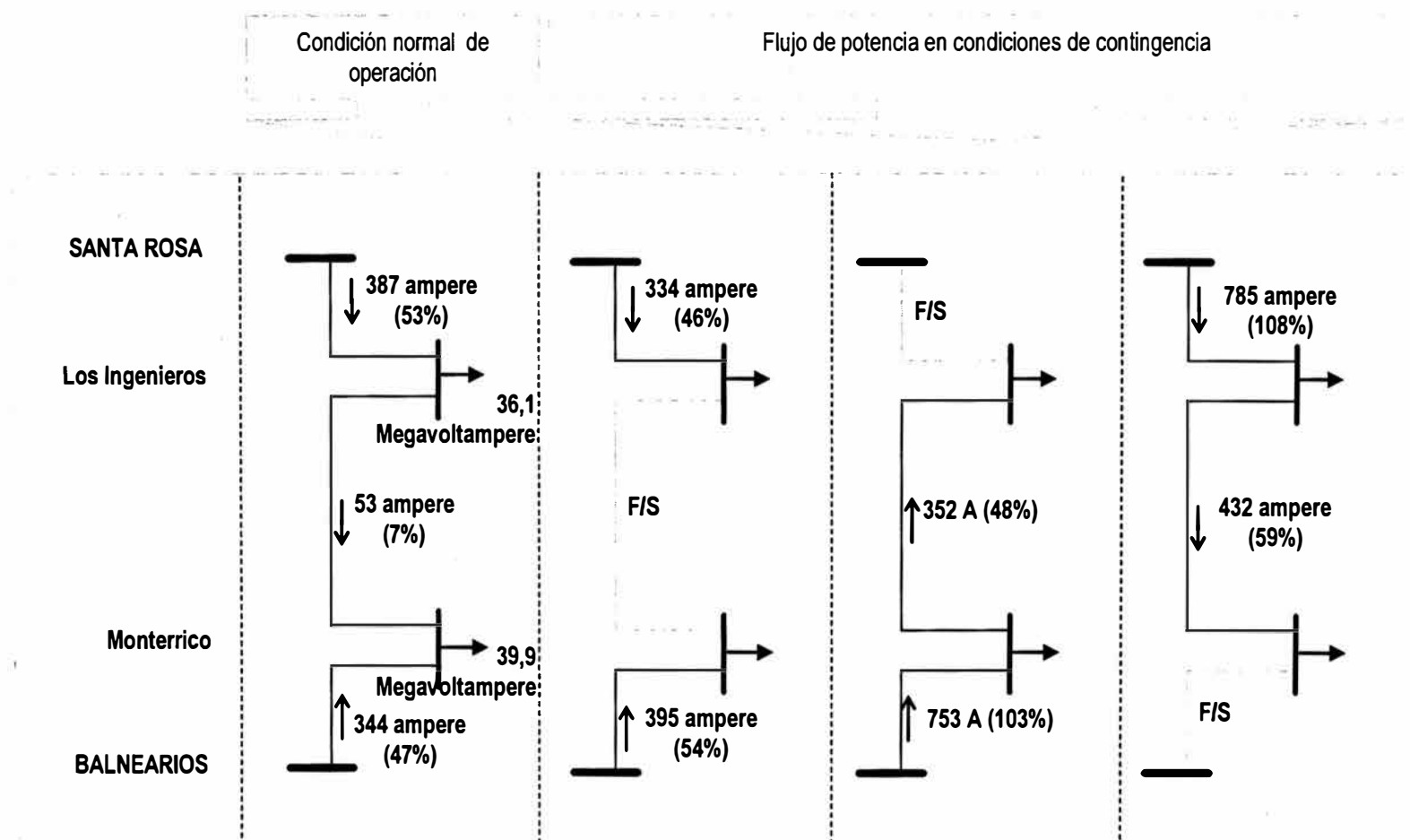


Figura 3.8 Análisis de contingencia en red de 60 kV que alimenta la subestación Los Ingenieros – Mediano plazo

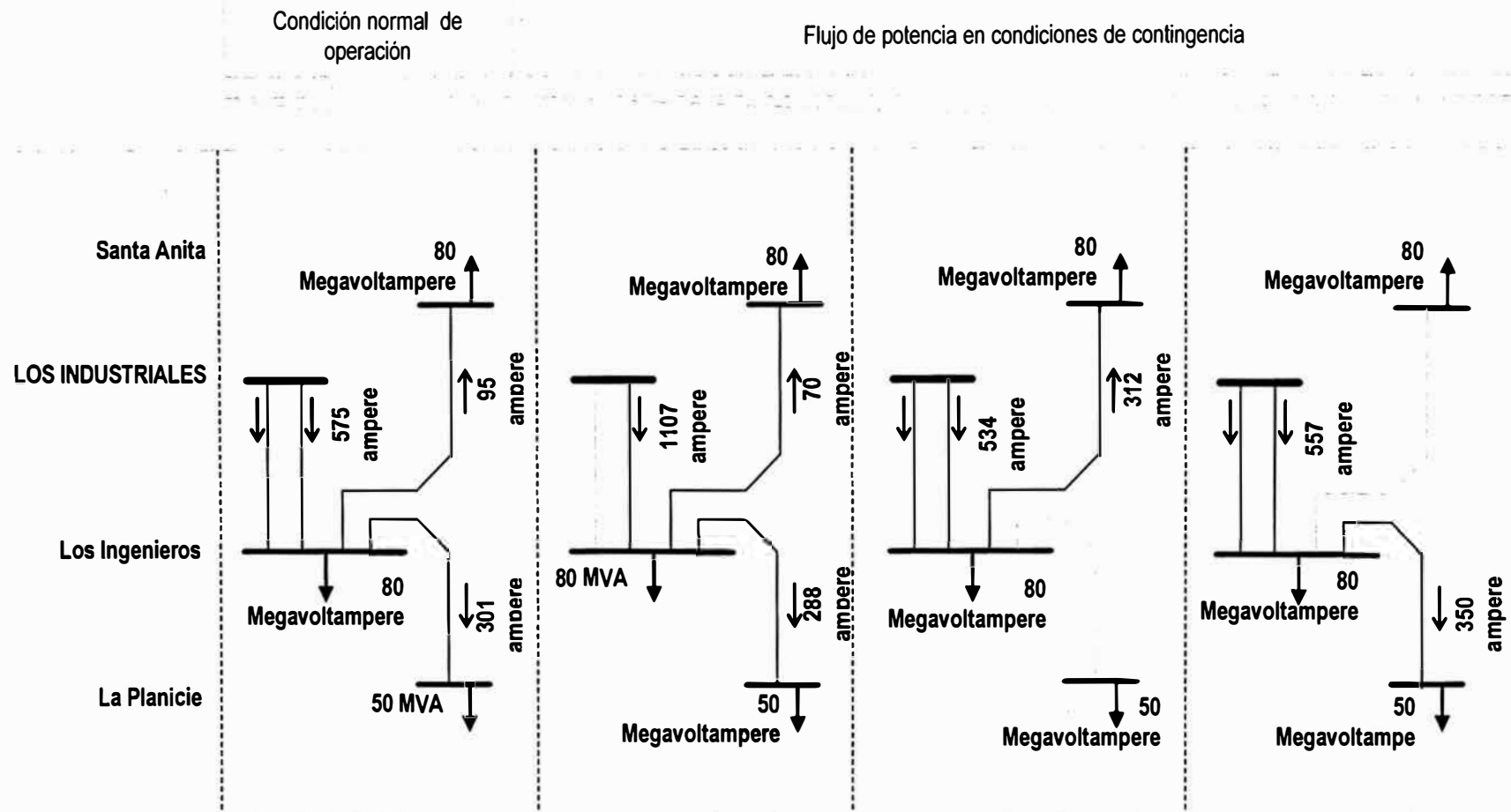


Figura 3.9 Análisis de contingencia en red de 60 kV que alimenta la subestación Los Ingenieros – Largo plazo

3.2.8 Cálculo de cortocircuito

Los niveles de cortocircuito en barras de la subestación Los Ingenieros, se han calculado empleando el software de flujo de potencia y cortocircuito denominado *DigSILENT Power Factory*. Para este fin se ha considerado la data de la red del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) incluyendo la nueva Subestación Los Ingenieros.

Los cálculos se ha efectuado para dos escenarios: i) Considerando el sistema eléctrico actual incluyendo la entrada de la subestación Los Ingenieros; y, ii) Considerando el sistema eléctrico en el largo plazo. En este último, para sistema eléctrico de LDS se toma en cuenta el equipamiento del planeamiento de largo plazo. Para el SEIN se toma en cuenta el plan referencial de largo plazo incluyendo la operación de las propuestas de nuevas unidades de generación. En la Tabla 3.8 y 3.9 se resumen los resultados obtenidos.

Tabla 3.8 Niveles de cortocircuito en barras de la SET Los Ingenieros – Situación con puesta en servicio.

Equipamiento: 1x60/22,9/10 KV - 40/40/40 Megavoltampere

Niveles de cortocircuito

Tensión (kV)	Trifásico			Monofásico		
	I_k''	I_p	S_k''	$I_k''_A = 3xI_0$	I_p	$S_k''_A$
	kiloampere	kiloampere	Megavoltampere	kiloampere	kiloampere	Megavoltampere
60	8,93	20,65	928,35	10,24	22,93	1063,85
22,9	10,44	25,77	414,04	15,08	37,24	598,22
10	15,57	40,22	269,72	-	-	-

Impedancia Thevenin Equivalente

Barra	Secuencia Positiva		Secuencia Negativa		Secuencia Cero	
	R1	X1	R2	X2	R0	X0
	Ohmios					
60	0,655851	4,214915	0,657998	4,228711	1,076231	2,464540
22,9	0,138801	1,386278	0,139114	1,388288	0,285966	0,062758
10	0,026468	0,406964	0,026528	0,407347	-	-

Tabla 3.9 Niveles de cortocircuito en barras de la SET Los Ingenieros – Situación en el largo plazo.

Equipamiento: 1x60/22,9/10 kV – 40/40/40 Megavoltampere + 1x60/22,9 kV – 40 Megavoltampere (operación con barra partida en 22,9 kV)

Niveles de cortocircuito

Tensión (kV)	Trifásico			Monofásico		
	Ik''	Ip	Sk''	Ik'' _A = 3xI ₀	Ip	Sk'' _A
	kiloampere	kiloampere	Megavoltampere	kiloampere	kiloampere	Megavoltampere
60	22,10	52,04	2296,49	26,39	60,44	2742,23
22,9	14,20	36,14	563,30	20,71	52,71	821,47
10	18,81	49,97	325,78	-	-	-

Impedancia Thevenin Equivalente

Barra	Secuencia Positiva		Secuencia Negativa		Secuencia Cero	
	R1	X1	R2	X2	R0	X0
	Ohmios					
60	0,237935	1,707874	0,238313	1,710590	0,186627	0,862768
22,9	0,077924	1,021079	0,077979	1,021475	0,263313	0,021970
10	0,014859	0,337323	0,014870	0,337399	-	-

3.3 Descripción del proyecto

A continuación se presenta el perfil del proyecto. Este texto es una referencia que sirve de punto de partida para que el Departamento de Diseños se encargue de elaborar la ingeniería básica y de detalle. El perfil del proyecto es una síntesis de la configuración (esquema unificar) que debe adoptar la nueva subestación en su etapa inicial y final.

PROYECTO: SET Los Ingenieros 60/22,9/10 kV – 1x40/40/40 + 1x40 Megavoltampere

I Esquema de subestación - Etapa Final

A. Zona Alta Tensión - 60 kV

Tipo Instalación	Exterior
Sistema de barras	Simple
Configuración	"H"
Número de celdas:	
• Celdas de Líneas (ingreso con cable)	4
• Celdas de Transformador	2
• Celdas de Acoplamiento	1 (longitudinal)
Tecnología de celdas:	Compacta

B. Zona de Transformador de Potencia I

Transformador de Potencia

- Tipo Instalación Exterior
- Relación de transformación nominal 60/22,9/10 kV
- Potencia nominal 40/40/40 Megavoltampere
- Regulación de tensión Automático bajo carga

Celdas de Media Tensión – Lado 22,9 kV

Tipo Instalación Interior

Sistema de barras Simple

Número de celdas:

- Transformador de Tensión 1
- Transformador de Potencia 1
- Alimentador de Distribución 3 (Capacidad Nominal Celda = 12 Megavoltampere)
- Celda de Acoplamiento 1

Celdas de Media Tensión – Lado 10 kV

Tipo Instalación Interior

Número de barras Simple

Número de celdas:

- Celda Control Servicios Auxiliares 1
- Transformador MT/BT en celda 1
- Transformador de Tensión 1
- Transformador de Potencia 1
- Alimentador de Distribución 6 (Capacidad Nominal Celda = 6 Megavoltampere)
- Banco de Capacitores 1

C. Zona de Transformador de Potencia II

Transformador de Potencia

- Tipo Instalación Exterior
- Relación de transformación nominal 60/22,9 kV
- Potencia nominal 40 Megavoltampere
- Regulación de tensión Automático bajo carga

Celdas de Media Tensión – Lado 22,9 kV

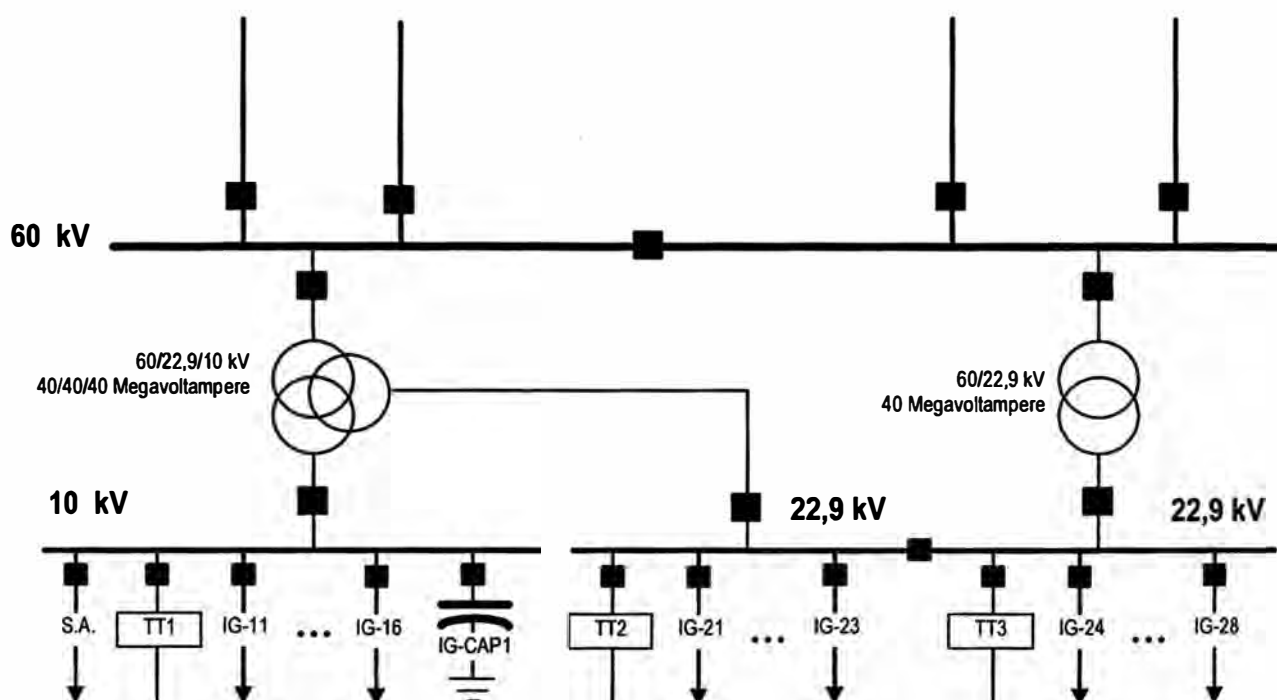
Tipo Instalación Interior

Sistema de barras Simple

Número de celdas:

- Transformador de Tensión 1
- Transformador de Potencia 1
- Alimentador de Distribución 5 (Capacidad Nominal Celda = 12 Megavoltampere)

D. Diagrama unifilar de la etapa final



E. Corrientes de cortocircuito (kiloampere)

En el largo plazo (se presenta los valores superiores para los cuales los equipos son diseñados).

Barra	Máxima corriente de CC 3Ø
60 kV	25
22,9 kV	25
10 kV	25

II Equipamiento de subestación - Etapa Inicial

A. Zona Alta Tensión - 60 kV

Número de celdas:

- Celdas de Líneas (ingreso con cable) 2
- Celdas de Transformador 1

B. Zona de Transformador de Potencia I

Transformador de Potencia

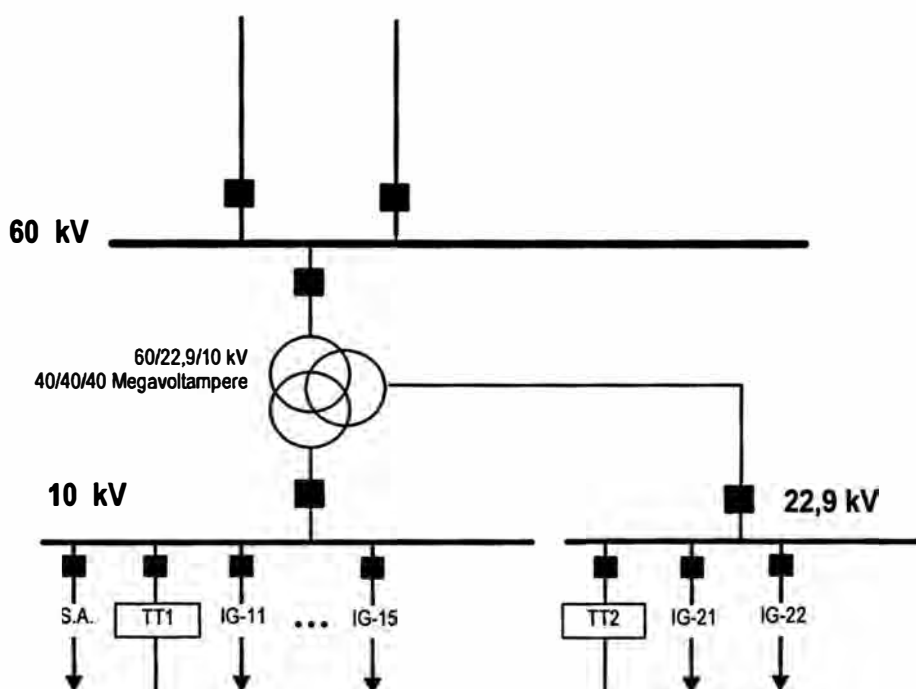
• Tipo Instalación	Exterior
• Relación de transformación nominal	60/22,9/10 kV
• Potencia nominal	40/40/40 Megavoltampere
• Regulación de tensión	Automático bajo carga
Celdas de Media Tensión – Lado 22,9 kV	
Número de celdas:	
• Transformador de Tensión	1
• Transformador de Potencia	1
• Alimentador de Distribución	2 (Capacidad Nominal Celda = 12 Megavoltampere)

Celdas de Media Tensión – Lado 10 kV

Número de celdas:

• Celda Control Servicios Auxiliares	1
• Transformador MT/BT en celda	1
• Transformador de Tensión	1
• Transformador de Potencia	1
• Alimentador de Distribución	5 (Capacidad Nominal Celda = 6 Megavoltampere)

C. Diagrama unifilar de la etapa inicial



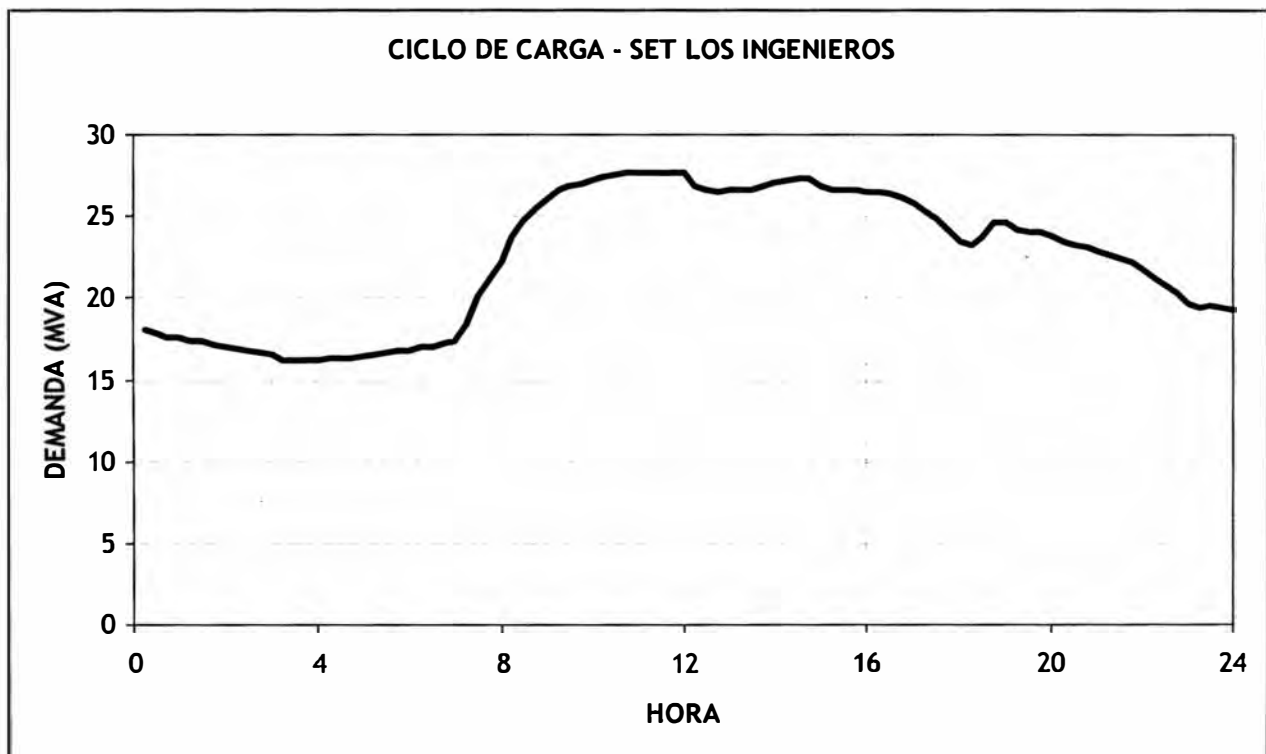
C. Corrientes de cortocircuito (kiloampere)

Situación con P/S

Barra	3Ø	1Ø
60 kV	8,9	10,2
22,9 kV	10,4	15,0
10 kV	15,6	-

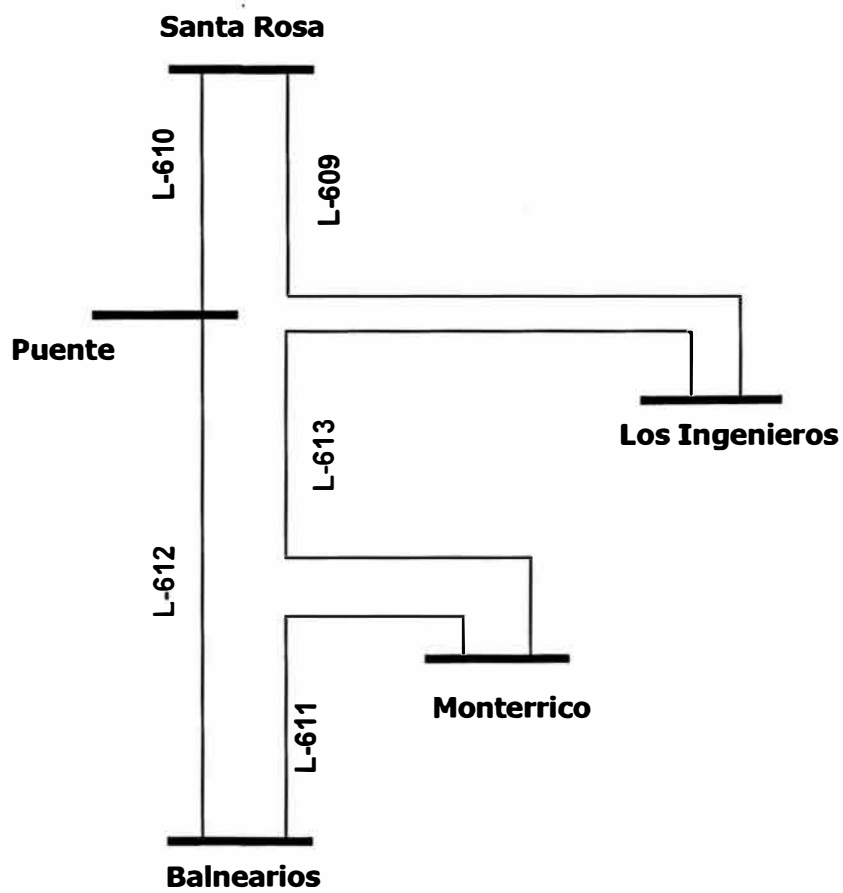
Considerando Transformador de 60/22,9/10 kV - 40/40/40 Megavoltampere, con TCC AT-MT = 5,9% y TCC AT-BT = 11,6%

E. Ciclo de Carga



Carga Inicial = 27,7 Megavoltampere
 Factor de Potencia = 0,934
 Factor de Carga = 0,809
 Factor de Pérdidas = 0,677

E. Esquema de interconexión AT con ingreso de SET Los Ingenieros



CAPÍTULO IV EVALUACIÓN ECONÓMICA

En el presente estudio, la evaluación económica se ha efectuado siguiendo el criterio de la capacidad incremental de un proyecto. De acuerdo a este enfoque se ha contemplado únicamente la alternativa de poner en servicio la nueva subestación Los Ingenieros frente a la alternativa de no efectuar ningún proyecto (alternativa sin proyecto), pero manteniendo una calidad de servicio equivalente a la primera de ellas (transformadores de potencia y conductores sin sobrecargas, niveles de tensión admisibles según la NTCSE), a fin de que ambas sean comparables. La alternativa sin proyecto es un escenario hipotético que implica restringir cargas actuales y no atender cargas futuras a fin de mantener el sistema eléctrico en condiciones técnicas acorde con la NTCSE.

Para la evaluación económica se ha empleado el flujo de fondos del proyecto considerando como ingresos las ventas por la energía incremental suministrada y el ahorro en pérdidas en redes MT resultante; y como egresos, las inversiones requeridas, el CO&M y la depreciación lineal. Finalmente se ha hallado sus principales indicadores económicos: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Período de Recuperación de la Inversión (PRI).

4.1 Presupuesto

El presupuesto del proyecto, el cual consiste en poner en servicio la nueva subestación Los Ingenieros con su respectiva alimentación en 60 kV y la red MT de enlazado, se ha elaborado en base a cotizaciones y costos históricos.

En total la fase inicial del proyecto – definido por su potencia instalada inicial igual a 40 Megavoltampere – se ha estimado en 4 119,6 miles US\$. Este monto está compuesto por los siguientes ítems:

- | | |
|--|--------------------|
| • Subestación 60/22,9/10 kV – 40/40/40 Megavoltampere | 2 246,8 miles US\$ |
| • Alimentación en 60 kV , AAAC380/XLPE500 mm ² – DT | 1 447,4 miles US\$ |
| • Redes iniciales en MT | 425,4 miles US\$ |

En la Tabla 4.1 se muestra el presupuesto del proyecto.

Tabla 4.1 Valorización de la nueva Subestación 60/22,9/10 kV Los Ingenieros, incluyendo su alimentación en 60 kV y las redes iniciales MT

Subestación 60/22,9/10 kV - Los Ingenieros					
PRESUPUESTO (En Miles US\$)					
1.- Subestación 60/22,9/10 kV					
Descripción	Und.	Cnt.	P.U.	Parcial	SubTotal
Terreno					412,0
Equipamiento de Alta Tensión					752,7
Celda compacta de línea 60 kV	u	2	125,8	251,6	
Celda compacta de transformador 60 kV	u	1	81,1	81,1	
Transf. de Pot. 60/22.9/10 KV 40/40/40 Magavoltampere	u	1	420,0	420,0	
Equipamiento Media Tensión					402,8
Celda MetalClad TP 22,9 kV	u	1	39,0	39,0	
Celda MetalClad ALM 22,9 kV (12 Magavoltampere)	u	3	38,0	114,0	
Celda MetalClad TT 22,9 kV	u	1	21,0	21,0	
Celda MetalClad TP 10 kV	u	1	34,0	34,0	
Celda MetalClad ALM 10 kV (6 Magavoltampere)	u	5	28,0	140,0	
Celda MetalClad TT 10 kV	u	1	18,0	18,0	
Celda MetalClad SSAA	u	1	16,0	16,0	
Celda Trafo SSAA	u	1	8,0	8,0	
Transformador de potencia 10/0.22 kV - 100 kilovoltampere	u	1	12,8	12,8	
Sistema de Control, Medición y Protección	gbl				112,7
Estructuras metálicas	gbl				35,1
Materiales de conexonado y varios	gbl				55,0
Obras Civiles	gbl				206,0
Transporte equipos y materiales	gbl				6,0
Montaje electromecánico	gbl				75,0
Ingeniería					20,0
Supervisión <20% (OOC + Montaje)>		20%			56,19
Imprevistos					43,3
TOTAL					2 176,8
Obras Civiles Complementarias SET Los Ingenieros (2005)					70,0
2.- Línea de transmisión 60 kV de doble circuito					
Descripción	Und.	Cnt.	P.U.	Parcial	SubTotal
- Tramo aéreo con conductores AAAC de 380 mm ²	km	4,2			690,9
- Tramo subterráneo con cable XLPE Cu 500 mm ²	km	0,6			618,3
- Soterrado redes aéreas MT					138,3
TOTAL					1 447,4
3.- Redes iniciales MT					
Descripción	Und.	Cnt.	P.U.	Parcial	SubTotal
- Redes iniciales MT año 2004					254,7
- Redes iniciales MT año 2005					170,7

4.2 Estimación de flujo de fondos

Para evaluar la viabilidad económica de poner en servicio la nueva subestación Los Ingenieros, se elaboró el flujo de fondos del proyecto. El flujo de fondos, también se denomina como flujo económico.

4.2.1 Concepto de flujo económico

El flujo económico es una herramienta de cálculo que sirve para calcular el VAN y la TIR de un proyecto tomando en cuenta sus ingresos y egresos generados en un periodo de evaluación.

La estructura de cálculo de un flujo económico para cada año, que se aplica en la evaluación de proyectos de subestaciones AT/MT es el siguiente:

	Año ►	0	1	...	20
INVERSIONES	[A]				
- Subestación AT/MT					
- Alimentación AT					
- Red MT					
BENEFICIOS	[B]				
- Energía incremental a vender					
- Reducción de pérdidas de energía					
- ...					
OPERACIÓN & MANTENIMIENTO	[C]				
DEPRECIACION	[D]				
GATOS	[E] = [C] + [D]				
MARGEN OPERATIVO	[F] = [B] - [E]				
PARTICIP. UTILIDAD TRABAJADORES	[G] = 5% [F]				
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS	[H] = [F] - [G]				
IMPUESTO A LA RENTA	[I] = 30% [H]				
UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS	[J] = [H] - [I]				
FLUJO ECONOMICO	[K] = [J] + [D] - [A]				

4.2.2 Cálculos

4.2.2.1 Cálculo de beneficios

Energía incremental a vender

Con la puesta en servicio de una nueva subestación, con respecto a la energía suministrada, se considera como beneficio solamente a la energía incremental que resulta

de su puesta en marcha. En otras palabras, la energía incremental es aquella que no se puede atender sin el proyecto, esto implica que el incremento de la demanda futura tendría que ser rechazada si no se ejecuta el proyecto.

Cabe indicar que la energía incremental imputable a la nueva subestación no necesariamente es igual a su carga inicial. Esta carga suele mayor debido que se procura que la nueva subestación asuma toda la carga de su área de influencia.

En la Figura 4.1 se muestra el mapa conceptual de la energía incremental que resulta de la puesta en marcha de un proyecto.

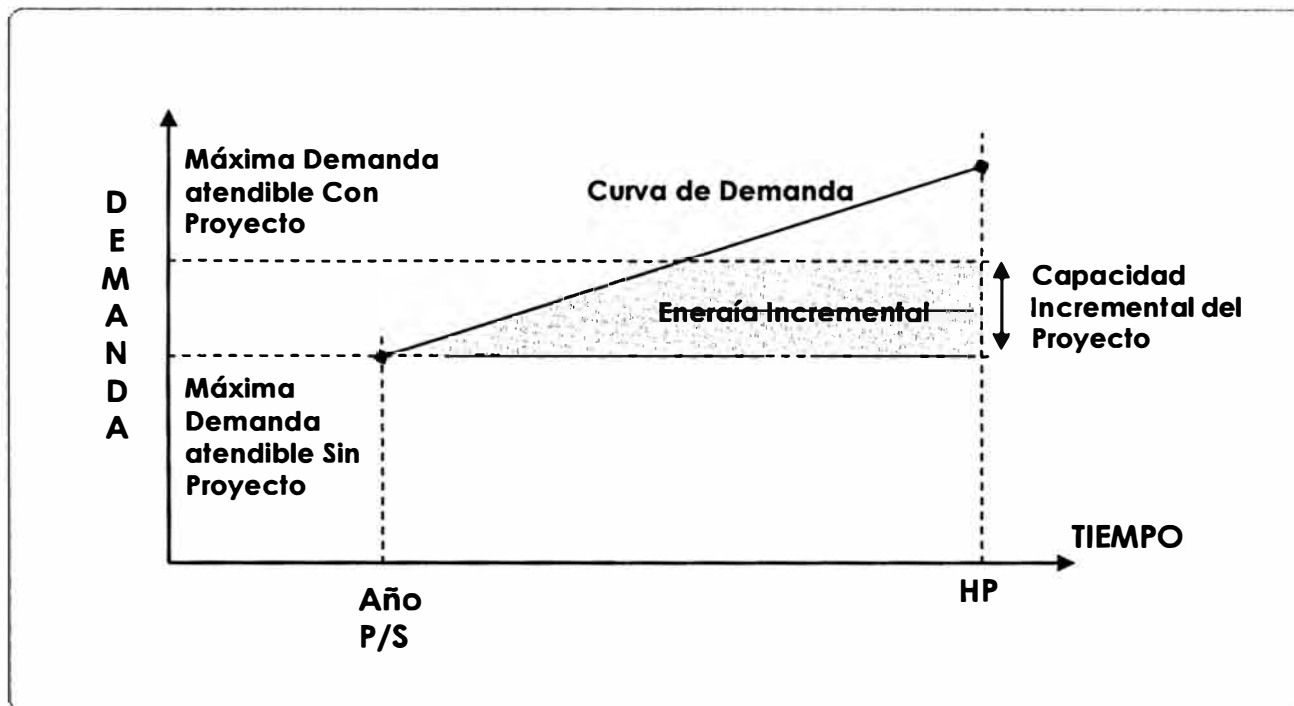


Figura 4.1 Concepto de Energía Incremental

En este caso, la carga incremental imputable a la nueva subestación Los Ingenieros, corresponde a la subestación Puente. Esto debido a que ésta subestación ha llegado a su capacidad de ampliación tanto en alimentadores de distribución como en transformación AT/MT.

La capacidad incremental se ha calculado como la diferencia entre la proyección de la demanda y el límite de la capacidad instalada de la transformación en la subestación Puente.

Por otro lado la proyección de la capacidad incremental se ha limitado a la capacidad instalada que tendrá la nueva subestación, en este caso igual a 40 Megavoltampere.

En la Tabla 4.1 se puede apreciar los resultados.

Tabla 4.1 Cálculo de la energía incremental imputable al proyecto

Año	SET Puente 2 x 25 + 1 x 40 Megavoltampere				Energía Incremental imputable al proyecto		
	Pot.Ins. 2 x 25 Megavoltampere		Pot.Ins. 40 Megavoltampere		(Megavolt-ampere)	(Megawatt)	(Megawatt hora)
	Demanda (Megavolt-ampere)	Pot. Incr. (Megavolt-ampere)	Demanda (Megavolt-ampere)	Pot. Incr. (Megavolt-ampere)			
1	56,0	6,0	40,4	0,4	6,4	6,0	42 454,9
2	58,6	8,6	42,2	2,2	10,8	10,0	71 157,0
3	61,2	11,2	44,1	4,1	15,3	14,3	101 150,7
4	64,0	14,0	46,1	6,1	20,0	18,7	132 494,1
5	66,8	16,8	48,1	8,1	25,0	23,3	165 247,9
6	69,8	19,8	50,3	10,3	30,2	28,2	199 475,7
7	73,0	23,0	52,6	12,6	35,6	33,2	235 243,7
8	76,3	26,3	54,9	14,9	40,0	37,4	264 608,6
9	79,7	29,7	57,4	17,4	40,0	37,4	264 608,6
10	83,3	33,3	60,0	20,0	40,0	37,4	264 608,6
11	87,0	37,0	62,7	22,7	40,0	37,4	264 608,6
12	91,0	41,0	65,5	25,5	40,0	37,4	264 608,6
13	95,1	45,1	68,5	28,5	40,0	37,4	264 608,6
14	99,3	49,3	71,5	31,5	40,0	37,4	264 608,6
15	103,8	53,8	74,8	34,8	40,0	37,4	264 608,6
16	108,5	58,5	78,1	38,1	40,0	37,4	264 608,6
17	113,4	63,4	81,6	41,6	40,0	37,4	264 608,6
18	118,5	68,5	85,3	45,3	40,0	37,4	264 608,6
19	123,8	73,8	89,2	49,2	40,0	37,4	264 608,6
20	129,4	79,4	93,2	53,2	40,0	37,4	264 608,6

Factor de Potencia = 0,934

Factor de Carga = 0,809

El beneficio por la energía incremental se ha valorizado tomando en cuenta los precios de compra y venta de energía en sus respectivos niveles de tensión.

Así mismo se ha considerado los factores de expansión de pérdidas reconocidas y la proporción de clientes en BT y MT en función de su consumo.

Se han empleado las siguientes fórmulas:

$$BEI = (kBT * pveBT + kMT * pveMT) * EI_{VENTA} - pce * EI_{ENTREGADA}, \dots\dots\dots (4.1)$$

$$EI_{VENTA} = \frac{EI_{ENTREGADA}}{(1 + PEBT) \cdot PEMT}, \dots\dots\dots (4.2)$$

$$kBT + kMT = 100\%, \dots\dots\dots (4.3)$$

Donde,

<i>BEI</i>	MARGEN o Beneficio por Energía Incremental
<i>EI_{ENTREGADA}</i>	Energía Incremental en barras MT de la subestación (inyección)
<i>EI_{VENTA}</i>	Energía Incremental a vender en BT y MT
<i>pce</i>	Precio de compra de energía (en MAT)
<i>pveBT</i>	Precio de venta de energía en BT
<i>pveMT</i>	Precio de venta de energía en MT
<i>kBT</i>	Porcentaje –en consumo BT + MT– de clientes en BT
<i>kMT</i>	Porcentaje –en consumo BT + MT– de clientes en MT
<i>PEMT</i>	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión
<i>PEBT</i>	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión

Los precios de energía empleados son los indicados en el acápite 3.1.8. Los valores de los factores empleados son los siguientes:

<i>kBT</i>	= 33%
<i>kMT</i>	= 67%
<i>PEMT</i>	= 1,0131
<i>PEBT</i>	= 1,0989

Los resultados de la valorización del margen o beneficio por energía incremental imputable al proyecto se resumen en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Cálculo del beneficio de la energía incremental

Beneficio por Energía Incremental						
Año	Inyección (Megawatt hora)	Venta (Megawatt hora)	Pérdidas (Megawatt hora)	Compra Miles US\$	Venta Miles US\$	MARGEN Miles US\$
1	42 454,9	19 965,7	22 489,2	1 843,2	1 251,5	591,7
2	71 157,0	33 463,7	37 693,3	3 089,3	2 097,6	991,7
3	101 150,7	47 569,1	53 581,6	4 391,5	2 981,8	1 409,7
4	132 494,1	62 309,2	70 184,8	5 752,3	3 905,7	1 846,6
5	165 247,9	77 712,7	87 535,2	7 174,3	4 871,3	2 303,1
6	199 475,7	93 809,3	105 666,4	8 660,3	5 880,2	2 780,1
7	235 243,7	110 630,3	124 613,4	10 213,2	6 934,6	3 278,6
8	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
9	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
10	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
11	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
12	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
13	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
14	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
15	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
16	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
17	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
18	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
19	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8
20	264 608,6	124 440,0	140 168,6	11 488,1	7 800,3	3 687,8

Ahorro en pérdidas

El ahorro en pérdidas se ha estimado a partir de los resultados mencionados en el acápite 3.2.3.4. El ahorro estimado en pérdidas de potencia es igual 295 kW y corresponde al año 1. Para los siguientes años, se ha proyectado las pérdidas tomando en cuenta la tasa de crecimiento de la demanda, empleando la siguiente fórmula:

$$APerd_n = APerd_{n-1} * (1 + tcd)^2, \dots\dots\dots (4.4)$$

Donde,

APerd : Ahorro en pérdidas

*APerd*₁ = 295 kW

n : índice de año (*n*=2, ..., 20)

En la Tabla 4.3 se muestra la valorización de ahorro en pérdidas en las redes de MT como consecuencia de poner en servicio la nueva subestación Los Ingenieros.

Tabla 4.3 Valorización de ahorro en pérdidas en redes MT

Año	Ahorro en pérdidas		
	Pérdida de Potencia (kilowatt)	Pérdida en energía (Megawatt hora)	Valorización (Miles US\$)
1	295,0	1 749,1	75,9
2	322,1	1 910,1	82,9
3	351,8	2 085,8	90,6
4	384,1	2 277,8	98,9
5	419,5	2 487,4	108,0
6	458,1	2 716,3	117,9
7	500,3	2 966,3	128,8
8	546,3	3 239,2	140,6
9	546,3	3 239,2	140,6
10	546,3	3 239,2	140,6
11	546,3	3 239,2	140,6
12	546,3	3 239,2	140,6
13	546,3	3 239,2	140,6
14	546,3	3 239,2	140,6
15	546,3	3 239,2	140,6
16	546,3	3 239,2	140,6
17	546,3	3 239,2	140,6
18	546,3	3 239,2	140,6
19	546,3	3 239,2	140,6
20	546,3	3 239,2	140,6

Factor de Pérdidas = 0,677

4.2.2.2 Cálculo de gastos

Los gastos que se han considerado en el flujo económico son: i) el costo de operación y mantenimiento; y, ii) la depreciación.

Costo de operación y mantenimiento (CO&M)

El CO&M se ha tomado igual al 3,5% de las inversiones en expansión. Este porcentaje es una cifra representativa del costo de operación y mantenimiento del Sistema Secundario de Transmisión de Luz del Sur.

Depreciación

La depreciación en si no significa salida de dinero, sin embargo representa el desgaste del uso de los activos (transformadores, redes, etc.) con el paso del tiempo. Por lo tanto la depreciación se considera como gasto en el flujo económico de un proyecto.

La depreciación se ha calculado linealmente en función a las vidas útiles que se han mencionado en el acápite 3.1.5.

4.2.2.3 Cálculo de flujo económico

Siguiendo la estructura de cálculo mencionado en el acápite 4.2.1 se ha obtenido el flujo económico del proyecto de poner en servicio la nueva subestación Los Ingenieros. En la Tabla 4.4 se muestra el resultado.

Tabla 4.4 Flujo Económico del Proyecto
Proyecto Subestación Los Ingenieros 60/22.9/10 kV, 40/40/40 MVA - FLUJO DE FONDOS (En Miles de US \$)

AÑO	INVERSIONES [A]				BENEFICIOS [B]			CO & M [C] 3,50%	DEPRECIACION [D]				GATOS [E] = [C] + [D]	MARGEN OPERATIVO [F] = [B] - [E]	PARTICIP. UTILIDAD TRABAJADORES [G] = 5% [F]	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS [H] = [F] - [G]	IMPUESTO A LA RENTA [I] = 30% [H]	UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS [J] = [H] - [I]	FLUJO ECONOMICO [K] = [J] + [D] - [A]	
	Subestación AT/MT	Alimentación AT	Red MT	TOTAL	Energía incremental a vender	Reducción de Pérdidas de Energía	TOTAL		Subestación AT/MT	Alimentación AT	Red MT	TOTAL								
0	2004	2 176,8	1 447,4	254,7	3 879,0															-3 879,0
1	2005	70,0		170,7	240,7	591,7	75,9	667,6	135,8	72,6	48,2	10,2	131,0	266,8	400,9	20,0	380,8	114,2	266,6	156,9
2	2006				0,0	991,7	82,9	1 074,6	144,2	74,9	48,2	17,0	140,2	284,3	790,3	39,5	750,8	225,2	525,5	665,7
3	2007				0,0	1 409,7	90,6	1 500,3	144,2	74,9	48,2	17,0	140,2	284,3	1 215,9	60,8	1 155,1	346,5	808,6	948,8
4	2008				0,0	1 846,6	98,9	1 945,5	144,2	74,9	48,2	17,0	140,2	284,3	1 661,1	83,1	1 578,1	473,4	1 104,6	1 244,8
5	2009			300,0	300,0	2 303,1	108,0	2 411,0	144,2	74,9	48,2	17,0	140,2	284,3	2 126,7	106,3	2 020,4	606,1	1 414,3	1 254,4
6	2010				0,0	2 780,1	117,9	2 898,0	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	2 591,2	129,6	2 461,6	738,5	1 723,1	1 875,3
7	2011				0,0	3 278,6	128,8	3 407,4	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 100,5	155,0	2 945,5	883,6	2 061,8	2 214,0
8	2012				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
9	2013				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
10	2014				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
11	2015				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
12	2016				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
13	2017				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
14	2018				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
15	2019				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
16	2020				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
17	2021				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
18	2022				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
19	2023				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0
20	2024				0,0	3 687,8	140,6	3 828,5	154,7	74,9	48,2	29,0	152,2	306,8	3 521,6	176,1	3 345,5	1 003,7	2 341,9	2 494,0

VAN	VALOR ACTUAL NETO	3 733,5 Miles US\$
TIR	TASA INTERNA DE RETORNO	29,3%
PRI	PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	8 años

Tasa de descuento:	18,0%	Vida útil económica:	
		Subestación AT/MT	30
		Alimentación AT	30
		Red MT	25

4.3 Indicadores de mérito (VAN, TIR)

Los indicadores de mérito que resultan del flujo económico del proyecto son los siguientes valores:

- VAN (Valor Actual Neto) 3 733,5 Miles US\$
- TIR (Tasa Interna de Retorno) 29,3%
- PRI (Período de Recuperación de la Inversión) 8 años

De los resultados se puede observar que el indicador de mérito más importante para el inversionista, la TIR, presenta un valor que supera ampliamente la tasa de corte (COK). De aquí se concluye que la puesta en servicio de la subestación Los Ingenieros resulta muy rentable para el inversionista.

Análisis de sensibilidad

Se ha efectuado un análisis de sensibilidad al flujo económico del proyecto. La sensibilidad se aplicó a la tasa de crecimiento de la demanda de energía eléctrica y al costo de las inversiones requeridas por el proyecto. La tasa de demanda se ha variado desde 2,5% hasta 6,5% y en las inversiones se ha variado los costos desde -20% hasta +20%.

Los resultados se pueden ver en la Tabla 4.5. Como se puede notar las variaciones extremas no afectan demasiado a la rentabilidad del proyecto.

Tabla 4.5 Análisis de Sensibilidad al Flujo Económico del Proyecto

Tasa de Demanda	2,5%	3,0%	3,5%	4,0%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%
Variación	-2,0%	-1,5%	-1,0%	-0,5%	0,5%	1,0%	1,5%	2,0%
VAN	192,5	1 238,1	2 175,7	3 003,3	4 385,5	4 977,8	5 457,0	5 897,1
TIR	18,6%	21,6%	24,3%	26,9%	31,6%	33,9%	36,0%	38,0%
PRI	19	13	10	9	7	6	6	5

Variación del costo de inversión	-20,0%	-15,0%	-10,0%	-5,0%	5,0%	10,0%	15,0%	20,0%
VAN	4 629,6	4 405,5	4 181,5	3 957,5	3 509,5	3 285,4	3 061,4	2 837,4
TIR	34,5%	33,0%	31,7%	30,4%	28,2%	27,3%	26,4%	25,5%
PRI	6	7	7	7	8	8	9	9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El objetivo propuesto para elaborar el presente estudio ha sido desarrollar el planeamiento de la Subestación 60/22,9/10 kV – Los Ingenieros siguiendo criterios técnicos y de eficiencia económica, en el contexto de una concesionaria de distribución como Luz del Sur. En tal sentido se presentan a continuación las conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones

Con relación al Capítulo II – Criterios para la planificación de subestaciones AT/MT en Luz del Sur:

1. El planeamiento de subestaciones AT/MT en Luz del Sur, se desarrolla tomando en cuenta criterios normativos (LCE, NTCSE) y técnicos con la finalidad de atender toda demanda de energía eléctrica, con calidad de producto y continuidad del servicio minimizando los tiempos de interrupción.
2. La seguridad para el personal y las instalaciones son requisitos indispensables para la construcción de una subestación AT/MT.

Con relación al Capítulo III – Desarrollo del planeamiento de la subestación los Ingenieros 60/22,9/10 kV:

3. El planeamiento de subestaciones AT/MT, cubre un horizonte de 20 años para lo cual es necesario tomar en cuenta el pronóstico de la demanda de energía eléctrica.
4. El planeamiento de subestaciones AT/MT, se propone a partir de un análisis de la problemática de la red tanto para la situación actual y proyectada.
5. Se propone la puesta en servicio de una nueva subestación AT/MT sólo cuando se ha agotado toda posibilidad de otras alternativas de solución.

Con relación al Capítulo IV – Evaluación económica:

6. La decisión poner en servicio una nueva subestación AT/MT obedece a un análisis de eficiencia económica, para lo cual se elabora el flujo de fondos del proyecto.
7. Para valorizar los beneficios del proyecto, en cuanto a la energía suministrada, sólo se toma en cuenta la energía incremental que es el aporte del proyecto.
8. En Luz del Sur se aprueba la puesta en servicio de una nueva subestación siempre que la TIR del proyecto supere la tasa de corte del inversionista (COK) que es igual a 18%.

9. En el caso específico de la propuesta de poner en servicio al nueva subestación Los Ingenieros, la evaluación económica demuestra una buena rentabilidad (29,3%) que supera ampliamente la tasa de corte del inversionista.

Recomendaciones

1. Dado que el planeamiento de subestaciones AT/MT en LDS se desarrolla en forma básica buscando cumplir con los requisitos regulatorios, técnicos y económicos, para trabajos futuros se debe mejorar dicho planeamiento introduciendo un mayor rigor en la búsqueda de soluciones técnicas factibles al menor costo. Para ello se recomienda introducir el concepto de Gestión de Calidad a la actividad de planeamiento del sistema eléctrico. Un interesante trabajo futuro puede ser la implementación de un Sistema de Gestión de la Calidad para la planificación de subestaciones, basado en la norma ISO 9001. Se recomienda ésta norma, debido a que ella reúne los últimos avances en asuntos de gestión de calidad.

ANEXO

FLUJO DE POTENCIA DE REDES DE MEDIA TENSIÓN

Flujo de Potencia Red MT: A01

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	A01	00837S	1	10.042	0.4%	172.6	172.6	0.61	39.5	49.1	0.0	-7.5	103.7	18.7	105.4	0.98	
2	00837S	06099C	1	10.040	0.4%	17.7	17.7	0.14	0.1	0.0	0.0	-0.8	73.0	13.2	74.2	0.98	
3	00837S	00852S	1	10.025	0.3%	66.1	66.2	0.34	1.7	0.9	0.0	-7.0	9.4	1.7	9.5	0.98	
4	00837S	00001T	1	10.035	0.3%	83.5	83.5	0.29	1.0	0.9	0.0	-1.8	0.0	0.0	0.0		
5	06099C	00885M	1	10.039	0.4%	13.4	13.4	0.08	0.0	0.0	0.0	-0.1	230.0	41.5	233.7	0.98	
6	00852S	10910T	1	10.023	0.2%	6.4	6.4	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.9	0.0	0.0	0.0		
7	00852S	64000X	1	10.025	0.2%	51.2	51.2	0.39	0.0	0.0	0.0	0.0	859.0	226.0	888.2	0.97	
8	00852S	64208X	1	10.025	0.3%	8.3	8.3	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.1	128.4	65.5	144.1	0.89	
9	00001T	02949A	1	10.006	0.1%	59.5	59.5	0.30	2.8	2.0	0.0	-0.2	10.5	1.9	10.7	0.98	
10	00001T	10371A	1	10.034	0.3%	24.1	24.1	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.7	71.3	12.9	72.5	0.98	
11	10910T	00873M	1	10.023	0.2%	5.2	5.2	0.05	0.0	0.0	0.0	0.0	89.6	16.2	91.0	0.98	
12	10910T	01655T	1	10.023	0.2%	1.2	1.2	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
13	02949A	10691T	1	10.003	0.0%	58.9	58.9	0.29	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
14	10371A	10073A	1	10.033	0.3%	14.1	14.1	0.04	0.0	0.0	0.0	-2.0	71.3	12.9	72.4	0.98	
15	10371A	10892T	1	10.034	0.3%	5.8	5.8	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
16	01655T	10132A	1	10.023	0.2%	1.2	1.2	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	19.7	3.5	20.0	0.98	
17	10691T	00198M	1	10.003	0.0%	45.5	45.5	0.23	0.0	0.0	0.0	0.0	789.0	0.0	789.0	1.00	
18	10691T	10986T	1	10.002	0.0%	13.5	13.5	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
19	10073A	02622A	1	10.032	0.3%	10.0	10.0	0.03	0.0	0.0	0.0	-1.9	170.7	30.8	173.4	0.98	
20	10892T	05246C	1	10.033	0.3%	1.4	1.4	0.01	0.0	0.0	0.0	-1.1	24.6	4.4	25.0	0.98	
21	10892T	10623T	1	10.034	0.3%	4.4	4.4	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
22	10986T	03725A	1	10.001	0.0%	2.7	2.7	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	45.3	8.2	46.0	0.98	
23	10986T	00038M	1	10.002	0.0%	10.9	10.9	0.08	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	33.4	188.0	0.98	
24	10623T	03839A	1	10.033	0.3%	4.3	4.3	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	72.8	13.1	73.9	0.98	
25	10623T	00841M	1	10.034	0.3%	0.2	0.2	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	0.5	2.8	0.98	

Flujo de Potencia Red MT: A03

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	-> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVARI
1	A03	01026S	1	9.896	-1.0%	230.3	230.5	0.81	89.0	103.4	0.0	-6.8	201.8	81.0	217.5	0.93	
2	01026S	01638S	1	9.873	-1.3%	146.5	146.5	0.52	4.3	4.7	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
3	01026S	04032T	1	9.895	-1.0%	10.6	10.6	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
4	01026S	64013X	1	9.894	-1.1%	60.7	60.7	0.47	0.1	0.0	0.0	-0.1	965.4	387.5	1 040.3	0.93	
5	01638S	00767S	1	9.863	-1.4%	100.4	100.5	0.30	1.5	1.3	0.0	-2.2	48.8	19.6	52.6	0.93	
6	01638S	64015X	1	9.872	-1.3%	46.1	46.1	0.35	0.1	0.0	0.0	-0.1	731.4	293.6	788.2	0.93	
7	04032T	00777M	1	9.895	-1.1%	9.5	9.5	0.12	0.0	0.0	0.0	-0.1	150.8	60.5	162.5	0.93	
8	04032T	06051C	1	9.895	-1.0%	1.1	1.2	0.01	0.0	0.0	0.0	-1.2	18.5	7.4	20.0	0.93	
9	00767S	00022T	1	9.839	-1.6%	62.5	62.5	0.48	2.4	0.7	0.0	-2.8	0.0	0.0	0.0		
10	00767S	07572C	1	9.860	-1.4%	15.7	15.8	0.12	0.1	0.0	0.0	-1.1	8.3	3.3	9.0	0.93	
11	00767S	64247X	1	9.859	-1.4%	19.2	19.2	0.13	0.1	0.0	0.0	-0.5	303.9	122.0	327.5	0.93	
12	00022T	00021T	1	9.828	-1.7%	58.1	58.1	0.29	1.0	0.7	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
13	00022T	02331A	1	9.839	-1.6%	4.5	4.5	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	70.4	28.3	75.9	0.93	
14	07572C	10187T	1	9.857	-1.4%	15.2	15.3	0.12	0.1	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
15	00021T	03023A	1	9.827	-1.7%	32.5	32.5	0.16	0.0	0.0	0.0	0.0	21.6	8.7	23.3	0.93	
16	00021T	10249A	1	9.825	-1.8%	25.6	25.6	0.13	0.1	0.1	0.0	0.0	94.2	37.8	101.5	0.93	
17	10187T	00800M	1	9.857	-1.4%	5.9	5.9	0.05	0.0	0.0	0.0	-0.1	94.1	37.8	101.4	0.93	
18	10187T	10770A	1	9.856	-1.4%	9.3	9.3	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.8	64.2	25.8	69.1	0.93	
19	03023A	10619T	1	9.823	-1.8%	31.2	31.2	0.16	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20	10249A	10620T	1	9.824	-1.8%	19.6	19.6	0.10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
21	10770A	00877M	1	9.856	-1.4%	5.3	5.3	0.05	0.0	0.0	0.0	0.0	83.9	33.7	90.4	0.93	
22	10619T	00823M	1	9.823	-1.8%	3.8	3.8	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	59.3	23.8	63.9	0.93	
23	10619T	10980T	1	9.822	-1.8%	27.4	27.4	0.14	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
24	10620T	00825M	1	9.824	-1.8%	13.1	13.1	0.12	0.0	0.0	0.0	0.0	207.2	83.2	223.2	0.93	
25	10620T	10632T	1	9.823	-1.8%	6.5	6.5	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
26	10980T	02324A	1	9.821	-1.8%	27.4	27.4	0.14	0.0	0.0	0.0	0.0	129.7	52.1	139.8	0.93	
27	10632T	00212M	1	9.823	-1.8%	6.5	6.5	0.06	0.0	0.0	0.0	0.0	102.4	41.1	110.4	0.93	
28	02324A	10633T	1	9.820	-1.8%	19.2	19.2	0.10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
29	10633T	00219M	1	9.820	-1.8%	13.7	13.7	0.12	0.0	0.0	0.0	0.0	216.6	86.9	233.4	0.93	
30	10633T	10741T	1	9.820	-1.8%	5.5	5.5	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
31	10741T	10490A	1	9.819	-1.8%	5.5	5.5	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.5	86.4	34.7	93.1	0.93	

Flujo de Potencia Red MT: A06

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE				PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.		(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	A06	01259S	1	9.785	-2.2%	300.1	300.4	1.06	¶	153.2	177.3	0.0	-12.4	256.6	126.4	286.0	0.90	
2	01259S	01260S	1	9.696	-3.0%	218.1	218.2	0.77		24.6	26.8	0.0	-2.6	261.4	128.7	291.4	0.90	
3	01259S	01863S	1	9.767	-2.3%	65.4	65.5	0.34		1.7	1.4	0.0	-3.6	375.8	185.0	418.9	0.90	
4	01260S	01168S	1	9.656	-3.4%	53.3	53.4	0.37		3.3	1.7	0.0	-4.8	231.2	113.7	257.6	0.90	
5	01260S	01169S	1	9.656	-3.4%	147.6	147.7	1.02	¶	9.7	3.1	0.0	-3.6	163.3	80.5	182.1	0.90	
6	01863S	07945C	1	9.758	-2.4%	18.4	18.4	0.23		0.3	0.0	0.0	-1.1	74.5	36.7	83.1	0.90	
7	01863S	64220X	1	9.766	-2.3%	10.7	10.7	0.07		0.0	0.0	0.0	-0.1	162.2	79.9	180.8	0.90	
8	01863S	01897S	1	9.763	-2.4%	11.7	11.7	0.08		0.1	0.1	0.0	-2.5	178.2	87.7	198.6	0.90	
9	01168S	03974A	1	9.625	-3.7%	38.0	38.0	0.48		2.1	0.2	0.0	-1.8	231.5	114.0	258.1	0.90	
10	01169S	06364C	1	9.608	-3.9%	58.2	58.2	0.74		5.2	0.5	0.0	-1.9	191.5	94.3	213.4	0.90	
11	01169S	64023X	1	9.656	-3.4%	27.1	27.1	0.21		0.0	0.0	0.0	-0.1	407.1	200.4	453.8	0.90	
12	01169S	06866C	1	9.606	-3.9%	51.5	51.5	0.65		4.7	0.5	0.0	-2.3	141.5	69.7	157.7	0.90	
13	07945C	07946C	1	9.743	-2.6%	13.5	13.5	0.17		0.4	0.0	0.0	-2.6	183.7	90.4	204.7	0.90	
14	03974A	04926A	1	9.623	-3.8%	7.0	7.0	0.06		0.0	0.0	0.0	0.0	15.4	7.6	17.1	0.90	
15	03974A	08265C	1	9.604	-4.0%	15.6	15.7	0.20		0.6	0.1	0.0	-3.2	104.9	51.6	116.9	0.90	
16	06364C	01778T	1	9.605	-3.9%	45.4	45.4	0.48		0.2	0.1	0.0	-0.2	0.0	0.0	0.0		
17	06866C	03086A	1	9.576	-4.2%	42.1	42.1	0.32		2.1	0.7	0.0	-0.5	97.0	47.7	108.1	0.90	
18	07946C	04244A	1	9.743	-2.6%	1.4	1.4	0.01		0.0	0.0	0.0	-0.3	21.3	10.5	23.8	0.90	
19	04926A	00890M	1	9.623	-3.8%	5.9	5.9	0.05		0.0	0.0	0.0	0.0	88.8	43.7	98.9	0.90	
20	08265C	02038T	1	9.603	-4.0%	8.7	8.7	0.07		0.0	0.0	0.0	-0.6	0.0	0.0	0.0		
21	01778T	08453C	1	9.548	-4.5%	44.8	44.8	0.57		4.4	1.0	0.0	-1.2	134.8	66.3	150.2	0.90	
22	01778T	10242A	1	9.605	-4.0%	0.6	0.6	0.00		0.0	0.0	0.0	-0.1	8.8	4.3	9.8	0.90	
23	03086A	10106T	1	9.560	-4.4%	35.6	35.6	0.45		1.0	0.1	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
24	02038T	03256A	1	9.597	-4.0%	6.6	6.6	0.08		0.1	0.0	0.0	-2.0	85.6	42.0	95.3	0.90	
25	02038T	11096T	1	9.603	-4.0%	2.1	2.1	0.03		0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
26	08453C	10188T	1	9.547	-4.5%	35.7	35.8	0.45		0.1	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
27	10106T	03975A	1	9.536	-4.6%	33.8	33.9	0.43		1.5	0.1	0.0	-1.6	128.4	63.1	143.0	0.90	
28	10106T	10524A	1	9.560	-4.4%	1.7	1.7	0.02		0.0	0.0	0.0	-0.1	25.9	12.8	28.9	0.90	
29	03256A	10440A	1	9.597	-4.0%	0.9	0.9	0.01		0.0	0.0	0.0	0.0	13.6	6.7	15.2	0.90	
30	11096T	10403A	1	9.601	-4.0%	2.1	2.1	0.02		0.0	0.0	0.0	-0.1	31.0	15.3	34.6	0.90	
31	10188T	00801M	1	9.546	-4.5%	25.5	25.5	0.18		0.0	0.0	0.0	-0.1	378.0	186.0	421.3	0.90	
32	10188T	10226A	1	9.543	-4.6%	10.3	10.3	0.13		0.1	0.0	0.0	-1.0	152.7	75.2	170.2	0.90	
33	03975A	03973A	1	9.502	-5.0%	21.5	21.6	0.27		1.4	0.1	0.0	-3.6	319.3	157.3	356.0	0.90	
34	03975A	10728A	1	9.535	-4.7%	3.7	3.7	0.03		0.0	0.0	0.0	-0.4	54.8	27.0	61.1	0.90	
35	10226A	75001U	1	9.543	-4.6%	0.0	0.0	0.00		0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	1.00	

Flujo de Potencia Red MT: A18

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	-> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVARI
1	A18	01348S	1	10.177	1.8%	275.0	275.1	0.96	8.5	8.3	0.0	-4.8	0.0	0.0	0.0		
2	01348S	01981S	1	10.090	0.9%	164.5	164.7	0.58	18.1	20.9	0.0	-8.8	107.3	44.3	116.1	0.92	
3	01348S	64074X	1	10.174	1.7%	110.6	110.6	0.85	0.5	0.1	0.0	-0.1	1 801.5	744.6	1 949.3	0.92	
4	01981S	01744S	1	10.089	0.9%	125.9	125.9	0.38	0.2	0.2	0.0	-0.2	6.2	2.5	6.7	0.92	
5	01981S	01469T	1	10.090	0.9%	4.1	4.1	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
6	01981S	75111U	1	10.087	0.9%	28.1	28.1	0.30	0.2	0.0	0.0	-0.2	453.8	187.6	491.1	0.92	
7	01744S	01249S	1	10.081	0.8%	79.1	79.2	0.24	1.0	0.8	0.0	-2.4	178.6	73.8	193.3	0.92	
8	01744S	64041X	1	10.088	0.9%	46.4	46.4	0.36	0.1	0.0	0.0	-0.1	748.6	309.4	810.0	0.92	
9	01469T	10062A	1	10.090	0.9%	1.1	1.1	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	18.1	7.5	19.5	0.92	
10	01469T	05984C	1	10.088	0.9%	3.0	3.0	0.04	0.0	0.0	0.0	-2.4	49.1	20.3	53.1	0.92	
11	01249S	64037X	1	10.080	0.8%	12.3	12.3	0.09	0.0	0.0	0.0	-0.1	199.1	82.3	215.5	0.92	
12	01249S	01943T	1	10.080	0.8%	55.8	55.8	0.71	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
13	01943T	00014T	1	10.061	0.6%	34.8	34.8	0.44	1.2	0.1	0.0	-1.3	0.0	0.0	0.0		
14	01943T	07373C	1	10.069	0.7%	21.0	21.1	0.16	0.3	0.2	0.0	-2.2	39.4	16.3	42.6	0.92	
15	00014T	04683A	1	10.061	0.6%	5.0	5.0	0.06	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.8	0.3	0.9	0.92	
16	00014T	06250C	1	10.058	0.6%	29.8	29.8	0.38	0.2	0.0	0.0	-0.3	146.2	60.4	158.2	0.92	
17	07373C	11176T	1	10.067	0.7%	18.6	18.6	0.14	0.1	0.0	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
18	04683A	10404A	1	10.057	0.6%	5.0	5.0	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.1	79.9	33.0	86.5	0.92	
19	06250C	06220C	1	10.038	0.4%	20.7	20.7	0.26	0.7	0.1	0.0	-2.4	112.7	46.6	122.0	0.92	
20	11176T	07003M	1	10.066	0.7%	4.3	4.4	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.4	70.2	29.0	75.9	0.92	
21	11176T	00827M	1	10.066	0.7%	14.3	14.3	0.10	0.0	0.0	0.0	-0.2	230.2	95.2	249.1	0.92	
22	06220C	06219C	1	10.024	0.2%	13.7	13.8	0.17	0.3	0.0	0.0	-2.5	155.1	64.1	167.8	0.92	
23	06219C	06433C	1	10.020	0.2%	4.1	4.2	0.05	0.0	0.0	0.0	-2.3	67.0	27.7	72.5	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: A21

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	A21	01606T	1	10.199	2.0%	34.6	34.6	0.18	0.1	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
			2			34.6	34.6	0.18	0.1	0.0	0.0	-1.0					
2	01606T	04021T	1	10.180	1.8%	69.2	69.3	0.24	1.7	2.0	0.0	-0.2	0.0	0.0	0.0		
3	04021T	04024T	1	10.178	1.8%	34.6	34.7	0.18	0.1	0.0	0.0	-1.3	0.0	0.0	0.0		
			2			34.6	34.7	0.18	0.1	0.0	0.0	-1.3					
4	04024T	00999S	1	10.135	1.4%	69.3	69.3	0.24	3.7	4.5	0.0	-2.0	53.1	21.3	57.2	0.93	
5	00999S	00804S	1	10.108	1.1%	33.1	33.1	0.17	1.1	1.3	0.0	-2.8	9.7	3.9	10.5	0.93	
6	00999S	11087T	1	10.135	1.4%	0.2	0.1	0.00	0.0	0.0	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
7	00999S	01537S	1	10.110	1.1%	33.1	33.1	0.12	1.1	1.2	0.0	-2.3	15.4	6.2	16.6	0.93	
8	00804S	64008X	1	10.108	1.1%	0.7	0.7	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	10.8	4.3	11.6	0.93	
9	00804S	64009X	1	10.108	1.1%	8.1	8.1	0.06	0.0	0.0	0.0	-0.1	131.4	52.7	141.6	0.93	
10	00804S	64010X	1	10.108	1.1%	0.4	0.4	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.1	7.2	2.9	7.8	0.93	
11	00804S	64011X	1	10.108	1.1%	9.9	9.9	0.08	0.0	0.0	0.0	-0.1	160.8	64.5	173.3	0.93	
12	00804S	64222X	1	10.108	1.1%	13.4	13.4	0.09	0.0	0.0	0.0	-0.1	218.5	87.7	235.5	0.93	
13	11087T	01605T	1	10.135	1.4%	0.1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
14	01537S	10147T	1	10.108	1.1%	32.2	32.2	0.25	0.1	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
15	01605T	10993T	1	10.135	1.4%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.7	0.0	0.0	0.0		
16	10147T	04446A	1	10.108	1.1%	0.4	0.4	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9	2.4	6.3	0.93	
17	10147T	10148T	1	10.099	1.0%	31.8	31.8	0.28	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
18	10148T	10163A	1	10.095	0.9%	28.2	28.2	0.25	0.2	0.1	0.0	0.0	1.4	0.6	1.5	0.93	
19	10148T	11214T	1	10.098	1.0%	3.7	3.7	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
20	10163A	10164A	1	10.088	0.9%	19.5	19.5	0.17	0.2	0.1	0.0	0.0	18.3	7.3	19.7	0.93	
21	10163A	00878M	1	10.094	0.9%	8.6	8.6	0.08	0.0	0.0	0.0	0.0	139.0	55.8	149.7	0.93	
22	11214T	10162A	1	10.098	1.0%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
23	11214T	07010M	1	10.098	1.0%	3.7	3.7	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	59.3	23.8	63.9	0.93	
24	10164A	10290T	1	10.079	0.8%	18.4	18.4	0.09	0.2	0.2	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
25	10290T	02005T	1	10.078	0.8%	18.4	18.4	0.06	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
26	02005T	00034T	1	10.076	0.8%	9.7	9.7	0.03	0.0	0.0	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
27	02005T	04340A	1	10.077	0.8%	8.7	8.7	0.08	0.0	0.0	0.0	0.0	141.7	56.9	152.7	0.93	
28	00034T	10579A	1	10.076	0.8%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.2	0.93	
29	00034T	10703T	1	10.075	0.7%	9.7	9.7	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
30	10703T	04339A	1	10.074	0.7%	8.0	8.0	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	107.9	43.3	116.3	0.93	
31	10703T	00858M	1	10.075	0.7%	1.7	1.7	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	28.1	11.3	30.3	0.93	
32	04339A	01964T	1	10.074	0.7%	1.3	1.3	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
33	01964T	03285A	1	10.074	0.7%	1.2	1.2	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	20.2	8.1	21.7	0.93	
34	01964T	10408A	1	10.074	0.7%	0.1	0.1	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.4	1.0	0.93	

Flujo de Potencia Red MT: A22

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE				PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.		(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	A22	01330S	1	10.193	1.9%	142.5	142.5	0.74		1.5	0.8	0.0	-1.4	29.3	8.4	30.5	0.96	
			2			142.5	142.5	0.74		1.5	0.8	0.0	-1.4					
2	01330S	64084X	1	10.193	1.9%	8.7	8.7	0.07		0.0	0.0	0.0	-0.1	147.6	42.2	153.5	0.96	
3	01330S	64085X	1	10.192	1.9%	37.8	37.8	0.29		0.1	0.0	0.0	-0.1	642.0	183.7	667.8	0.96	
4	01330S	64162X	1	10.193	1.9%	3.8	3.8	0.03		0.0	0.0	0.0	-0.1	63.9	18.3	66.5	0.96	
5	01330S	00019T	1	10.172	1.7%	74.5	74.5	0.26		1.8	2.2	0.0	-1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	
			2			162.1	162.2	0.84		5.5	3.0	0.0	-4.1					
6	00019T	01027S	1	9.860	-1.4%	233.2	233.2	0.82		95.5	120.7	0.0	-5.0	159.0	45.5	165.4	0.96	
7	01027S	64082X	1	9.856	-1.4%	178.6	178.6	1.37	¶	1.3	0.2	0.0	-0.1	2 931.7	838.6	3 049.3	0.96	
8	01027S	64083X	1	9.859	-1.4%	44.9	44.9	0.35		0.1	0.0	0.0	-0.1	737.9	211.1	767.5	0.96	

Flujo de Potencia Red MT: PL01 - 1/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE				PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	-> (A)	--> (A)	F.U.		(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	PL01	00809S	1	10.109	1.1%	178.1	178.2	1.24	¶	26.7	8.8	0.0	-7.7	232.7	101.9	254.1	0.92	
2	00809S	08374C	1	10.071	0.7%	52.0	52.1	0.40		3.5	0.7	0.0	-5.1	119.6	52.4	130.5	0.92	
3	00809S	00385T	1	10.069	0.7%	111.8	111.8	0.86		7.7	1.4	0.0	-2.3	0.0	0.0	0.0		
4	08374C	08380C	1	10.053	0.5%	44.6	44.6	0.34		1.4	0.3	0.0	-2.5	113.6	49.8	124.0	0.92	
5	00385T	08404C	1	10.069	0.7%	1.8	1.9	0.01		0.0	0.0	0.0	-1.1	29.7	13.0	32.4	0.92	
6	00385T	01733T	1	10.054	0.5%	110.0	110.0	0.85		2.9	0.5	0.0	-0.9	0.0	0.0	0.0		
7	08380C	08379C	1	10.038	0.4%	37.5	37.6	0.29		1.0	0.2	0.0	-2.5	72.5	31.8	79.1	0.92	
8	01733T	03017A	1	10.037	0.4%	108.9	109.0	0.84		3.3	0.7	0.0	-1.0	144.4	63.3	157.7	0.92	
9	01733T	10255A	1	10.053	0.5%	1.0	1.1	0.01		0.0	0.0	0.0	-0.3	16.8	7.3	18.3	0.92	
10	08379C	00384T	1	10.025	0.3%	33.0	33.1	0.25		0.7	0.1	0.0	-2.4	0.0	0.0	0.0		
11	03017A	04246A	1	9.984	-0.2%	99.9	100.0	0.77		9.1	1.7	0.0	-3.3	31.3	13.7	34.2	0.92	
12	00384T	08378C	1	10.022	0.2%	29.9	29.9	0.23		0.2	0.0	0.0	-0.7	83.8	36.7	91.5	0.92	
13	00384T	01317S	1	10.024	0.2%	3.2	3.2	0.04		0.0	0.0	0.0	-0.9	16.6	7.3	18.1	0.92	
14	04246A	02792A	1	9.980	-0.2%	98.0	98.0	0.49		0.6	0.2	0.0	-0.3	175.2	76.7	191.3	0.92	
15	08378C	08377C	1	10.009	0.1%	24.6	24.7	0.19		0.6	0.1	0.0	-3.3	108.5	47.5	118.5	0.92	
16	01317S	64191X	1	10.024	0.2%	2.2	2.2	0.02		0.0	0.0	0.0	-0.1	34.5	15.1	37.7	0.92	
17	02792A	02793A	1	9.972	-0.3%	86.9	87.0	0.67		1.1	0.3	0.0	-0.6	178.0	78.0	194.3	0.92	
18	08377C	08376C	1	10.005	0.0%	17.9	17.9	0.14		0.1	0.0	0.0	-1.5	69.4	30.4	75.8	0.92	
19	02793A	10102T	1	9.946	-0.5%	75.7	75.8	0.58		3.5	0.7	0.0	-2.2	0.0	0.0	0.0		

Flujo de Potencia Red MT: PL01 - 2/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
20	08376C	08375C	1	9.999	0.0%	13.5	13.6	0.10	0.1	0.0	0.0	-2.6	71.0	31.1	77.5	0.92	
21	10102T	10486A	1	9.945	-0.6%	2.5	2.5	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	38.8	17.0	42.3	0.92	
22	10102T	07854C	1	9.910	-0.9%	73.3	73.4	0.56	4.4	1.1	0.0	-4.7	43.0	18.8	47.0	0.92	
23	08375C	07508C	1	9.995	0.0%	9.1	9.2	0.07	0.1	0.0	0.0	-2.9	145.7	63.8	159.1	0.92	
24	07854C	00535S	1	9.889	-1.1%	70.7	70.8	0.49	2.5	0.8	0.0	-3.9	377.3	165.3	411.9	0.92	
25	00535S	00536S	1	9.883	-1.2%	13.0	13.1	0.09	0.1	0.0	0.0	-5.6	159.7	70.0	174.4	0.92	
26	00535S	10447T	1	9.833	-1.7%	30.8	31.3	0.21	2.8	0.9	0.0	-24.8	0.0	0.0	0.0		
27	00535S	64107X	1	9.888	-1.1%	3.0	3.0	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	46.9	20.6	51.2	0.92	
28	00536S	07574C	1	9.882	-1.2%	2.9	2.9	0.02	0.0	0.0	0.0	-2.1	46.2	20.2	50.5	0.92	
29	10447T	02258A	1	9.833	-1.7%	15.5	15.5	0.11	0.0	0.0	0.0	-0.1	15.6	6.8	17.1	0.92	
30	10447T	00389T	1	9.829	-1.7%	15.8	15.8	0.11	0.1	0.1	0.0	-2.2	0.0	0.0	0.0		
31	02258A	10116A	1	9.832	-1.7%	1.9	1.9	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	29.4	12.9	32.1	0.92	
32	02258A	01737T	1	9.818	-1.8%	12.7	12.7	0.16	0.3	0.1	0.0	-2.2	0.0	0.0	0.0		
33	00389T	00390T	1	9.828	-1.7%	15.8	15.9	0.11	0.0	0.0	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
34	01737T	10137A	1	9.818	-1.8%	1.5	1.5	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	23.2	10.2	25.3	0.92	
35	01737T	10138A	1	9.809	-1.9%	11.2	11.2	0.08	0.2	0.1	0.0	-0.1	61.0	26.7	66.6	0.92	
36	00390T	06665C	1	9.825	-1.7%	11.2	11.2	0.09	0.1	0.0	0.0	-1.4	174.9	76.6	190.9	0.92	
37	00390T	00391T	1	9.827	-1.7%	4.7	4.7	0.03	0.0	0.0	0.0	-3.3	0.0	0.0	0.0		
38	10138A	10510T	1	9.808	-1.9%	7.3	7.3	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
39	00391T	02662A	1	9.827	-1.7%	4.7	4.7	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.2	74.0	32.4	80.8	0.92	
40	10510T	00790M	1	9.808	-1.9%	3.1	3.1	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	48.8	21.4	53.2	0.92	
41	10510T	00843M	1	9.808	-1.9%	4.2	4.2	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	64.9	28.4	70.8	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: PL02 - 1/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE				PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.		(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	PL02	00588S	1	10.018	0.2%	242.4	242.5	0.85		54.5	65.8	0.0	-3.2	226.6	99.3	247.4	0.92	
2	00588S	00510S	1	9.913	-0.9%	141.4	141.5	0.98		24.5	8.0	0.0	-10.5	102.2	44.8	111.6	0.92	
			2			93.6	93.8	0.49		11.8	12.3	0.0	-5.6					
3	00510S	01917S	1	9.809	-1.9%	222.1	222.1	1.16	¶	29.5	33.1	0.0	-1.8	140.3	61.4	153.1	0.92	
4	01917S	03241A	1	9.777	-2.2%	50.9	50.9	0.64		2.6	1.2	0.0	-0.6	261.5	114.6	285.5	0.92	
5	01917S	10613A	1	9.779	-2.2%	126.7	126.7	0.63		5.6	3.3	0.0	-0.6	38.9	17.0	42.5	0.92	
6	01917S	00398T	1	9.793	-2.1%	35.5	35.5	0.26		0.9	0.4	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
7	03241A	10629A	1	9.747	-2.5%	34.1	34.1	0.36		1.7	0.5	0.0	-0.1	44.0	19.3	48.1	0.92	
8	10613A	03243A	1	9.749	-2.5%	124.2	124.2	0.62		5.5	3.9	0.0	-0.1	194.1	85.0	211.9	0.92	
9	00398T	03943A	1	9.793	-2.1%	2.6	2.6	0.02		0.0	0.0	0.0	0.0	40.1	17.6	43.8	0.92	
10	00398T	00399T	1	9.770	-2.3%	32.9	32.9	0.25		1.2	0.5	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
11	10629A	03242A	1	9.733	-2.7%	21.9	21.9	0.28		0.5	0.1	0.0	-0.4	206.1	90.3	225.0	0.92	
12	10629A	03828A	1	9.743	-2.6%	9.4	9.4	0.10		0.1	0.0	0.0	0.0	144.6	63.3	157.9	0.92	
13	03243A	01106T	1	9.738	-2.6%	111.7	111.7	0.56		1.8	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
14	00399T	03239A	1	9.768	-2.3%	12.8	12.8	0.10		0.0	0.0	0.0	0.0	198.0	86.7	216.2	0.92	
15	00399T	03240A	1	9.768	-2.3%	13.2	13.2	0.10		0.0	0.0	0.0	0.0	204.9	89.7	223.7	0.92	
16	00399T	00400T	1	9.766	-2.3%	6.9	6.9	0.05		0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
17	03242A	10814A	1	9.731	-2.7%	8.5	8.5	0.06		0.0	0.0	0.0	-0.8	131.8	57.8	143.9	0.92	
18	01106T	03244A	1	9.722	-2.8%	97.3	97.3	0.48		2.2	1.5	0.0	0.0	100.0	43.8	109.2	0.92	
19	01106T	00172M	1	9.737	-2.6%	14.4	14.4	0.07		0.0	0.0	0.0	0.0	222.0	97.3	242.4	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: PL02 - 2/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
20	01106T	10003L	1	9.738	-2.6%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
21	00400T	03871A	1	9.766	-2.3%	2.4	2.4	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	36.6	16.0	40.0	0.92	
22	00400T	03872A	1	9.764	-2.4%	4.6	4.6	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.4	0.2	0.4	0.92	
23	03244A	03245A	1	9.675	-3.3%	77.9	77.9	0.99	6.2	1.8	0.0	-1.0	187.2	82.0	204.4	0.92	
24	03244A	10617A	1	9.721	-2.8%	2.4	2.4	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	37.3	16.3	40.7	0.92	
25	03244A	09071C	1	9.717	-2.8%	10.5	10.5	0.07	0.1	0.0	0.0	-1.5	82.4	36.1	89.9	0.92	
26	03872A	01493T	1	9.762	-2.4%	4.5	4.6	0.06	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
27	03245A	00401T	1	9.661	-3.4%	65.7	65.7	0.33	1.3	0.9	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
28	09071C	10027T	1	9.716	-2.8%	5.2	5.2	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
29	01493T	03873A	1	9.762	-2.4%	1.1	1.1	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.4	17.5	7.7	19.1	0.92	
30	01493T	10070A	1	9.762	-2.4%	3.4	3.5	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.2	53.5	23.4	58.4	0.92	
31	00401T	03247A	1	9.650	-3.5%	49.0	49.0	0.24	0.8	0.6	0.0	-0.1	181.4	79.5	198.1	0.92	
32	00401T	00402T	1	9.651	-3.5%	16.7	16.8	0.21	0.3	0.1	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
33	10027T	10458A	1	9.716	-2.8%	1.2	1.2	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	18.6	8.2	20.3	0.92	
34	10027T	09070C	1	9.714	-2.9%	4.0	4.1	0.03	0.0	0.0	0.0	-1.9	62.4	27.3	68.1	0.92	
35	03247A	03249A	1	9.639	-3.6%	37.2	37.2	0.18	0.6	0.4	0.0	-0.1	152.8	66.9	166.8	0.92	
36	00402T	03246A	1	9.649	-3.5%	12.6	12.6	0.16	0.1	0.0	0.0	-0.4	192.4	84.3	210.0	0.92	
37	00402T	04746A	1	9.651	-3.5%	4.2	4.2	0.05	0.0	0.0	0.0	-0.1	64.3	28.2	70.2	0.92	
38	03249A	08924C	1	9.614	-3.9%	27.2	27.2	0.34	1.2	0.1	0.0	-2.1	200.9	88.0	219.3	0.92	
39	08924C	10287T	1	9.610	-3.9%	14.0	14.0	0.09	0.1	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
40	10287T	03840A	1	9.604	-4.0%	11.9	11.9	0.09	0.1	0.0	0.0	-0.1	180.7	79.2	197.3	0.92	
41	10287T	10573A	1	9.610	-3.9%	2.2	2.2	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	33.4	14.7	36.5	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: ST22 - 1/2

Tensión en barra : 23.3 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	ST22	ELEV23	1	22.922	0.1%	145.6	145.9	0.51	67.7	80.2	0.0	-31.3	0.0	0.0	0.0		
2	ELEV23	01500S	1	10.260	2.6%	167.0	158.7	0.96	16.8	150.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
			2			167.0	158.7	0.96	16.8	150.2	0.0	0.0					
3	01500S	00840S	1	10.256	2.6%	274.5	274.5	0.56	1.4	2.3	0.0	-0.9	0.0	0.0	0.0		
4	01500S	01160S	1	10.257	2.6%	42.9	43.0	0.09	0.2	0.3	0.0	-4.4	0.0	0.0	0.0		
5	00840S	06559C	1	10.254	2.5%	13.9	13.9	0.11	0.0	0.0	0.0	-0.8	33.6	14.0	36.4	0.92	
6	00840S	01725S	1	10.190	1.9%	204.3	204.4	0.72	17.2	18.7	0.0	-2.3	85.2	35.6	92.4	0.92	
7	00840S	64070X	1	10.256	2.6%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
8	00840S	64071X	1	10.255	2.6%	24.6	24.7	0.19	0.0	0.0	0.0	-0.1	404.0	168.9	437.9	0.92	
9	00840S	64072X	1	10.255	2.6%	15.6	15.6	0.12	0.0	0.0	0.0	-0.1	255.0	106.6	276.4	0.92	
10	00840S	08099C	1	10.252	2.5%	16.1	16.1	0.12	0.1	0.0	0.0	-1.6	31.8	13.3	34.5	0.92	
11	01160S	04033T	1	10.253	2.5%	23.2	23.2	0.18	0.1	0.0	0.0	-0.9	0.0	0.0	0.0		
12	01160S	64073X	1	10.256	2.6%	19.8	19.8	0.15	0.0	0.0	0.0	-0.2	325.0	135.9	352.2	0.92	
13	06559C	10217T	1	10.253	2.5%	11.9	11.9	0.09	0.0	0.0	0.0	-0.7	0.0	0.0	0.0		
14	01725S	06529C	1	10.178	1.8%	15.9	16.0	0.12	0.3	0.1	0.0	-5.1	87.4	36.5	94.7	0.92	
15	01725S	64075X	1	10.189	1.9%	81.6	81.6	0.63	0.3	0.0	0.0	-0.1	1 328.8	555.5	1 440.2	0.92	
16	01725S	64076X	1	10.190	1.9%	0.3	0.3	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.1	5.2	2.2	5.6	0.92	
17	01725S	01894S	1	10.169	1.7%	101.4	101.4	0.36	2.9	3.1	0.0	-1.9	104.5	43.7	113.3	0.92	
18	08099C	10824T	1	10.250	2.5%	14.2	14.2	0.11	0.0	0.0	0.0	-0.7	0.0	0.0	0.0		
19	04033T	04778A	1	10.253	2.5%	21.9	22.0	0.17	0.0	0.0	0.0	-0.1	24.3	10.1	26.3	0.92	
20	04033T	08324C	1	10.253	2.5%	1.3	1.3	0.01	0.0	0.0	0.0	-2.1	21.2	8.9	23.0	0.92	
21	10217T	10570A	1	10.253	2.5%	1.3	1.3	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	21.2	8.9	23.0	0.92	
22	10217T	10246T	1	10.251	2.5%	10.6	10.6	0.08	0.0	0.0	0.0	-1.3	0.0	0.0	0.0		
23	06529C	06549C	1	10.174	1.7%	10.6	10.6	0.08	0.1	0.0	0.0	-2.4	99.6	41.6	107.9	0.92	
24	01894S	00026T	1	10.151	1.5%	66.9	66.9	0.46	1.5	1.7	0.0	-0.6	0.0	0.0	0.0		
25	01894S	00024T	1	10.143	1.4%	28.1	28.1	0.36	1.2	0.3	0.0	-0.6	0.0	0.0	0.0		
26	01894S	10151T	1	10.169	1.7%	0.1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-1.4	0.0	0.0	0.0		
27	10824T	10677T	1	10.248	2.5%	11.5	11.5	0.09	0.0	0.0	0.0	-1.3	0.0	0.0	0.0		
28	10824T	00863M	1	10.250	2.5%	2.7	2.7	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	44.4	18.6	48.1	0.92	
29	04778A	00162M	1	10.252	2.5%	20.5	20.5	0.18	0.0	0.0	0.0	0.0	335.4	140.2	363.5	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: ST22 - 2/2

Tensión en barra : 23.3 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	-> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
30	10246T	00806M	1	10.251	2.5%	2.1	2.1	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	34.2	14.3	37.1	0.92	
31	10246T	02075T	1	10.249	2.5%	8.5	8.5	0.07	0.0	0.0	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
32	06549C	02044T	1	10.171	1.7%	4.5	4.6	0.06	0.0	0.0	0.0	-1.5	0.0	0.0	0.0		
33	00026T	03824A	1	10.149	1.5%	6.0	6.0	0.06	0.0	0.0	0.0	0.0	97.1	40.6	105.2	0.92	
34	00026T	01893S	1	10.137	1.4%	61.0	61.0	0.42	1.1	1.3	0.0	-0.4	150.0	62.7	162.6	0.92	
35	00024T	03949A	1	10.139	1.4%	8.9	8.9	0.09	0.1	0.0	0.0	-0.1	144.7	60.5	156.8	0.92	
36	00024T	01188S	1	10.142	1.4%	4.8	4.8	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.6	78.6	32.9	85.2	0.92	
37	00024T	00025T	1	10.128	1.3%	14.3	14.3	0.15	0.3	0.1	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
38	10677T	00850M	1	10.248	2.5%	11.5	11.5	0.08	0.0	0.0	0.0	-0.1	188.4	78.8	204.2	0.92	
39	02075T	10405A	1	10.248	2.5%	7.9	7.9	0.10	0.0	0.0	0.0	-0.2	0.0	0.0	0.0		
40	02075T	08320C	1	10.249	2.5%	0.6	0.6	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.4	10.3	4.3	11.1	0.92	
41	02044T	03765A	1	10.170	1.7%	4.5	4.5	0.06	0.0	0.0	0.0	-0.6	73.2	30.6	79.4	0.92	
42	02044T	10406A	1	10.171	1.7%	0.1	0.1	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.3	1.1	0.4	1.1	0.92	
43	01893S	03825A	1	10.123	1.2%	18.8	18.9	0.24	0.4	0.1	0.0	-1.2	3.5	1.5	3.8	0.92	
44	01893S	00027T	1	10.130	1.3%	32.9	32.9	0.42	0.4	0.0	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0		
45	00025T	02166A	1	10.128	1.3%	1.3	1.3	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	20.9	8.7	22.7	0.92	
46	00025T	04227A	1	10.128	1.3%	13.1	13.1	0.14	0.0	0.0	0.0	0.0	211.2	88.3	228.9	0.92	
47	10405A	03823A	1	10.244	2.4%	7.9	8.0	0.06	0.1	0.0	0.0	-1.8	80.1	33.5	86.8	0.92	
48	03825A	03826A	1	10.114	1.1%	18.7	18.7	0.20	0.3	0.1	0.0	-0.1	117.1	49.0	127.0	0.92	
49	00027T	03946A	1	10.124	1.2%	6.7	6.7	0.07	0.1	0.0	0.0	-0.1	108.2	45.2	117.3	0.92	
50	00027T	00028T	1	10.111	1.1%	26.2	26.2	0.28	0.8	0.2	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
51	04227A	00831M	1	10.128	1.3%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
52	03823A	00023T	1	10.242	2.4%	3.1	3.1	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
53	03826A	03827A	1	10.102	1.0%	11.4	11.4	0.12	0.2	0.1	0.0	-0.1	100.8	42.1	109.3	0.92	
54	00028T	03945A	1	10.110	1.1%	9.8	9.8	0.10	0.0	0.0	0.0	0.0	158.9	66.4	172.2	0.92	
55	00028T	10687T	1	10.107	1.1%	16.4	16.4	0.17	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
56	00023T	03926A	1	10.242	2.4%	3.1	3.1	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	50.3	21.0	54.5	0.92	
57	03827A	00875M	1	10.102	1.0%	5.2	5.2	0.05	0.0	0.0	0.0	0.0	83.4	34.9	90.4	0.92	
58	10687T	00851M	1	10.106	1.1%	3.3	3.3	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	54.0	22.6	58.5	0.92	
59	10687T	00029T	1	10.097	1.0%	13.0	13.0	0.14	0.2	0.1	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
60	00029T	03947A	1	10.095	1.0%	4.1	4.1	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	66.4	27.8	72.0	0.92	
61	00029T	03948A	1	10.088	0.9%	8.9	8.9	0.09	0.1	0.0	0.0	-0.1	143.4	60.0	155.5	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: A18X

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	A18X	01348S	1	10.184	1.8%	195.4	195.5	0.69	4.3	4.2	0.0	-4.8	0.0	0.0	0.0		
2	01348S	01981S	1	10.139	1.4%	85.0	85.1	0.30	4.8	5.6	0.0	-8.8	107.3	44.3	116.1	0.92	
3	01348S	64074X	1	10.181	1.8%	110.5	110.5	0.85	0.5	0.1	0.0	-0.1	1 801.5	744.6	1 949.3	0.92	
4	01981S	01744S	1	10.138	1.4%	46.5	46.5	0.14	0.0	0.0	0.0	-0.2	6.2	2.5	6.7	0.92	
5	01981S	01469T	1	10.138	1.4%	4.1	4.1	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.9	0.0	0.0	0.0		
6	01981S	75111U	1	10.135	1.4%	28.0	28.0	0.29	0.2	0.0	0.0	-0.2	453.8	187.6	491.1	0.92	
7	01744S	64041X	1	10.137	1.4%	46.1	46.1	0.35	0.1	0.0	0.0	-0.1	748.6	309.4	810.0	0.92	
8	01469T	10062A	1	10.138	1.4%	1.1	1.1	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	18.1	7.5	19.5	0.92	
9	01469T	05984C	1	10.136	1.4%	3.0	3.0	0.04	0.0	0.0	0.0	-2.4	49.1	20.3	53.1	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: A21X

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	A21X	01606T	1	10.199	2.0%	18.0	18.0	0.09	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
			2			18.0	18.0	0.09	0.0	0.0	0.0	-1.0					
2	01606T	04021T	1	10.189	1.9%	36.1	36.1	0.13	0.5	0.5	0.0	-0.2	0.0	0.0	0.0		
3	04021T	04024T	1	10.189	1.9%	18.0	18.1	0.09	0.0	0.0	0.0	-1.3	0.0	0.0	0.0		
			2			18.0	18.1	0.09	0.0	0.0	0.0	-1.3					
4	04024T	00999S	1	10.166	1.7%	36.1	36.2	0.13	1.0	1.2	0.0	-2.1	53.1	21.3	57.2	0.93	
5	00999S	00804S	1	10.140	1.4%	33.0	33.0	0.17	1.1	1.3	0.0	-2.8	9.7	3.9	10.5	0.93	
6	00999S	11087T	1	10.166	1.7%	0.2	0.1	0.00	0.0	0.0	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
7	00804S	64008X	1	10.140	1.4%	0.7	0.7	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	10.8	4.3	11.6	0.93	
8	00804S	64009X	1	10.139	1.4%	8.1	8.1	0.06	0.0	0.0	0.0	-0.1	131.4	52.7	141.6	0.93	
9	00804S	64010X	1	10.140	1.4%	0.4	0.4	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.1	7.2	2.9	7.8	0.93	
10	00804S	64011X	1	10.139	1.4%	9.9	9.9	0.08	0.0	0.0	0.0	-0.1	160.8	64.5	173.3	0.93	
11	00804S	64222X	1	10.139	1.4%	13.4	13.4	0.09	0.0	0.0	0.0	-0.1	218.5	87.7	235.5	0.93	
12	11087T	01605T	1	10.166	1.7%	0.1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
13	01605T	10993T	1	10.166	1.7%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.7	0.0	0.0	0.0		

Flujo de Potencia Red MT: A22X

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	A22X	01330S	1	10.199	2.0%	25.9	26.0	0.14	0.1	0.0	0.0	-1.4	29.3	8.4	30.5	0.96	
			2			25.9	26.0	0.14									
2	01330S	64084X	1	10.199	2.0%	8.7	8.7	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.1	147.6	42.2	153.5	0.96	
3	01330S	64085X	1	10.198	2.0%	37.8	37.8	0.29	0.1	0.0	0.0	-0.1	642.0	183.7	667.8	0.96	
4	01330S	64162X	1	10.199	2.0%	3.8	3.8	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.1	63.9	18.3	66.5	0.96	
5	01330S	00019T	1	10.199	2.0%	0.1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-1.1	0.0	0.0	0.0		
			2			0.2	0.0	0.00									

Flujo de Potencia Red MT: PL01X

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE				PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.		(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	PL01X	00809S	1	10.125	1.3%	146.6	146.8	1.02	¶	18.1	6.0	0.0	-7.8	232.7	101.9	254.1	0.92	
2	00809S	08374C	1	10.087	0.9%	51.9	52.0	0.40		3.5	0.7	0.0	-5.1	119.6	52.4	130.5	0.92	
3	00809S	00385T	1	10.097	1.0%	80.4	80.4	0.62		4.0	0.7	0.0	-2.3	0.0	0.0	0.0		
4	08374C	08380C	1	10.069	0.7%	44.5	44.6	0.34		1.4	0.3	0.0	-2.5	113.6	49.8	124.0	0.92	
5	00385T	08404C	1	10.096	1.0%	1.8	1.9	0.01		0.0	0.0	0.0	-1.1	29.7	13.0	32.4	0.92	
6	00385T	01733T	1	10.086	0.9%	78.6	78.6	0.60		1.5	0.3	0.0	-0.9	0.0	0.0	0.0		
7	08380C	08379C	1	10.054	0.5%	37.5	37.5	0.29		1.0	0.2	0.0	-2.5	72.5	31.8	79.1	0.92	
8	01733T	03017A	1	10.073	0.7%	77.6	77.6	0.60		1.7	0.3	0.0	-1.0	144.4	63.3	157.7	0.92	
9	01733T	10255A	1	10.085	0.9%	1.0	1.0	0.01		0.0	0.0	0.0	-0.3	16.8	7.3	18.3	0.92	
10	08379C	00384T	1	10.042	0.4%	33.0	33.0	0.25		0.7	0.1	0.0	-2.4	0.0	0.0	0.0		
11	03017A	04246A	1	10.037	0.4%	68.6	68.7	0.53		4.3	0.8	0.0	-3.4	31.3	13.7	34.2	0.92	
12	00384T	08378C	1	10.038	0.4%	29.8	29.9	0.23		0.2	0.0	0.0	-0.7	83.8	36.7	91.5	0.92	
13	00384T	01317S	1	10.041	0.4%	3.2	3.2	0.04		0.0	0.0	0.0	-0.9	16.6	7.3	18.1	0.92	
14	04246A	02792A	1	10.035	0.3%	66.7	66.7	0.33		0.3	0.1	0.0	-0.3	175.2	76.7	191.3	0.92	
15	08378C	08377C	1	10.025	0.3%	24.6	24.7	0.19		0.6	0.1	0.0	-3.3	108.5	47.5	118.5	0.92	
16	01317S	64191X	1	10.041	0.4%	2.2	2.2	0.02		0.0	0.0	0.0	-0.1	34.5	15.1	37.7	0.92	
17	02792A	02793A	1	10.030	0.3%	55.7	55.7	0.43		0.4	0.1	0.0	-0.6	178.0	78.0	194.3	0.92	
18	08377C	08376C	1	10.021	0.2%	17.9	17.9	0.14		0.1	0.0	0.0	-1.5	69.4	30.4	75.8	0.92	
19	02793A	10102T	1	10.014	0.1%	44.5	44.6	0.34		1.2	0.2	0.0	-2.2	0.0	0.0	0.0		
20	08376C	08375C	1	10.016	0.2%	13.5	13.6	0.10		0.1	0.0	0.0	-2.6	71.0	31.1	77.5	0.92	
21	10102T	10486A	1	10.013	0.1%	2.4	2.4	0.02		0.0	0.0	0.0	-0.1	38.8	17.0	42.3	0.92	
22	10102T	07854C	1	9.994	-0.1%	42.1	42.2	0.32		1.5	0.4	0.0	-4.8	43.0	18.8	47.0	0.92	
23	08375C	07508C	1	10.011	0.1%	9.1	9.2	0.07		0.1	0.0	0.0	-2.9	145.7	63.8	159.1	0.92	
24	07854C	00535S	1	9.982	-0.2%	39.5	39.6	0.27		0.8	0.3	0.0	-4.0	377.3	165.3	411.9	0.92	
25	00535S	00536S	1	9.976	-0.2%	12.8	13.0	0.09		0.1	0.0	0.0	-5.7	159.7	70.0	174.4	0.92	
26	00535S	64107X	1	9.982	-0.2%	3.0	3.0	0.02		0.0	0.0	0.0	-0.1	46.9	20.6	51.2	0.92	
27	00536S	07574C	1	9.976	-0.2%	2.9	2.9	0.02		0.0	0.0	0.0	-2.1	46.2	20.2	50.5	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: PL02X

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	PL02X	00588S	1	10.185	1.9%	20.0	20.1	0.07	0.4	0.5	0.0	-3.3	226.6	99.3	247.4	0.92	
2	00588S	00510S	1	10.185	1.9%	6.1	6.1	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.1	102.2	44.8	111.6	0.92	
			2			0.3	0.3	0.00	0.0	0.0	0.0	-11.0					

Flujo de Potencia Red MT: IN21X - 1/3

Tensión en barra : 23.3 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE				PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.		(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	IN21X	ELEV23	1	23.297	1.7%	310.7	310.7	0.69		1.2	1.9	0.0	-1.9	0.0	0.0	0.0		
2	ELEV23	01500S	1	10.460	4.6%	177.9	169.0	1.03	¶	19.0	170.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
			2			177.9	169.0	1.03	¶	19.0	170.3	0.0	0.0					
			3			177.9	169.0	1.03	¶	19.0	170.3	0.0	0.0					
			4			177.9	169.0	1.03	¶	19.0	170.3	0.0	0.0					
3	01500S	00840S	1	10.455	4.5%	336.3	336.3	0.69		2.2	3.4	0.0	-0.9	0.0	0.0	0.0		
4	01500S	01160S	1	10.432	4.3%	339.8	339.9	0.70		11.3	17.8	0.0	-4.5	0.0	0.0	0.0		
5	00840S	06559C	1	10.453	4.5%	13.6	13.6	0.10		0.0	0.0	0.0	-0.8	33.6	14.0	36.4	0.92	
6	00840S	01725S	1	10.375	3.8%	268.0	268.0	0.94		29.6	32.2	0.0	-2.4	85.2	35.6	92.4	0.92	
7	00840S	64070X	1	10.455	4.5%	0.0	0.0	0.00		0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
8	00840S	64071X	1	10.454	4.5%	24.2	24.2	0.19		0.0	0.0	0.0	-0.2	404.0	168.9	437.9	0.92	
9	00840S	64072X	1	10.454	4.5%	15.3	15.3	0.12		0.0	0.0	0.0	-0.2	255.0	106.6	276.4	0.92	
10	00840S	08099C	1	10.451	4.5%	15.8	15.8	0.12		0.1	0.0	0.0	-1.7	31.8	13.3	34.5	0.92	
11	01160S	04033T	1	10.429	4.3%	22.8	22.8	0.18		0.1	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
12	01160S	64073X	1	10.432	4.3%	19.5	19.5	0.15		0.0	0.0	0.0	-0.2	325.0	135.9	352.2	0.92	
13	01160S	01027S	1	10.396	4.0%	297.7	297.8	0.61		13.3	21.0	0.0	-6.9	159.0	45.5	165.4	0.96	
14	06559C	10217T	1	10.452	4.5%	11.6	11.6	0.09		0.0	0.0	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
15	01725S	06529C	1	10.363	3.6%	15.6	15.7	0.12		0.3	0.1	0.0	-5.3	87.4	36.5	94.7	0.92	
16	01725S	64075X	1	10.374	3.7%	80.2	80.2	0.62		0.3	0.0	0.0	-0.2	1 328.8	555.5	1 440.2	0.92	
17	01725S	64076X	1	10.375	3.8%	0.3	0.3	0.00		0.0	0.0	0.0	-0.2	5.2	2.2	5.6	0.92	
18	01725S	00852S	1	10.304	3.0%	168.4	168.4	0.42		16.4	27.3	0.0	-1.7	9.4	1.7	9.5	0.98	
19	08099C	10824T	1	10.449	4.5%	13.9	13.9	0.11		0.0	0.0	0.0	-0.7	0.0	0.0	0.0		
20	04033T	04778A	1	10.429	4.3%	21.6	21.6	0.17		0.0	0.0	0.0	-0.2	24.3	10.1	26.3	0.92	
21	04033T	08324C	1	10.429	4.3%	1.2	1.3	0.01		0.0	0.0	0.0	-2.2	21.2	8.9	23.0	0.92	
22	01027S	64082X	1	10.392	3.9%	169.4	169.4	1.30	¶	1.1	0.2	0.0	-0.2	2 931.7	838.6	3 049.3	0.96	
23	01027S	64083X	1	10.395	3.9%	42.6	42.6	0.33		0.1	0.0	0.0	-0.2	737.9	211.1	767.5	0.96	
24	01027S	01249S	1	10.372	3.7%	76.9	76.9	0.27		2.3	2.9	0.0	-0.9	178.6	73.8	193.3	0.92	
25	10217T	10570A	1	10.452	4.5%	1.3	1.3	0.01		0.0	0.0	0.0	-0.2	21.2	8.9	23.0	0.92	
26	10217T	10246T	1	10.450	4.5%	10.4	10.4	0.08		0.0	0.0	0.0	-1.3	0.0	0.0	0.0		
27	06529C	06549C	1	10.359	3.6%	10.4	10.5	0.08		0.1	0.0	0.0	-2.5	99.6	41.6	107.9	0.92	
28	00852S	00837S	1	10.279	2.8%	104.6	104.7	0.54		4.4	2.3	0.0	-7.4	103.7	18.7	105.4	0.98	
29	00852S	10910T	1	10.302	3.0%	6.2	6.2	0.03		0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		

Flujo de Potencia Red MT: IN21X - 2/3

Tensión en barra : 23.3 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
30	00852S	64000X	1	10.304	3.0%	49.8	49.8	0.38	0.0	0.0	0.0	0.0	859.0	226.0	888.2	0.97	
31	00852S	64208X	1	10.304	3.0%	8.1	8.1	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.1	128.4	65.5	144.1	0.89	
32	10824T	10677T	1	10.447	4.5%	11.3	11.3	0.09	0.0	0.0	0.0	-1.3	0.0	0.0	0.0		
33	10824T	00863M	1	10.449	4.5%	2.7	2.7	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	44.4	18.6	48.1	0.92	
34	04778A	00162M	1	10.428	4.3%	20.1	20.1	0.18	0.0	0.0	0.0	0.0	335.4	140.2	363.5	0.92	
35	01249S	64037X	1	10.371	3.7%	12.0	12.0	0.09	0.0	0.0	0.0	-0.2	199.1	82.3	215.5	0.92	
36	01249S	01943T	1	10.371	3.7%	54.2	54.2	0.69	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
37	10246T	00806M	1	10.450	4.5%	2.0	2.0	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	34.2	14.3	37.1	0.92	
38	10246T	02075T	1	10.448	4.5%	8.3	8.4	0.06	0.0	0.0	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
39	06549C	02044T	1	10.357	3.6%	4.4	4.5	0.06	0.0	0.0	0.0	-1.6	0.0	0.0	0.0		
40	00837S	06099C	1	10.277	2.8%	17.3	17.3	0.13	0.1	0.0	0.0	-0.8	73.0	13.2	74.2	0.98	
41	00837S	00001T	1	10.272	2.7%	81.5	81.5	0.29	1.0	0.9	0.0	-1.9	0.0	0.0	0.0		
42	10910T	00873M	1	10.302	3.0%	5.1	5.1	0.05	0.0	0.0	0.0	0.0	89.6	16.2	91.0	0.98	
43	10910T	01655T	1	10.302	3.0%	1.1	1.1	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
44	10677T	00850M	1	10.447	4.5%	11.3	11.3	0.08	0.0	0.0	0.0	-0.1	188.4	78.8	204.2	0.92	
45	01943T	00014T	1	10.352	3.5%	33.8	33.8	0.43	1.1	0.1	0.0	-1.4	0.0	0.0	0.0		
46	01943T	07373C	1	10.360	3.6%	20.4	20.5	0.16	0.3	0.2	0.0	-2.3	39.4	16.3	42.6	0.92	
47	02075T	10405A	1	10.447	4.5%	7.8	7.8	0.10	0.0	0.0	0.0	-0.2	0.0	0.0	0.0		
48	02075T	08320C	1	10.448	4.5%	0.6	0.6	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.4	10.3	4.3	11.1	0.92	
49	02044T	03765A	1	10.356	3.6%	4.4	4.4	0.06	0.0	0.0	0.0	-0.6	73.2	30.6	79.4	0.92	
50	02044T	10406A	1	10.357	3.6%	0.1	0.1	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.3	1.1	0.4	1.1	0.92	
51	06099C	00885M	1	10.277	2.8%	13.1	13.1	0.08	0.0	0.0	0.0	-0.1	230.0	41.5	233.7	0.98	
52	00001T	02949A	1	10.244	2.4%	58.1	58.1	0.29	2.7	1.9	0.0	-0.2	10.5	1.9	10.7	0.98	
53	00001T	10371A	1	10.271	2.7%	23.6	23.6	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.7	71.3	12.9	72.5	0.98	
54	01655T	10132A	1	10.302	3.0%	1.1	1.1	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	19.7	3.5	20.0	0.98	
55	00014T	04683A	1	10.352	3.5%	4.9	4.9	0.06	0.0	0.0	0.0	-0.2	0.8	0.3	0.9	0.92	
56	00014T	06250C	1	10.350	3.5%	28.9	28.9	0.37	0.1	0.0	0.0	-0.3	146.2	60.4	158.2	0.92	
57	07373C	11176T	1	10.358	3.6%	18.1	18.1	0.14	0.1	0.0	0.0	-0.9	0.0	0.0	0.0		
58	10405A	03823A	1	10.443	4.4%	7.8	7.8	0.05	0.1	0.0	0.0	-1.9	80.1	33.5	86.8	0.92	
59	02949A	10691T	1	10.241	2.4%	57.5	57.5	0.29	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		

Flujo de Potencia Red MT: IN21X - 3/3

Tensión en barra : 23.3 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
60	10371A	10073A	1	10.270	2.7%	13.8	13.8	0.04	0.0	0.0	0.0	-2.1	71.3	12.9	72.4	0.98	
61	10371A	10892T	1	10.271	2.7%	5.7	5.7	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
62	04683A	10404A	1	10.349	3.5%	4.8	4.8	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.1	79.9	33.0	86.5	0.92	
63	06250C	06220C	1	10.330	3.3%	20.1	20.2	0.25	0.7	0.1	0.0	-2.6	112.7	46.6	122.0	0.92	
64	11176T	07003M	1	10.357	3.6%	4.2	4.2	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.5	70.2	29.0	75.9	0.92	
65	11176T	00827M	1	10.357	3.6%	13.9	13.9	0.10	0.0	0.0	0.0	-0.2	230.2	95.2	249.1	0.92	
66	03823A	00023T	1	10.442	4.4%	3.0	3.0	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
67	10691T	00198M	1	10.241	2.4%	44.5	44.5	0.22	0.0	0.0	0.0	0.0	789.0	0.0	789.0	1.00	
68	10691T	10986T	1	10.240	2.4%	13.2	13.2	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
69	10073A	02622A	1	10.269	2.7%	9.7	9.7	0.03	0.0	0.0	0.0	-2.0	170.7	30.8	173.4	0.98	
70	10892T	05246C	1	10.271	2.7%	1.4	1.4	0.01	0.0	0.0	0.0	-1.1	24.6	4.4	25.0	0.98	
71	10892T	10623T	1	10.271	2.7%	4.3	4.3	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
72	06220C	06219C	1	10.316	3.2%	13.3	13.4	0.17	0.3	0.0	0.0	-2.7	155.1	64.1	167.8	0.92	
73	00023T	03926A	1	10.441	4.4%	3.0	3.0	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	50.3	21.0	54.5	0.92	
74	10986T	03725A	1	10.239	2.4%	2.6	2.6	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	45.3	8.2	46.0	0.98	
75	10986T	00038M	1	10.240	2.4%	10.6	10.6	0.08	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	33.4	188.0	0.98	
76	10623T	03839A	1	10.270	2.7%	4.2	4.2	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	72.8	13.1	73.9	0.98	
77	10623T	00841M	1	10.271	2.7%	0.2	0.2	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	2.8	0.5	2.8	0.98	
78	06219C	06433C	1	10.313	3.1%	4.0	4.1	0.05	0.0	0.0	0.0	-2.4	67.0	27.7	72.5	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: IN01X - 1/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	IN01X	E00001	1	10.183	1.8%	324.4	324.5	0.67	6.3	10.0	0.0	-2.6	0.0	0.0	0.0		
2	E00001	01894S	1	10.112	1.1%	324.5	324.5	0.80	25.1	41.6	0.0	-1.6	104.5	43.7	113.3	0.92	
3	01894S	00026T	1	10.053	0.5%	289.8	289.9	0.72	18.6	31.0	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
4	01894S	00024T	1	10.086	0.9%	28.3	28.3	0.36	1.2	0.3	0.0	-0.6	0.0	0.0	0.0		
5	01894S	10151T	1	10.112	1.1%	0.1	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-1.3	0.0	0.0	0.0		
6	00026T	03824A	1	10.051	0.5%	6.0	6.0	0.06	0.0	0.0	0.0	0.0	97.1	40.6	105.2	0.92	
7	00026T	01893S	1	9.998	0.0%	283.8	283.8	0.70	16.9	28.1	0.0	-0.6	150.0	62.7	162.6	0.92	
8	00024T	03949A	1	10.081	0.8%	9.0	9.0	0.09	0.1	0.0	0.0	-0.1	144.7	60.5	156.8	0.92	
9	00024T	01188S	1	10.085	0.9%	4.9	4.9	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.6	78.6	32.9	85.2	0.92	
10	00024T	00025T	1	10.071	0.7%	14.4	14.4	0.15	0.4	0.1	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
11	01893S	03825A	1	9.985	-0.2%	19.1	19.1	0.24	0.5	0.1	0.0	-1.2	3.5	1.5	3.8	0.92	
12	01893S	00027T	1	9.991	-0.1%	33.3	33.3	0.42	0.4	0.0	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0		
13	01893S	01917S	1	9.810	-1.9%	222.0	222.1	1.16	52.7	59.6	0.0	-2.1	140.3	61.4	153.1	0.92	
14	00025T	02166A	1	10.070	0.7%	1.3	1.3	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	20.9	8.7	22.7	0.92	
15	00025T	04227A	1	10.070	0.7%	13.1	13.1	0.14	0.0	0.0	0.0	0.0	211.2	88.3	228.9	0.92	
16	03825A	03826A	1	9.975	-0.3%	18.9	18.9	0.20	0.3	0.1	0.0	-0.1	117.1	49.0	127.0	0.92	
17	00027T	03946A	1	9.985	-0.1%	6.8	6.8	0.07	0.1	0.0	0.0	-0.1	108.2	45.2	117.3	0.92	
18	00027T	00028T	1	9.972	-0.3%	26.6	26.6	0.28	0.9	0.3	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
19	01917S	03241A	1	9.778	-2.2%	50.9	50.9	0.64	2.6	1.2	0.0	-0.6	261.5	114.6	285.5	0.92	
20	01917S	10613A	1	9.781	-2.2%	126.7	126.7	0.63	5.6	3.3	0.0	-0.6	38.9	17.0	42.5	0.92	
21	01917S	00398T	1	9.795	-2.0%	35.5	35.5	0.26	0.9	0.4	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
22	04227A	00831M	1	10.070	0.7%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
23	03826A	03827A	1	9.963	-0.4%	11.6	11.6	0.12	0.2	0.1	0.0	-0.1	100.8	42.1	109.3	0.92	
24	00028T	03945A	1	9.971	-0.3%	10.0	10.0	0.10	0.0	0.0	0.0	0.0	158.9	66.4	172.2	0.92	
25	00028T	10687T	1	9.968	-0.3%	16.6	16.6	0.17	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
26	03241A	10629A	1	9.749	-2.5%	34.1	34.1	0.36	1.7	0.5	0.0	-0.1	44.0	19.3	48.1	0.92	
27	10613A	03243A	1	9.750	-2.5%	124.2	124.2	0.62	5.5	3.9	0.0	-0.1	194.1	85.0	211.9	0.92	
28	00398T	03943A	1	9.795	-2.0%	2.6	2.6	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	40.1	17.6	43.8	0.92	
29	00398T	00399T	1	9.772	-2.3%	32.9	32.9	0.25	1.2	0.5	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
30	03827A	00875M	1	9.963	-0.4%	5.2	5.2	0.05	0.0	0.0	0.0	0.0	83.4	34.9	90.4	0.92	
31	10687T	00851M	1	9.968	-0.3%	3.4	3.4	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	54.0	22.6	58.5	0.92	
32	10687T	00029T	1	9.958	-0.4%	13.2	13.2	0.14	0.2	0.1	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		

Flujo de Potencia Red MT: IN01X - 2/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
33	10629A	03242A	1	9.735	-2.7%	21.9	21.9	0.28	0.5	0.1	0.0	-0.4	206.1	90.3	225.0	0.92	
34	10629A	03828A	1	9.745	-2.6%	9.4	9.4	0.10	0.1	0.0	0.0	0.0	144.6	63.3	157.9	0.92	
35	03243A	01106T	1	9.739	-2.6%	111.7	111.7	0.56	1.8	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
36	00399T	03239A	1	9.770	-2.3%	12.8	12.8	0.10	0.0	0.0	0.0	0.0	198.0	86.7	216.2	0.92	
37	00399T	03240A	1	9.770	-2.3%	13.2	13.2	0.10	0.0	0.0	0.0	0.0	204.9	89.7	223.7	0.92	
38	00399T	00400T	1	9.768	-2.3%	6.9	6.9	0.05	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
39	00029T	03947A	1	9.956	-0.4%	4.2	4.2	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	66.4	27.8	72.0	0.92	
40	00029T	03948A	1	9.949	-0.5%	9.0	9.0	0.09	0.1	0.0	0.0	-0.1	143.4	60.0	155.5	0.92	
41	03242A	10814A	1	9.732	-2.7%	8.5	8.5	0.06	0.0	0.0	0.0	-0.8	131.8	57.8	143.9	0.92	
42	01106T	03244A	1	9.724	-2.8%	97.3	97.3	0.48	2.2	1.5	0.0	0.0	100.0	43.8	109.2	0.92	
43	01106T	00172M	1	9.739	-2.6%	14.4	14.4	0.07	0.0	0.0	0.0	0.0	222.0	97.3	242.4	0.92	
44	01106T	10003L	1	9.739	-2.6%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
45	00400T	03871A	1	9.768	-2.3%	2.4	2.4	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	36.6	16.0	40.0	0.92	
46	00400T	03872A	1	9.766	-2.3%	4.6	4.6	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.4	0.2	0.4	0.92	
47	03244A	03245A	1	9.676	-3.2%	77.9	77.9	0.99	6.2	1.8	0.0	-1.0	187.2	82.0	204.4	0.92	
48	03244A	10617A	1	9.723	-2.8%	2.4	2.4	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	37.3	16.3	40.7	0.92	
49	03244A	09071C	1	9.719	-2.8%	10.5	10.5	0.07	0.1	0.0	0.0	-1.5	82.4	36.1	89.9	0.92	
50	03872A	01493T	1	9.764	-2.4%	4.5	4.6	0.06	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
51	03245A	00401T	1	9.663	-3.4%	65.7	65.7	0.33	1.3	0.9	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
52	09071C	10027T	1	9.718	-2.8%	5.2	5.2	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
53	01493T	03873A	1	9.764	-2.4%	1.1	1.1	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.4	17.5	7.7	19.1	0.92	
54	01493T	10070A	1	9.764	-2.4%	3.4	3.5	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.2	53.5	23.4	58.4	0.92	
55	00401T	03247A	1	9.652	-3.5%	49.0	49.0	0.24	0.8	0.6	0.0	-0.1	181.4	79.5	198.1	0.92	
56	00401T	00402T	1	9.653	-3.5%	16.7	16.7	0.21	0.3	0.1	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
57	10027T	10458A	1	9.718	-2.8%	1.2	1.2	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	18.6	8.2	20.3	0.92	
58	10027T	09070C	1	9.716	-2.8%	4.0	4.0	0.03	0.0	0.0	0.0	-1.9	62.4	27.3	68.1	0.92	
59	03247A	03249A	1	9.641	-3.6%	37.1	37.1	0.18	0.6	0.4	0.0	-0.1	152.8	66.9	166.8	0.92	
60	00402T	03246A	1	9.651	-3.5%	12.6	12.6	0.16	0.1	0.0	0.0	-0.4	192.4	84.3	210.0	0.92	
61	00402T	04746A	1	9.653	-3.5%	4.2	4.2	0.05	0.0	0.0	0.0	-0.1	64.3	28.2	70.2	0.92	
62	03249A	08924C	1	9.616	-3.8%	27.2	27.2	0.34	1.2	0.1	0.0	-2.1	200.9	88.0	219.3	0.92	
63	08924C	10287T	1	9.612	-3.9%	14.0	14.0	0.09	0.1	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
64	10287T	03840A	1	9.606	-3.9%	11.9	11.9	0.09	0.1	0.0	0.0	-0.1	180.7	79.2	197.3	0.92	
65	10287T	10573A	1	9.612	-3.9%	2.2	2.2	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	33.4	14.7	36.5	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: IN02X - 1/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	IN02X	01168S	1	10.002	0.0%	325.3	325.6	0.80	69.3	113.2	0.0	-12.2	231.2	113.7	257.6	0.90	
2	01168S	01169S	1	9.903	-1.0%	274.1	274.3	0.82	37.0	31.8	0.0	-7.7	163.3	80.5	182.1	0.90	
3	01168S	03974A	1	9.973	-0.3%	36.7	36.7	0.46	2.0	0.2	0.0	-2.0	231.5	114.0	258.1	0.90	
4	01169S	01260S	1	9.868	-1.3%	130.4	130.5	0.91	7.6	2.5	0.0	-3.8	261.4	128.7	291.4	0.90	
5	01169S	06364C	1	9.855	-1.4%	56.7	56.7	0.72	4.9	0.5	0.0	-2.0	191.5	94.3	213.4	0.90	
6	01169S	64023X	1	9.902	-1.0%	26.5	26.5	0.20	0.0	0.0	0.0	-0.1	407.1	200.4	453.8	0.90	
7	01169S	06866C	1	9.854	-1.5%	50.2	50.2	0.63	4.5	0.4	0.0	-2.4	141.5	69.7	157.7	0.90	
8	03974A	04926A	1	9.970	-0.3%	6.7	6.7	0.06	0.0	0.0	0.0	-0.1	15.4	7.6	17.1	0.90	
9	03974A	08265C	1	9.951	-0.5%	15.0	15.1	0.19	0.6	0.1	0.0	-3.5	104.9	51.6	116.9	0.90	
10	01260S	01259S	1	9.822	-1.8%	113.4	113.5	0.40	6.6	7.2	0.0	-2.6	256.6	126.4	286.0	0.90	
11	06364C	01778T	1	9.853	-1.5%	44.2	44.2	0.47	0.2	0.1	0.0	-0.2	0.0	0.0	0.0		
12	06866C	03086A	1	9.825	-1.8%	41.0	41.0	0.32	2.0	0.7	0.0	-0.5	97.0	47.7	108.1	0.90	
13	04926A	00890M	1	9.970	-0.3%	5.7	5.7	0.05	0.0	0.0	0.0	0.0	88.8	43.7	98.9	0.90	
14	08265C	02038T	1	9.951	-0.5%	8.3	8.4	0.06	0.0	0.0	0.0	-0.6	0.0	0.0	0.0		
15	01259S	01863S	1	9.795	-2.1%	96.7	96.8	0.50	3.6	3.0	0.0	-3.7	375.8	185.0	418.9	0.90	
16	01778T	08453C	1	9.798	-2.0%	43.7	43.7	0.55	4.2	0.9	0.0	-1.2	134.8	66.3	150.2	0.90	
17	01778T	10242A	1	9.853	-1.5%	0.6	0.6	0.00	0.0	0.0	0.0	-0.1	8.8	4.3	9.8	0.90	
18	03086A	10106T	1	9.809	-1.9%	34.6	34.7	0.44	1.0	0.1	0.0	-1.1	0.0	0.0	0.0		
19	02038T	03256A	1	9.945	-0.5%	6.4	6.4	0.08	0.1	0.0	0.0	-2.1	85.6	42.0	95.3	0.90	
20	02038T	11096T	1	9.951	-0.5%	2.0	2.0	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
21	01863S	07945C	1	9.786	-2.1%	18.3	18.3	0.23	0.3	0.0	0.0	-1.1	74.5	36.7	83.1	0.90	
22	01863S	64220X	1	9.794	-2.1%	10.7	10.7	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.1	162.2	79.9	180.8	0.90	
23	01863S	01897S	1	9.780	-2.2%	43.1	43.2	0.30	0.9	0.8	0.0	-2.5	178.2	87.7	198.6	0.90	
24	08453C	10188T	1	9.796	-2.0%	34.8	34.8	0.44	0.1	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
25	10106T	03975A	1	9.785	-2.1%	33.0	33.0	0.42	1.4	0.1	0.0	-1.7	128.4	63.1	143.0	0.90	

Flujo de Potencia Red MT: IN02X - 2/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
26	10106T	10524A	1	9.809	-1.9%	1.7	1.7	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	25.9	12.8	28.9	0.90	
27	03256A	10440A	1	9.945	-0.6%	0.9	0.9	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	13.6	6.7	15.2	0.90	
28	11096T	10403A	1	9.949	-0.5%	2.0	2.0	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	31.0	15.3	34.6	0.90	
29	07945C	07946C	1	9.772	-2.3%	13.4	13.5	0.17	0.4	0.0	0.0	-2.6	183.7	90.4	204.7	0.90	
30	01897S	00389T	1	9.774	-2.3%	31.5	31.5	0.22	0.3	0.2	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
31	10188T	00801M	1	9.796	-2.0%	24.8	24.8	0.17	0.0	0.0	0.0	-0.1	378.0	186.0	421.3	0.90	
32	10188T	10226A	1	9.792	-2.1%	10.0	10.0	0.13	0.1	0.0	0.0	-1.1	152.7	75.2	170.2	0.90	
33	03975A	03973A	1	9.752	-2.5%	21.0	21.1	0.27	1.3	0.1	0.0	-3.7	319.3	157.3	356.0	0.90	
34	03975A	10728A	1	9.785	-2.2%	3.6	3.6	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.4	54.8	27.0	61.1	0.90	
35	07946C	04244A	1	9.771	-2.3%	1.4	1.4	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.3	21.3	10.5	23.8	0.90	
36	00389T	00390T	1	9.772	-2.3%	15.9	15.9	0.11	0.0	0.0	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
37	00389T	10447T	1	9.770	-2.3%	15.6	15.6	0.11	0.1	0.1	0.0	-2.2	0.0	0.0	0.0		
38	10226A	75001U	1	9.792	-2.1%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.1	1.00	
39	00390T	06665C	1	9.770	-2.3%	11.2	11.3	0.09	0.1	0.0	0.0	-1.4	174.9	76.6	190.9	0.92	
40	00390T	00391T	1	9.771	-2.3%	4.7	4.8	0.03	0.0	0.0	0.0	-3.2	0.0	0.0	0.0		
41	10447T	02258A	1	9.770	-2.3%	15.6	15.6	0.11	0.0	0.0	0.0	-0.1	15.6	6.8	17.1	0.92	
42	00391T	02662A	1	9.771	-2.3%	4.8	4.8	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.2	74.0	32.4	80.8	0.92	
43	02258A	10116A	1	9.769	-2.3%	1.9	1.9	0.01	0.0	0.0	0.0	-0.1	29.4	12.9	32.1	0.92	
44	02258A	01737T	1	9.755	-2.5%	12.7	12.8	0.16	0.3	0.1	0.0	-2.2	0.0	0.0	0.0		
45	01737T	10137A	1	9.755	-2.5%	1.5	1.5	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	23.2	10.2	25.3	0.92	
46	01737T	10138A	1	9.745	-2.5%	11.3	11.3	0.08	0.2	0.1	0.0	-0.1	61.0	26.7	66.6	0.92	
47	10138A	10510T	1	9.745	-2.6%	7.4	7.4	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
48	10510T	00790M	1	9.744	-2.6%	3.2	3.2	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	48.8	21.4	53.2	0.92	
49	10510T	00843M	1	9.745	-2.6%	4.2	4.2	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	64.9	28.4	70.8	0.92	

Flujo de Potencia Red MT: IN03X - 1/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
1	IN03X	01537S	1	10.097	1.0%	259.4	259.4	0.64	30.0	49.5	0.0	-4.0	15.4	6.2	16.6	0.93	
2	01537S	01026S	1	10.045	0.4%	165.3	165.4	0.58	10.8	13.3	0.0	-2.6	201.8	81.0	217.5	0.93	
3	01537S	10147T	1	10.095	0.9%	32.2	32.2	0.25	0.1	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
4	01537S	10980T	1	10.088	0.9%	60.9	60.9	0.45	0.9	0.3	0.0	-0.3	0.0	0.0	0.0		
5	01026S	01638S	1	10.032	0.3%	82.6	82.7	0.29	1.4	1.5	0.0	-1.1	0.0	0.0	0.0		
6	01026S	04032T	1	10.044	0.4%	10.4	10.5	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.8	0.0	0.0	0.0		
7	01026S	64013X	1	10.043	0.4%	59.8	59.8	0.46	0.1	0.0	0.0	-0.1	965.4	387.5	1 040.3	0.93	
8	10147T	04446A	1	10.095	0.9%	0.4	0.4	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	5.9	2.4	6.3	0.93	
9	10147T	10148T	1	10.085	0.9%	31.9	31.9	0.28	0.5	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
10	10980T	10619T	1	10.087	0.9%	34.3	34.3	0.17	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
11	10980T	02324A	1	10.087	0.9%	26.7	26.7	0.13	0.0	0.0	0.0	0.0	129.7	52.1	139.8	0.93	
12	01638S	00767S	1	10.028	0.3%	37.3	37.4	0.11	0.2	0.2	0.0	-2.3	48.8	19.6	52.6	0.93	
13	01638S	64015X	1	10.031	0.3%	45.4	45.4	0.35	0.1	0.0	0.0	-0.1	731.4	293.6	788.2	0.93	
14	04032T	00777M	1	10.044	0.4%	9.3	9.3	0.12	0.0	0.0	0.0	-0.1	150.8	60.5	162.5	0.93	
15	04032T	06051C	1	10.044	0.4%	1.1	1.1	0.01	0.0	0.0	0.0	-1.2	18.5	7.4	20.0	0.93	
16	10148T	10163A	1	10.081	0.8%	28.2	28.2	0.25	0.2	0.1	0.0	0.0	1.4	0.6	1.5	0.93	
17	10148T	11214T	1	10.084	0.8%	3.7	3.7	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
18	10619T	03023A	1	10.083	0.8%	30.6	30.6	0.15	0.2	0.1	0.0	0.0	21.6	8.7	23.3	0.93	
19	10619T	00823M	1	10.087	0.9%	3.7	3.7	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	59.3	23.8	63.9	0.93	
20	02324A	10633T	1	10.086	0.9%	18.7	18.7	0.09	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
21	00767S	07572C	1	10.025	0.3%	15.5	15.5	0.12	0.1	0.0	0.0	-1.2	8.3	3.3	9.0	0.93	
22	00767S	64247X	1	10.025	0.2%	18.8	18.9	0.13	0.1	0.0	0.0	-0.6	303.9	122.0	327.5	0.93	
23	10163A	10164A	1	10.074	0.7%	19.6	19.6	0.17	0.2	0.1	0.0	0.0	18.3	7.3	19.7	0.93	
24	10163A	00878M	1	10.081	0.8%	8.6	8.6	0.08	0.0	0.0	0.0	0.0	139.0	55.8	149.7	0.93	
25	11214T	10162A	1	10.084	0.8%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
26	11214T	07010M	1	10.084	0.8%	3.7	3.7	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	59.3	23.8	63.9	0.93	

Flujo de Potencia Red MT: IN03X - 2/2

Tensión en barra : 10.2 kV

ENLACE				TENSION		CORRIENTE			PERDIDA LONGITUDINAL		PERDIDA TRANSVERSAL		CARGA				CAPA-CITOR
#	DE:	A:	nCir	(kV)	±%Vn	--> (A)	--> (A)	F.U.	(kW)	(kVAR)	(kW)	(kVAR)	kW	kVAR	kVA	fdp	kVAR
27	03023A	00021T	1	10.082	0.8%	29.3	29.3	0.15	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
28	10633T	00219M	1	10.086	0.9%	13.4	13.4	0.12	0.0	0.0	0.0	0.0	216.6	86.9	233.4	0.93	
29	10633T	10741T	1	10.086	0.9%	5.3	5.3	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
30	07572C	10187T	1	10.023	0.2%	15.0	15.0	0.12	0.1	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0		
31	10164A	10290T	1	10.065	0.7%	18.4	18.4	0.09	0.2	0.2	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
32	00021T	00022T	1	10.082	0.8%	4.3	4.3	0.02	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0		
33	00021T	10249A	1	10.079	0.8%	24.9	24.9	0.12	0.1	0.1	0.0	0.0	94.2	37.8	101.5	0.93	
34	10741T	10490A	1	10.085	0.9%	5.3	5.3	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.6	86.4	34.7	93.1	0.93	
35	10187T	00800M	1	10.023	0.2%	5.8	5.8	0.04	0.0	0.0	0.0	-0.1	94.1	37.8	101.4	0.93	
36	10187T	10770A	1	10.021	0.2%	9.2	9.2	0.07	0.0	0.0	0.0	-0.8	64.2	25.8	69.1	0.93	
37	10290T	02005T	1	10.064	0.6%	18.4	18.4	0.06	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
38	00022T	02331A	1	10.081	0.8%	4.3	4.3	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	70.4	28.3	75.9	0.93	
39	10249A	10620T	1	10.079	0.8%	19.1	19.1	0.10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
40	10770A	00877M	1	10.021	0.2%	5.2	5.2	0.05	0.0	0.0	0.0	0.0	83.9	33.7	90.4	0.93	
41	02005T	00034T	1	10.063	0.6%	9.7	9.7	0.03	0.0	0.0	0.0	-1.2	0.0	0.0	0.0		
42	02005T	04340A	1	10.064	0.6%	8.8	8.8	0.08	0.0	0.0	0.0	0.0	141.7	56.9	152.7	0.93	
43	10620T	00825M	1	10.079	0.8%	12.8	12.8	0.11	0.0	0.0	0.0	0.0	207.2	83.2	223.2	0.93	
44	10620T	10632T	1	10.078	0.8%	6.3	6.3	0.03	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
45	00034T	10579A	1	10.063	0.6%	0.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.2	0.93	
46	00034T	10703T	1	10.061	0.6%	9.7	9.7	0.03	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0	0.0	0.0		
47	10632T	00212M	1	10.078	0.8%	6.3	6.3	0.06	0.0	0.0	0.0	0.0	102.4	41.1	110.4	0.93	
48	10703T	04339A	1	10.061	0.6%	8.0	8.0	0.04	0.0	0.0	0.0	0.0	107.9	43.3	116.3	0.93	
49	10703T	00858M	1	10.061	0.6%	1.7	1.7	0.02	0.0	0.0	0.0	0.0	28.1	11.3	30.3	0.93	
50	04339A	01964T	1	10.061	0.6%	1.3	1.3	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
51	01964T	03285A	1	10.061	0.6%	1.2	1.2	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	20.2	8.1	21.7	0.93	
52	01964T	10408A	1	10.061	0.6%	0.1	0.1	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	0.4	1.0	0.93	

BIBLIOGRAFIA

Textos

- [1] H. Lee Willis, Power Distribution Planning Reference Book. Second Edition, New York, U.S.A.: Marcel Dekker Inc., 2004. 1254 p.
ISBN: 0824755383

Guías

- [2] G.M. Dolinsky y T.Tm. Piascik, Criterios de Planeamiento para el desarrollo de Sistemas Eléctricos, Nueva Jersey: PSEG, 1996. 24 p.

Estudios

- [3] Revisión de la metodología aplicada en el planeamiento de nuevos Centros de Transformación 60/10 kV
Montreal Engineering Company, Limited – 1980
- [4] Dimensionamiento Optimizado de Centros de Transformación 60/10 kV
Electrolima – 1983
- [5] Proyección de la demanda de potencia y energía de Luz del Sur - Período 1996-2015
Luz del Sur

Leyes del Sector Eléctrico

- [6] Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas. Diario Oficial El Peruano, Lima, Perú, 19 de Noviembre de 1992.
- [7] Decreto Supremo N° 020-97-EM: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos. Diario Oficial El Peruano, Lima, Perú, 9 de Octubre de 1997.