

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería Eléctrica



"ANALISIS TECNICO - ECONOMICO DEL
SISTEMA DE TRANSMISION NOR - ORIENTAL"

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: **POTENCIA**

Presentada por:

JAIME SANCHEZ ALDAZ

Guayaquil - Ecuador

1.987

AGRADECIMIENTO

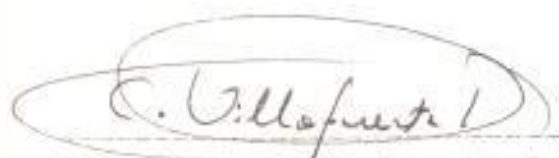
Al ING. JUAN SAAVEDRA
Director de Tesis, por su
ayuda y colaboración para
la realización de este
trabajo.

DEDICATORIA

A MI PADRES

A MIS HERMANOS

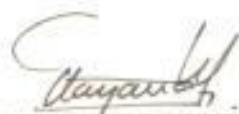
A MI ENAMORADA



Ing. Carlos Villafuerte P.
SUBDECANO DE LA FACULTAD
DE INGENIERIA ELECTRICA



Ing. Juan Saavedra M.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. José Layana Ch.
MIEMBRO PRINCIPAL



Ing. Jorge Flores M.
MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

"LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, ME CORRESPONDEN EXCLUSIVAMENTE; Y, EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA, A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES DE LA ESPOL).



JAI ME SANCHEZ ALDAZ

RESUMEN

En el capítulo I se hace inicialmente un estudio socio-económico de la zona, este estudio involucra analizar a la población en lo referente al nivel de vida, dedicación, industrias existentes en la zona, etc., y esto nos permite determinar si la línea de transmisión va a contribuir al desarrollo socio-económico del área de estudio.

En el capítulo II se realiza un análisis de la operación de las instalaciones industriales existentes, estas instalaciones son las siguientes: estaciones de bombeo de petróleo, estaciones de bombeo de gas, estación de bombeo de agua, instalaciones CEPE/TEXACO.

Las instalaciones industriales constituyen la carga más importante del área de estudio y es importante analizar su operación debido a la gran cantidad de combustible que consumen sus unidades de bombeo, como son petróleo crudo y diesel.

En el capítulo III se efectúa un estudio del mercado eléctrico y constituye en efectuar una evaluación de los requerimientos de energía eléctrica del área de estudio a largo plazo, esta evaluación debe tener como base un análisis previo de la situación presente y pasada, por lo que es necesario una información de tipo estadística que permita realizar este análisis.

En el capítulo IV se plantean una serie de alternativas para satisfacer la demanda hasta el año 2000 (evaluación técnica), con esta finalidad se conformaron diferentes esquemas alternativos, con diferente tamaño de conductor, cada uno de los cuales tiene como fuente de potencia al Sistema Nacional Interconectado (Subestación Santa Rosa ubicada en Quito).

Las alternativas que se consideraron fueron a nivel de 230 KV y 138 KV y la selección desde el punto de vista técnico se la efectuó tomando en consideración la regulación de voltaje, considerando aceptable una regulación superior al 7% y eliminando aquellas alternativas que tengan una regulación superior al 7%.

En el capítulo V se efectúa el análisis de los costos de cada una de las alternativas seleccionadas, estos costos son debido a líneas de transmisión; líneas de subtransmisión; subestaciones y bancos de capacitores.

En el capítulo VI se realiza la evaluación económica de cada una de las alternativas seleccionadas, la evaluación económica consiste en analizar los beneficios y costos de inversión, una vez que se han evaluado los mismos se procedió a efectuar una comparación técnica y económica, para luego seleccionar la mejor alternativa que cumpla desde el punto de vista técnico-económico.

En el capítulo VII se hace un análisis de la confiabilidad de la operación del oleoducto transecuatoriano-línea de transmisión y los criterios de confiabilidad utilizados son simple contingencia y doble contingencia.

La simple contingencia en la operación del oleoducto fue analizada en el capítulo VI y debido a que la doble contingencia es un sistema muy costoso, llegamos a la conclusión final de que el sistema que hemos escogido en el capítulo VI es el más económico.

Para finalizar este trabajo se presentan las conclusiones y recomendaciones respectivas.

INDICE GENERAL

	PAG.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	X
INDICE DE FIGURAS	XX
INDICE DE TABLAS	XXVI
INDICE DE ABREVIATURAS	XXXVI
INTRODUCCION	38

CAPITULO I

ESTUDIOS SOCIO-ECONOMICOS DE LA ZONA

1.1 INFORMACION SOCIO ECONOMICA	41
1.2 INSTALACIONES DE INECEL EXISTENTES EN LA ZONA	44
1.3 INFORMACION ESTADISTICA	45
1.3.1 Generalidades	45
1.3.2 Población	46
1.3.3 Consumos y Abonados	47

CAPITULO II

OPERACION DE LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES EXISTENTES

2.1	GENERALIDADES	50
2.2	ESTACIONES DE BOMBEO DE PETROLEO DEL OLEO- DUCTO	51
2.2.1	Producción Diaria	51
2.2.2	Area de Operación y ruta del Oleo- ducto	53
2.2.3	Sistema principal del Oleoducto	55
2.2.4	Oleoducto Transecuatoriano, Perfil Planta	63
2.2.5	Sistema lateral del Oleoducto	64
2.2.6	Terminal de Balao	66
2.3	ESTACIONES DE BOMBEO DEL GASODUCTO	67
2.3.1	Generalidades	67
2.3.2	Estación de bombeo Shushufundi	69
2.3.3	Estación de Bombeo Quijos	72
2.3.4	Estación de Bombeo Osayacu	75
2.3.5	Estación de bombeo Chalpi	75
2.4	ESTACION DE BOMBEO DE AGUA	75

2.5	INSTALACIONES CEPE/TEXACO	76
2.5.1	Area de contrato CEPE/TEXACO	76
2.5.2	Refinación en el Oriente Ecuatoriano y nuevas instalaciones	77

CAPITULO III

ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

3.1	OBJETIVO	88
3.2	AREA DE ESTUDIO	89
3.3	METODOLOGIA SEGUIDA EN LA PROYECCION	92
3.3.1	Población	92
3.3.2	Población Servida	95
3.3.3	Relación Habitante por Abonado Re- sidencial	97
3.3.4	Abonados Residenciales	97
3.3.5	Abonados Comerciales	100
3.3.6	Consumo Residencial	100
3.3.7	Consumo Comercial	103
3.3.8	Consumo Otros	105
3.3.9	Consumo Industrial	107

3.4	CARGAS ESPECIALES	
3.4.1	Cálculo de la demanda de las estaciones de bombeo del Oleoducto	109
3.4.2	Cálculo de la demanda de las estaciones de bombeo del Gasoducto	134
3.4.3	Cálculo de la demanda de la estación de bombeo de agua potable a instalarse en Papallacta	137
3.4.4	Cálculo de la demanda de las instalaciones CEPE/TEXACO	139
3.5	CONSUMO TOTAL DE ENERGIA	140
3.6	PERDIDAS POR ENERGIA	140
3.7	ENERGIA GENERADA	142
3.8	FACTOR DE CARGA	142
3.9	DEMANDA MAXIMA	143
3.10	RESULTADOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA ..	143
3.11	DEMANDA Y CENTROS DE CARGA	
3.11.1	Demanda activa	144
3.11.2	Demanda reactiva	144
3.12	CONCLUSIONES	145

CAPITULO IV

PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA SATISFACER LA DEMANDA
 (EVALUACION TECNICA)

4.1	OBJETIVO	165
4.2	CRITERIOS PARA LA CONFORMACION DE LOS ESQUE- MAS ALTERNATIVOS	166
4.2.1	Demanda	166
4.2.2	Fuente de Potencia	166
4.2.3	Líneas de transmisión y subtrans- misión	167
4.2.4	Subestaciones	172
4.2.5	Gráfico de los esquemas alternati- vos	181
4.3	PARAMETROS DEL SISTEMA	189
4.3.1	Líneas de transmisión y subtrans- misión	189
4.3.2	Transformadores	209
4.4	CONDICIONES PARA EL ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS	215
4.4.1	Fuente de potencia	215
4.4.2	Regulación de voltaje	216
4.4.3	Compensación de reactivo	218
4.4.4	Pérdidas	219

4.5	CORRIDA DE FLUJO DE CARGA PARA LOS AÑOS:	
	1987-2000	221
4.6	RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA	259
4.7	CONCLUSIONES	264

CAPITULO V

ANALISIS DE COSTOS

5.1	OBJETIVO	265
5.2	COSTO DE LINEAS	265
	5.2.1 Generalidades	265
	5.2.2 Costo total de líneas	267
5.3	COSTO DE SUBESTACIONES	280
	5.3.1 Generalidades	280
	5.3.2 Costo total de Subestaciones	280
5.4	COSTO DE BANCO DE CAPACITORES	285
	5.4.1 Generalidades	285
	5.4.2 Costo total de Banco de capacitores .	286
5.5	COSTO TOTAL DEL NUEVO SISTEMA	287

CAPITULO VI

EVALUACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS (ANALISIS DE BENEFICIOS/COSTOS)

6.1	GENERALIDADES	291
6.2	CRITERIOS ECONOMICOS ADOPTADOS	293
6.2.1	Periodo de estudio	293
6.2.2	Año de actualización	294
6.2.3	Nivel de Precios	294
6.2.4	Paridad Cambiaria	294
6.2.5	Periodo de construcción	294
6.2.6	Año que entra en servicio	294
6.2.7	Vida útil de los equipos	295
6.2.8	Tasa de actualización	295
6.2.9	Depreciación	295
6.2.10	Valor residual	296
6.2.11	Valor presente de las inversiones ...	297
6.3	COSTOS CON PROYECTO (COSTOS)	299
6.3.1	Costos de inversión debido a la construcción de la línea de transmisión (Nuevo Sistema)	300
6.3.2	Costos de Pérdidas	301

6.3.3	Costos de electricidad debido al suministro de energía por parte del Sistema Nacional Interconectado	302
6.3.4	Costos de operación y mantenimiento del nuevo sistema	303
6.3.5	Inversiones adicionales	304
6.3.5.1	Motores eléctricos y subestaciones de bombeo de petróleo	304
6.3.5.2	Motores eléctricos y subestaciones para las estaciones de bombeo de gas	305
6.3.5.3	Subestación para la instalación de CEPE ubicada en Shushufinfi (Nueva Refinería)	305
6.3.6	Costos de operación y mantenimiento debido a las inversiones adicionales	306
6.4	COSTOS SIN PROYECTO (BENEFICIOS)	306
6.4.1	Motores diesel adicionales para las estaciones de bombeo de petróleo, debido al incremento en la capacidad de transporte de petróleo	308
6.4.2	Generadores diesel adicionales para	

la población y para las instalaciones de CEPE (Nueva Refinería)	309
6.4.3 Línea de transmisión exclusiva Quito-Papallacta para satisfacer la demanda de la estación de bombeo de agua a instalarse en Papallacta	312
6.4.4 Costos de electricidad debido a que se tiene que satisfacer la demanda de la estación de bombeo de agua	313
6.4.5 Ahorro de combustible (Crudo y diesel)	313
6.4.6 Costos de operación y mantenimiento del sistema existente, así como también de las nuevas adquisiciones	321
6.5 RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA	323
6.6 COMPARACION TECNICA-ECONOMICA Y EVALUACION .	389
6.7 CONCLUSIONES	389

CAPITULO VII

ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD DE LA OPERACION DEL
OLEODUCTO TRANSECUTORIANO-LINEA DE TRANSMISION

7.1	GENERALIDADES	395
7.2	ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD DEL OLEODUCTO Y CRITERIOS DE CONFIABILIDAD ADOPTADOS	395
7.2.1	Simple contingencia	396
7.2.2	Doble contingencia	397
7.3	EVALUACION ECONOMICA CONSIDERANDO DOBLE CON- TINGENCIA	400
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	406
	BIBLIOGRAFIA	409

INTRODUCCION

En el desarrollo de esta tesis se han planteado los factores que intervienen y los criterios básicos que se consideran en el análisis técnico-económico del sistema de transmisión nor-oriental.

Con este propósito se abordan los principales aspectos inherentes a la tarea de planificación de un sistema tales como pronóstico de la demanda, planteamiento de alternativas para satisfacer la demanda, análisis económico del sistema y un breve análisis de la confiabilidad en la operación del oleoducto transecuatoriano-línea de transmisión.

Para el pronóstico de la demanda, tomamos en consideración los datos históricos y las metas de desarrollo eléctrico fijado por INECEL.

Sobre la base del pronóstico así establecido, se desarrolló la siguiente parte de este estudio que consiste en plantear las alternativas para satisfacer la demanda hasta el año 2000 y se conformaron diferentes esquemas alternativos, con diferente tamaño de conductor, cada

uno de los cuales tiene como fuente de potencia al Sistema Nacional Interconectado (Subestación Santa Rosa ubicada en Quito).

Las alternativas que se consideraron fueron a nivel de 230 KV, 138 KV y la selección desde el punto de vista técnico se la efectuó tomando en consideración la regulación de voltaje, considerando aceptable una regulación de 7% y eliminando las alternativas que tengan una regulación de voltaje superior al 7%.

Una vez que se ha seleccionado los diferentes esquemas alternativos se procedió a evaluar los costos de inversión de cada uno de ellos, estos costos tienen que ver con líneas de transmisión, líneas de subtransmisión, subestaciones, banco de capacitores, etc.

Posteriormente efectuamos la evaluación económica de cada una de las alternativas seleccionadas, la evaluación económica consiste en analizar los beneficios y costos del sistema.

Una vez que se ha evaluado los beneficios y costos del proyecto se procedió a efectuar una comparación técnica-

económica, para luego seleccionar la mejor alternativa que cumpla desde el punto de vista técnico y económico.

Como parte final de este estudio se efectuará un breve análisis de la confiabilidad en la operación del oleoducto transecuatoriano-línea de transmisión y nos permitirá concluir que el sistema que hemos escogido es el más económico.

CAPITULO I

ESTUDIOS SOCIO-ECONOMICOS DE LA ZONA

1.1 INFORMACION SOCIO-ECONOMICA

El área de influencia del sistema de transmisión nor-oriental está ubicada en la provincia del Napo, dentro de esta área se encuentran los cantones Quijos, Sucumbios, Lago Agrio, Orellana, Shushufindi, este último de reciente creación.

Cada uno de estos cantones tiene su cabecera cantonal como es: Quijos, cabecera Baeza; Sucumbios, cabecera la Bonita; Lago Agrio, cabecera Nueva Loja; Orellana, cabecera Puerto San Francisco y Shushufindi su cabecera está ubicada a orillas del río del mismo nombre, afluente del Aguarico, siendo esta región una de las más notables entre las productoras de petróleo en el Oriente.

El área de estudio en el año de 1982 tiene un total de 38681 habitantes de los cuales el 13,05% están en el área urbana y el 86,95% en el área rural.

La distribución de la población en años recientes y por influencia de las actividades petroleras se ha venido observando un proceso de concentración en algunos centros como Coca (Francisco de Orellana) y Nueva Loja (cantón Lago Agrio), razón por la cual el área de estudio ha experimentado un notable aumento a partir de 1974.

En cuanto a las viviendas existentes en el área de estudio la mayor parte de estas viviendas están construidas de madera las paredes y de paja el techo, estas viviendas soportan bastante bien la temperatura tropical como la gran cantidad de las lluvias en la mayor parte del año.

Hay que anotar que gran parte de estas viviendas carecen de servicios de agua, luz eléctrica, alcantarillado, siendo el estado sanitario de la población deficiente, esto se debe a los rigores del clima, a las malas condiciones higiénicas, a la mala nutrición, a la insuficiente estructura sanitaria y a la falta de vías de comunicación que conecten a los poblados, todo esto conlleva a la falta de control médico de la mayor parte de la

población.

En el área de estudio se utiliza activamente el transporte vial, fluvial y aéreo, el mayor tráfico aéreo se presenta entre Quito y Lago Agrio con más de 30000 pasajeros al año en ambos sentidos.

En lo que se refiere al transporte fluvial, dada la imposibilidad de contar con una infraestructura vial extensa, situación que se mantendrá todavía por muchos años, debido a las dificultades técnicas y alto costo de la construcción, la navegación fluvial será para muchas zonas apartadas el único medio de comunicación, todo el sistema fluvial permite únicamente la circulación de lanchas con motor fuera de borda.

En cuanto a la agricultura los cultivos que se destacan son el plátano, maíz duro, yuca, naranja, café y cacao se cultivan en pequeña escala al igual que el arroz, la lista de cultivos la completan el maíz suave, maní, fréjol, cítricos, otras frutas tropicales y la caña de azúcar para la elaboración de panela y aguardiente.

Lav. No. _____

La actividad ganadera está orientada a la producción de carne y la actividad pesquera se desarrolla en forma artesanal a nivel de pequeños grupos, comunidades, familias, los instrumentos que se utilizan en la pesca son muy variados: anzuelos y atarrallas.

1.2 INSTALACIONES DE INECEL EXISTENTES EN LA ZONA

En la actualidad las instalaciones existentes en el área de estudio son la mayor parte centrales térmicas y un pequeño número de centrales hidráulicas.

Las instalaciones existentes no satisfacen la demanda total del área de estudio, siendo el servicio eléctrico restringido durante las horas en que se produce la máxima demanda.

Hay que anotar que los grupos de generación con que se satisface la demanda se encuentran deteriorados y sufren fallas frecuentes, por otro lado son equipos de modelos discontinuados y no existe un stock suficiente de repuesto necesarios en el mercado nacional lo cual obliga a ponerlos fuera de servi-

cio por lapsos prolongados con las siguientes interrupciones en el servicio y las molestias que esto representa para el usuario.

En la tabla 1.1 se presentan en detalle las plantas de generación existentes en el área de estudio y en ella se incluyen las centrales bajo construcción y bajo planificación.

1.3 INFORMACION ESTADISTICA

1.3.1 Generalidades

Dado que el estudio del mercado constituye una evaluación de los requerimientos de energía del Área de estudio a largo plazo, esta evaluación debe tener como base un análisis previo de la situación eléctrica presente y pasada, por lo que es de vital importancia la recopilación de datos estadísticos que permitan realizar este análisis.

Es preferible que la información cubra un

periodo relativamente largo, para que las líneas de regresión o de tendencia sean utilizadas en el análisis, siendo el principal problema la pequeña cantidad de datos estadísticos referentes al área de estudio.

1.3.2 Población

Para determinar la población de cada una de las zonas en las que se ha dividido el área de estudio, se han escogido aquellas parroquias que estén lo más cerca posible de la ruta de la línea de transmisión, razón por la cual existen parroquias correspondientes a los diversos cantones que no han sido tomadas en cuenta por estar muy apartadas del área de estudio.

Según los datos del IV Censo de Población y Vivienda obtenidos del INEC (Instituto de Estadísticas y Censos), para el año de 1982 el número de habitantes en cada zona con las parroquias seleccionadas para dar electrificación rural se presentan a continuación en

la tabla 1.2.

1.3.3 Consumos y Abonados

Debido a la escasa información de datos estadísticos referentes a los Consumos y Abonados Residenciales, Consumos y Abonados Comerciales, Consumos y Abonados Industriales, Consumos y Abonados Otros, y tomando en consideración que el área de estudio tiene características socio-económicas similares al cantón Quijos, por tanto se va hacer uso del estudio efectuado por INECEL (Cantón Quijos).

Por tal motivo para efectuar la proyección de la demanda vamos a tomar los mismos criterios, así como también los mismos índices que se utilizan en este estudio y estos se los indicará en el correspondiente capítulo de estudio del mercado eléctrico.

Area de Estudio	Canton	Nombre de Central Generacion	Capacidad Instalada Unid. Kw	Tipo	Año de Ins talar.	Observaciones
PAPALLACTA	QUIJOS	Cuyuja	1x25	Diesel	1984	
			1x30	Hidraulica	1984	
BAEZA	QUIJOS		1x50	Diesel	1984	
		Baeza	1x50	Hidraulica	1983	
			* 1x100	Diesel	1986	
		Borja	1x50	Diesel	1980	
			* 2x100	Hidraulica	1985	Bajo Construcción
		Chaco	2x100	Diesel	1981	
			* 1x250	Diesel	1986	
		Cosanga	1x40	Diesel	1984	
	* 1x30	Hidraulica	1986			
	Reventador	1x25	Diesel	1984		
		* 1x50	Diesel	1986		
LUMBAGUI	SUCUMBIOS		1x50	Diesel	1979	
		Lumbagui	1x100	Diesel	1983	
			* 2x200	Hidraulica	1986	Bajo Planificación
		Cascales	1x50	Diesel	1981	
			1x50	Diesel	1984	
LAGO AGRIO	LAGO AGRIO		1x230	Diesel	1984	
			2x350	Diesel	1985	
			1x1000	Diesel	1985	
			* 1x1000	Diesel	1986	
		Dureno	1x60	Diesel	1985	Transf. a Empresa Eléctrica Ambato
		Pacayacu	1x60	Diesel	1985	Transf. a Empresa Eléctrica Ambato
SHUSHUFINDI	SHUSHUFINDI		1x100	Diesel	1985	Podría ser Transf. a Sacha
		Shushufindi	1x200	Diesel	1985	Viene transferido de Lago Agrio
			* 1x200	Diesel	1986	
JIVINDO VERDE (SACHA)	ORELLANA	Sacha	1x100	Diesel	1984	
			* 1x100	Diesel	1986	Viene de Shushufindi
COCA	ORELLANA		1x200	Diesel	1983	
		Coca	2x420	Diesel	1984	
			1x500	Diesel	1985	
		San Carlos	1x40	Diesel	1985	

Nota: * significa: *Bajo construcción o bajo Planificación para comienzo de Operación en el año indicado*

Tabla 1.1 Centrales de Generación

ZONA	PARROQUIA	NUMERO DE HABITANTES
PAPALLACTA	ICUYUJA	382
	IDYACACHI	305
	IPAPALLACTA	434
	ITOTAL	1121
BAEZA	IBAEZA	349
	IPERIFERIA	593
	ICOSANGA	387
	IDIAZ DE PINEDA	1242
	IEL CHACO	1379
	ILINARES	189
	ISAN FRANCISCO DE BORJA	1033
	ISANTA ROSA DE QUIJOS	967
	ISARDINAS	270
ITOTAL	6409	
LUMBAQUI	IEL DORADO DE CASCALES	1597
	ILUMBAQUI	1258
	ISAN PEDRO DE LOS COFANES	318
	ITOTAL	3173
LAGO AGRID	INUEVA LOJA	7237
	IPERIFERIA	9799
	IDURENO	5114
	IGENERAL FARFAN	1713
	ITOTAL	23863
JIVINO VERDE	ISACHA	9186
ISHUSHUFINDI	ISHUSHUFINDI	4564
COCA	IPUERTO FCO. DE ORELLANA (COCA)	3996
	IPERIFERIA	4370
	ISAN SEBASTIAN DEL COCA	2001
	ITOTAL	10367
IGRAN TOTAL EN 1982		58681

Tabla 1.2. Datos de Poblacion, INEC

CAPITULO II

OPERACION DE LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES EXISTENTES

2.1 GENERALIDADES

El Petróleo obtenido en los pozos es un líquido espeso, de densidad inferior a la del agua, que oscila entre 0.8 y 0.95, frecuentemente muy viscoso, constituido por una mezcla complejísima de hidrocarburos y carbono, a las cuales se unen impurezas como el azufre.

Los petróleos obtenidos en distintas regiones, presentan características externas muy variadas en cuanto a color y densidad, pero sea cual sea su apariencia, todos están constituidos por hidrocarburo gaseosos, líquidos y sólidos, mezclados en proporciones distintas.

La clasificación del tipo de petróleo se suele hacer a base de su gravedad específica, es así que se habla de petróleos pesados, medianos y livianos.

Los grados API (sigla que significa American Petroleum International) van desde 5 grados API, que corresponde al más pesado, a 65 grados API para el más ligero, es decir que los grados API están en razón inversa del tipo asignado al petróleo.

La determinación previa de la densidad del petróleo en su etapa de materia prima, es fundamental, ya que según sea su densidad, así serán los productos obtenidos de su refinación.

2.2 ESTACIONES DE BOMBEO DE PETROLEO DEL OLEODUCTO

2.2.1 Producción diaria

En nuestra amazonia están ubicados los pozos petroleros de mayor producción, que en total producían 240000 barriles diarios de crudo para el año de 1982, para esta producción se necesitaban por estación 4 unidades de bombeo.

Debido a que en el año 1985 se incorporaron nuevos campos en la región nor-oriental de

nuestra amazonia, se incrementó la producción petrolera a 300000 barriles diarios de crudo y fue necesaria la ampliación del oleoducto, para lo cual CEPE contrató la ingeniería básica, así como adición de una unidad completa de bombeo con sus respectivos equipos auxiliares en cada una de las estaciones, similares a las que operan en la actualidad, de tal forma que en el año 1985 tenemos por estación 5 unidades de bombeo.

Debido al incremento de la explotación petrolera, CEPE tiene proyectado una nueva ampliación del oleoducto para el año 1988, de tal forma de transportar 400000 barriles diarios de crudo por el oleoducto, para lo cual se va a necesitar más unidades de bombeo y más unidades auxiliares, el número de unidades de bombeo a utilizarse es de 8.

Esta nueva ampliación del oleoducto cubrirá la totalidad de la posible producción que puede ser descubierta por las empresas internacionales que suscribieron contratos

para exploración de riesgo con el estado ecuatoriano.

2.2.2 Area de operación y ruta del oleoducto

Uno de los graves problemas que tuvo que resolver la ingeniería fue la construcción del oleoducto para transportar el petróleo del nor-oriente, venciendo las enormes dificultades orográficas, climáticas y de vegetación selvática que cubría la ruta del oleoducto.

El Oleoducto Transecuatoriano que va desde Lago Agrio hasta el terminal de Balao en Esmeraldas mide 502 Km., el sector geográfico más difícil está comprendido entre Lago Agrio-Quito, siendo el punto más elevado de la ruta del oleoducto la Cordillera de los Andes (4050 mts.).

Los tremendos desniveles que hay a lo largo de la ruta del oleoducto, han obligado a la instalación de estaciones de bombeo para aumentar la presión o para reducirla, según

asciende o desciende.

El siguiente cuadro ayuda a la más cabal comprensión de la ruta del oleoducto.

ESTACION	ESTACION	DISTANCIA (Km)
Lago Agrio	Lumbaquí	66.9
Lumbaquí	Salado	47.4
Salado	Baeza	51.8
Baeza	Papallacta	25.4
Papallacta	San Juan (red. de presión)	73.7
San Juan	Chiriboga (red. de presión)	12.6
Chiriboga	La Palma (red. de presión)	22.6
La Palma	Sto. Domingo (r. de presión)	35.4
Sto. Domingo	Quinindé	88.8
Quinindé	Balao	79.2

		503.8

Tabla 2.1 Ruta del oleoducto

A lo largo del oleoducto la tubería va cambiando de diámetro y de consistencia, desde Lago Agrio hasta la estación reductora de presión en San Juan tiene 26 pulgadas, desde

aquí hasta Sto. Domingo de los Colorados tiene 20 pulgadas y desde este sitio hasta el terminal de Balao en Esmeraldas tiene un diámetro de 26 pulgadas.

2.2.3 Sistema principal del oleoducto

OLEODUCTO

Diámetro	Longitud
20 pulgadas	71 Km.
26 pulgadas	433 Km.
	<hr/>
	504 Km.

Tabla 2.2 Longitud del oleoducto

ESTACIONES DE BOMBEO

Lago Agrio

- 5 Motores ALCO 2500 Hp. cada uno.
- 5 Bombas centrifugas UCP 2800 a 3000 barriles por hora cada una.
- 3 Bombas auxiliares UCP verticales en línea de una etapa impulsadas por un motor CATERPILLAR D-353.

4 Medidores A.O. SMITH de 12 pulgadas
P.D.

Lumbaquí, Salado, Baeza, y Papallacta

Lumbaquí: 5 Motores ALCO, 2500 Hp. cada uno.

Salado: 5 Motores ALCO, 1850 Hp. cada uno.

Baeza: 5 Motores ALCO, 2800 Hp. cada uno.

Papallacta: 5 Motores ALCO, 2800 Hp. cada uno.

5 Bombas centrifugas UCP de 5 etapas
en cada estación, excepto en Salado
que tiene bombas centrifugas de 4
etapas.

1 Tanque de alivio de 10000 barriles
en cada estación.

Estaciones Reductoras de Presión

San Juan, Chiriboga, La Palma y Sto. Domingo.

Cada estación tiene 2 controles hidráulicos GPE que
operan 5 válvulas reductoras de presión de 6 pulga-
das y 2 valvulas de contrapresión de 2 pulgadas.

TERMINALESLago Agrio

- 3 Tanques de almacenaje de techo doble flotante para 250000 barriles de crudo cada uno.
CEPE tiene 3 tanques adicionales del mismo tipo.

Esmeraldas

- 6 Tanques de almacenaje con techos flotantes de 322000 barriles de crudo cada uno.
CEPE tiene 3 tanques adicionales de techo flotante de 300000 barriles cada uno.

Para el área de estudio que se está analizando se va a considerar las 5 estaciones de bombeo de petróleo ubicadas en Papallacta, Baeza, Salado, Lumbaquí y Lago Agrio.

Las estaciones anteriormente mencionadas son elevadoras de presión y bombean el petróleo por medio de sus unidades hasta llevarlo al

punto más alto de la ruta del oleoducto (Cordillera de los Andes) y a partir de este punto por inercia el petróleo empieza su descenso por el oleoducto, existiendo 4 estaciones reductoras de presión que no son tomadas en cuenta por estar fuera del área de estudio.

Cada estación de bombeo está formada por motores de combustión interna, cada uno acoplado con sus respectivas bombas centrifugas, estos motores utilizan para su operación el petróleo crudo que se transporta por el oleoducto.

Los motores de combustión interna llamados también endotérmicos, son máquinas que tienen por objeto transformar la energía calorífica en energía mecánica directamente utilizable.

La energía calorífica puede provenir de diversas fuentes primarias, como son los combustibles de origen vario, energía

eléctrica, pero para el caso de los motores endotérmicos esta energía calorífica es obtenida de la combustión de combustibles líquidos como el petróleo, se puede por tanto decir que los motores endotérmicos transforman la energía química del combustible en energía mecánica.

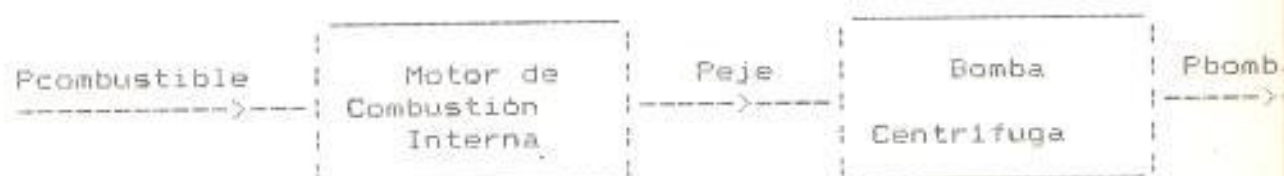


Fig. 2.1 Elementos principales de una estación de bombeo

En este tipo de motor la combustión se verifica en el fluido operante, el cual inicialmente está constituido por una mezcla de combustible y comburente, el aire entra en el motor y participa como comburente en la combustión, recibe el calor desarrollado alcanzando una temperatura elevada y después como parte de los gases de escape,

se descarga al exterior a la temperatura de escape.

El trabajo producido durante este trayecto a través del motor es aproximadamente proporcional a la diferencia entre la temperatura alcanzada en la combustión y la correspondiente al escape.

La eficiencia de estos motores varía del 30 al 35 % y en cada estación de bombeo tenemos un motor de combustión interna acoplado con su respectiva bomba centrífuga, además estas deben ser capaces de trabajar a caudal constante.

La bomba centrífuga es probablemente el componente más importante y menos comprendido, su función principal consiste en transformar la energía mecánica en energía de flujo, impulsando el fluido en el sistema.

La bomba centrífuga se utiliza principalmen-

te para transferir fluidos, donde la única resistencia que se encuentra es la creada por el peso del mismo fluido y el rozamiento.

Las bombas centrífugas funcionan mediante la fuerza centrífuga, según la cual el fluido al entrar por el centro del cuerpo de la bomba, es expulsado hacia el exterior por medio de un impulsor que gira rápidamente.

No existe ninguna separación entre los orificios de entrada y salida, además su capacidad de presión depende de la velocidad de rotación.

Aunque estas bombas suministran un caudal uniforme y continuo, su desplazamiento disminuye cuando aumenta la resistencia.

Las partes esenciales de una bomba centrífuga son miembros de rotación con impulso, el impulso puede ser dado por una alta velocidad de un motor eléctrico, por un motor de combustión interna o por una turbina a

vapor, para el caso que estamos analizando viene dado por un motor de combustión interna.

La potencia desarrollada por la bomba, que permite bombear un determinado caudal que es transportado por el oleoducto, viene dado por:

$$P_{\text{bomba}} = w Q h / 55 \quad [\text{Hp}]$$

w = Peso específico del combustible que se bombea (lb/pie³)

Q = Caudal (pie³ / seg)

h = Cabezal neto o altura diferencial de la bomba (pie)

La potencia del eje viene dada por:

$$P_{\text{eje}} = P_{\text{bomba}} / N_{\text{bomba}}$$

N_{bomba} = Eficiencia de la bomba

Bajo condiciones de operación normal, las bombas centrífugas tienen eficiencias que varían entre 50 y 85 %, en general las bombas con gran capacidad de bombeo tienen una alta eficiencia.

Hay que mencionar también que en cada estación de bombeo tenemos unidades auxiliares, como son generadores que sirven para dar iluminación a la estación.

2.2.4 Oleoducto Transecuat riano, Perfil-Planta

Cada una de las estaciones de bombeo que se encuentran a lo largo de la ruta del oleoducto, están ubicadas a diferentes altitudes con respecto al nivel del mar, como se muestra en el siguiente cuadro:

ESTACION	ALTITUD (metros)
Lago Agrio	296
Lumbaquí	860
Salado	1850
Baeza	2017
Papallacta	3000
San Juan	3465
Chiriboga	1992
La Palma	1161
Sto. Domingo	567

Quinindé 300

Tabla 2.3 Ubicación de las estaciones de bombeo de petróleo

El punto más elevado de la ruta del oleoducto, está en la Cordillera de Los Andes (4050 mts.).

2.2.5 Sistema Lateral del Oleoducto

Está formado por:

<u>OLEODUCTO</u>	<u>LONGITUD (Km.)</u>	<u>DIAMETRO</u>
Lago Agrio-Sacha	50.2	26"
Shushufindi a la conexión de 26"	23.2	16"
Auca - Sacha	40.4	26"- 20"- 16"
Yuca a la conexión de 20"	16.2	6"
Cononaco - Auca Sur	34.5	10"- 8"- 12"

Tabla 2.4 Sistema lateral del oleoducto.

Estación de bombeo de Sacha

1. Tanque de techo flotante para 150000 barriles de crudo.

- 3 Motores a gas Caterpillar G-399 de 500 Hp cada uno.
- 3 Bombas Centrifugas de una etapa UCP 10 x 20 DVS, 3800 galones/minuto cada una.

Estación de bombeo de Shushufindi

- 1 Tanque de techo flotante para 100000 barriles de crudo.
- 3 Motores a gas natural Caterpillar G-399 de 550 Hp cada uno.
- 3 Bombas centrifugas de una etapa UCP 10 x 20 DVS, 2450 galones/minuto cada una.

Estación Auca

- 1 Tanque de techo flotante para 100000 barriles de crudo.
Total de bombeo en Hp = 2856.
- 3 Motores a crudo o diesel Caterpillar D-398.

Estación Parahuacu

- 1 Tanque para 12000 barriles de crudo.
Total de bombeo en Hp = 2000

Estación Yuca

- 1 Tanque para 21490 barriles de crudo.
Total de bombeo en Hp = 1000

2.2.7 Terminal de Balao

En el Terminal de Balao tenemos un sistema de deslastre que incluye 2 piscinas de asentamiento y desnatación con una capacidad de 250000 barriles cada una y 2 tanques de tipo cónico para mezcla de 5000 barriles cada uno.

Una línea de carga de 36" D.E. y otra de 42" D.E. con capacidad de carga por caída de 380 y 500 barriles/hora respectivamente, en su estado presente con mangueras terminales de 12"

Con mangueras terminales de 16", la capacidad de diseño es 50000 barriles/hora y 80000 barriles/hora respectivamente.

Dos Boyas SBM para tanqueros de 100000 DWT anclados en 118 pies de agua.

Seis tanques de almacenaje con techos flotantes de tipo Porton de 322000 barriles de crudo cada uno. CEPE tiene 3 tanques adicionales de techo flotante de 300000 barriles cada uno.

2.3 ESTACION DE BOMBEO DEL GASODUCTO

2.3.1 Generalidades

Cantidad considerable de gas obtenido en los pozos petroleros es sometido a distintos procesos para obtener gasolina natural.

Para aprovechar el abundante gas de los pozos de Shushufindi, se ha instalado ahí una refinería con un poliducto que llega a

Quito, para transportar el gas licuado que se obtenga, además de otros derivados.

El poliducto Shushufindi-Quito está diseñado para transportar diariamente alrededor de 1100 mts. cúbicos de gas licuado de petróleo.

El sistema del poliducto Shushufindi-Quito consiste de 4 estaciones de bombeo ubicadas en Shushufindi, Quijos (cerca de Lumbaquí), Osayacu (cerca de Baeza) y Chalpi (cerca de Papallacta).

El poliducto se origina en la estación de bombeo de Shushufindi y termina en el terminal de Beaterio ubicado al sur de Quito.

La longitud total del poliducto es de aproximadamente 304.8 Km. y está compuesto por 2 ductos de diferentes tamaños, uno de diámetro nominal de 6" desde Shushufindi hasta el río Chichi con una longitud de aproximadamente 257.7 Km. y luego se reduce a un

diámetro de 4 " desde el río Chichi hasta el Beaterio (QUITO) con una longitud de aproximadamente 29.1 Km.

El LPG (Gas Licuado de Petróleo) y la gasolina natural producidos por la planta de gas son transportados por el poliducto.

Los motores de las estaciones de bombeo utilizan combustible para su operación y los generadores sirven para dar electrificación a la estación.

2.3.2 Estación de bombeo de Shushufindi

La estación de bombeo de Shushufindi recibe los productos procedentes de la planta de gas de Shushufindi y entrega estos productos al poliducto Shushufindi-Quito.

La estación de bombeo consiste de:

Línea de entrada

Las bombas reforzadoras obtienen la succión

de una línea de 6" para LPG, cada una de estas líneas está provista de una válvula de enchufe de 6" activadas por un motor.

Bombas reforzadoras

Las bombas elevadoras de presión están constituidas por una primaria y otra de repuest para cada uno de los productos que se transportan por el poliducto, están activadas eléctricamente, son de tipo vertical y además con bombas centrífugas.

Las bombas para la gasolina o gas natural son de 7 pasos, los impulsores son motores eléctricos de 40 p., 480 Voltios, trifásico, 60 Hz, 3600 RPM y están directamente conectados a las bombas.

La capacidad de cada una de las bombas para LPG es de 165 galones/minuto (37.5 m³ /h), mientras que la altura diferencial total es de 204. mts.

Bombas de la línea Troncal o línea Principal

Las bombas de la línea troncal consisten de dos unidades primarias y una de repuesto, estas bombas operan con diesel, siendo cada una de estas bombas de 4 etapas.

Cada bomba ha sido diseñada para una capacidad de 165 galones/minuto (37.5 m³/h) y una altura diferencial total de 926 mts. para la gasolina natural.

El impulsor de cada bomba es un motor a diesel, la bomba y el motor están conectados mediante una caja de engranajes, este motor a diesel es de 6 cilindros en línea de 237 Hp., 1200 RPM, a una altura de 20 mts. sobre el nivel del mar.

Motor Generador

El generador está equipado con un motor, en la estación hay 2 unidades, una de ellas es de repuesto, el motor y generador están

acoplados elásticamente y montados sobre una base común, cada una de estas unidades puede describirse de la siguiente manera:

- a) Motor Diesel: es de 4 ciclos, 12 cilindros, desarrolla 306 Hp. a 1800 RPM.
- b) Generador Sincrónico: es trifásico, 245 KVA, 480/227 V., 60 Hz. y 4 cables.

Sistema de distribución de Energía

La energía provista a la bomba de la estación procede de unos de los generadores descritos anteriormente, en caso de falla el generador de repuesto será el que alimente a la estación de bombeo.

Los requerimientos de energía de la estación son 480/227V., 60Hz y 4 cables.

2.3.3 Estación de Bombeo Guijos

La estación de bombeo Guijos es una estación intermedia y consiste de:

Unidades de bombeo de la línea troncal

Las unidades de bombeo de la línea troncal son tres, 2 son primarias y una de repuesto, estas bombas tienen motores a diesel y están alineadas para operación en serie.

Cada una de estas bombas son de 14 etapas, diseñadas para una capacidad de 165 galones/minuto (37.5 m³/h), altura diferencial total de 909 mts. para el LPG y 926 mts. para la gasolina natural.

El impulsor de cada bomba es un motor a diesel la bomba y el motor del impulsor a diesel están conectados mediante una caja de engranajes, este motor es de 6 cilindros en línea de 237 Hp., 1000 RPM a una altura de 954 mts. sobre el nivel del mar.

Motor Generador

El generador está equipado con un motor en la estación hay 2 unidades, una de ellas es

de repuesto, están alineadas para la operación en serie, motor y generador están acoplados elásticamente y montados sobre una base común, cada una de estas unidades puede describirse de la siguiente manera:

- a) Motor Diesel: es de 4 ciclos, 12 cilindros, desarrolla 306 HP a 1800 RPM.
- b) Generador Sincrónico: es trifásico, 245 KVA, 480/227V., 60 Hz. y 4 cables.

Sistema de Distribución de Energía

La energía provista a la bomba de la estación procede de uno de los generadores descritos anteriormente, en caso de falla el generador de repuesto será el que alimente la estación de bombeo.

Los requerimientos de energía de la estación son de 480/227V., 60Hz. y 4 cables.

2.3.4 Estación de Bombeo Osayacu

Esta estación es igual a la estación de bombeo de Guijos con la única diferencia que el motor a diesel correspondiente a la unidad de bombeo de la línea troncal se encuentra a una altura de 1850 mts. sobre el nivel del mar.

2.3.5 Estación de Bombeo de Chalpi

Esta estación es igual a la estación de bombeo de Guijos con la única diferencia que el motor a diesel correspondiente a la unidad de bombeo de la línea troncal se encuentra a una altura de 2870 mts. sobre el nivel del mar.

2.4 ESTACION DE BOMBEO DE AGUA

Se tiene proyectado instalar en Papallacta una estación de bombeo para abastecer de agua potable a la ciudad de Quito, para este servicio se ha estimado una demanda de 45 MW y va a entrar en

operación en 1988.

2.5 INSTALACIONES CEPE - TEXACO

2.5.1 Area de contrato CEPE - TEXACO

En la región Nor-oriental de nuestra amazonia están ubicados los pozos petroleros de mayor producción y que cuentan con las más grandes reservas como son: Lago Agrio, Shushufindi, Sacha y otros.

La actividad de perforación de CEPE, desde el inicio de sus actividades se resume en 286 pozos en producción en el área de contrato del consorcio CEPE-TEXACO contabilizados hasta marzo de 1986.

Los pozos de producción en el área son los siguientes :

Lago Agrio	36 pozos
Parahuacu	3 pozos
Dureno	1 pozo

Atacapi	6 pozos
Guanta	1 pozo
Aguarico	10 pozos
Sacha	103 pozos
Shushufindi	70 pozos
Yulebra	2 pozos
Culebra	1 pozo
Yuca	10 pozos
Yuca Sur	1 pozo
Auca	25 pozos
Auca Sur	2 pozos
Rumiyacu	1 pozo
Cononaco	12 pozos

Tabla 2.5 Pozos de petróleo en la zona.

2.5.2 Refinación en el Oriente Ecuatoriano y nuevas instalaciones

La refinación en el Oriente Ecuatoriano se efectúa mediante una planta localizada en el campo Lago Agrio y fue puesta en operación el mes de diciembre de 1970 con una capacidad nominal de 1000 barriles por día, el

El costo de la instalación fue de 1.061.000 dólares que representan la inversión total.

Esta es una pequeña planta procesadora de una sola torre de destilación atmosférica que produce: Gasolina, Kerosene, Diesel y Residuo que luego es ingresado al oleoducto.

Este equipo fue instalado para proveer combustible para el consumo en las operaciones del oriente ecuatoriano, reduciendo los altos costos del transporte de combustible a través de la Cordillera de los Andes.

El costo de esta refinería se recuperó en menos de un año de actividades, en razón de haber permitido la reducción de los costos de combustibles usados en la operación del consorcio.

Como nuevas instalaciones podemos mencionar la nueva Refinería Amazonas a instalarse en Tushufindi, con una demanda de 2.5 MW y que va a entrar en operación en 1987. El obje-

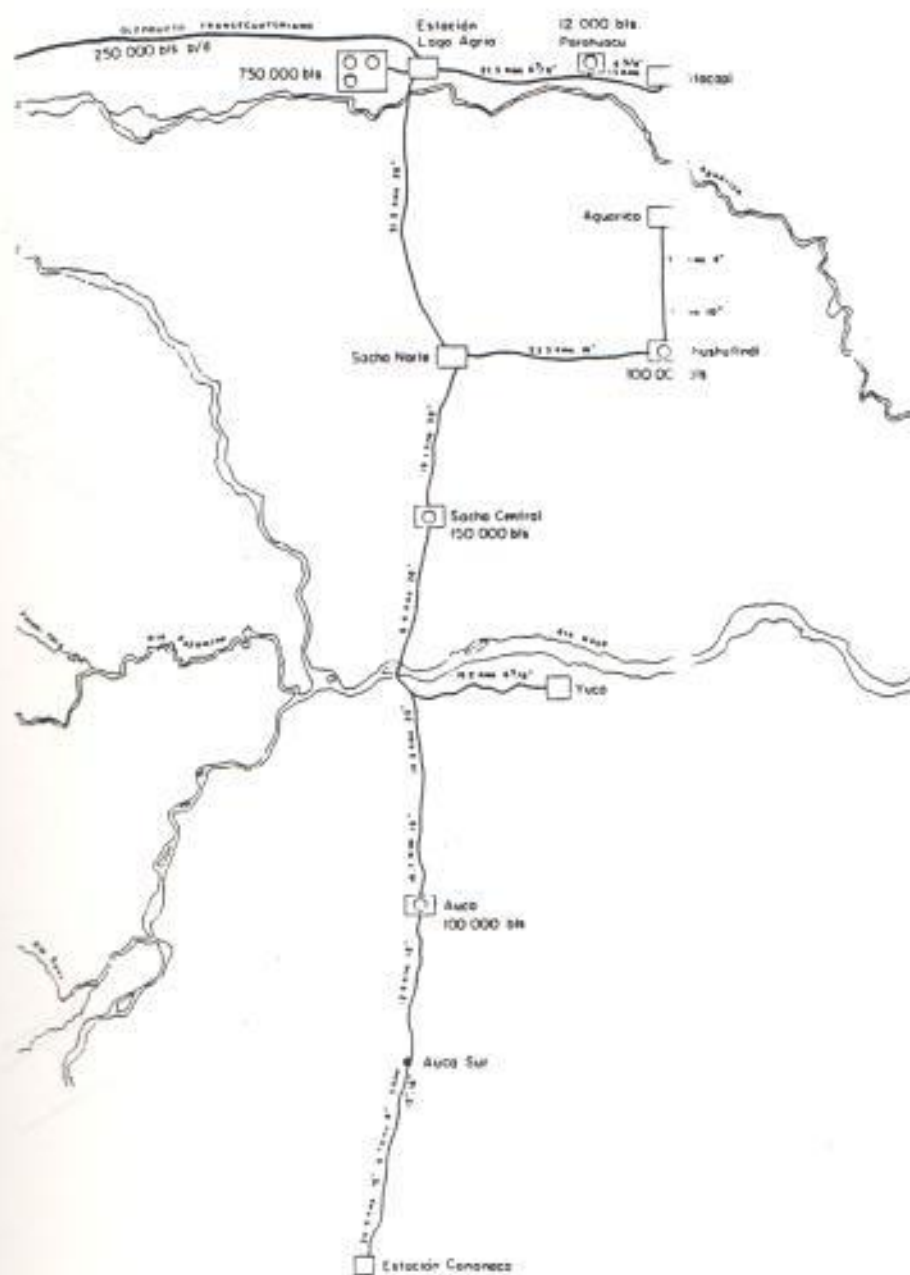
tivo principal de la instalación de esta refinería en Shushufindi es el de abastecer oportuna y eficientemente la creciente demanda de refinados hidrocarburíferos a la región Oriental.

Las unidades de proceso de esta nueva refinería van a estar integradas por una torre de destilación atmosférica, desaladora electrostática, despojadores de nafta, kerosene y diesel, horno de carga, tren de intercambio de calor y su unidad de tratamiento de jet fuel.

La refinería Amazonas tendrá una capacidad de procesamiento de diez mil barriles diarios de petróleo que permitirá obtener 2795 barriles de gasolina, 276 barriles de kerosene, 3178 barriles de diesel y 4381 barriles de residuo diarios.

FIG. 2.5

DIAGRAMA ESQUEMATICO
Sistema Lateral



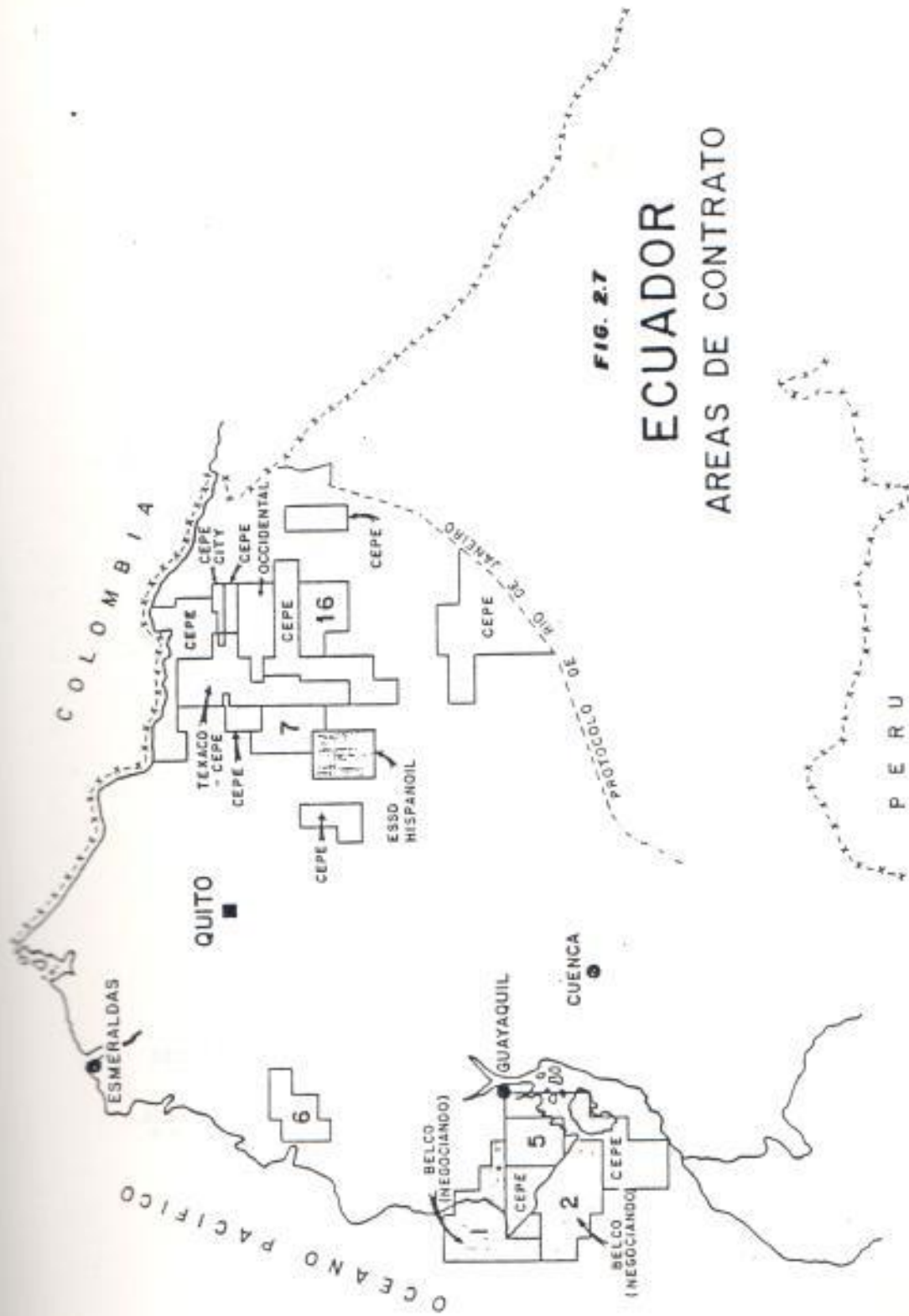


FIG. 2.7

ECUADOR AREAS DE CONTRATO

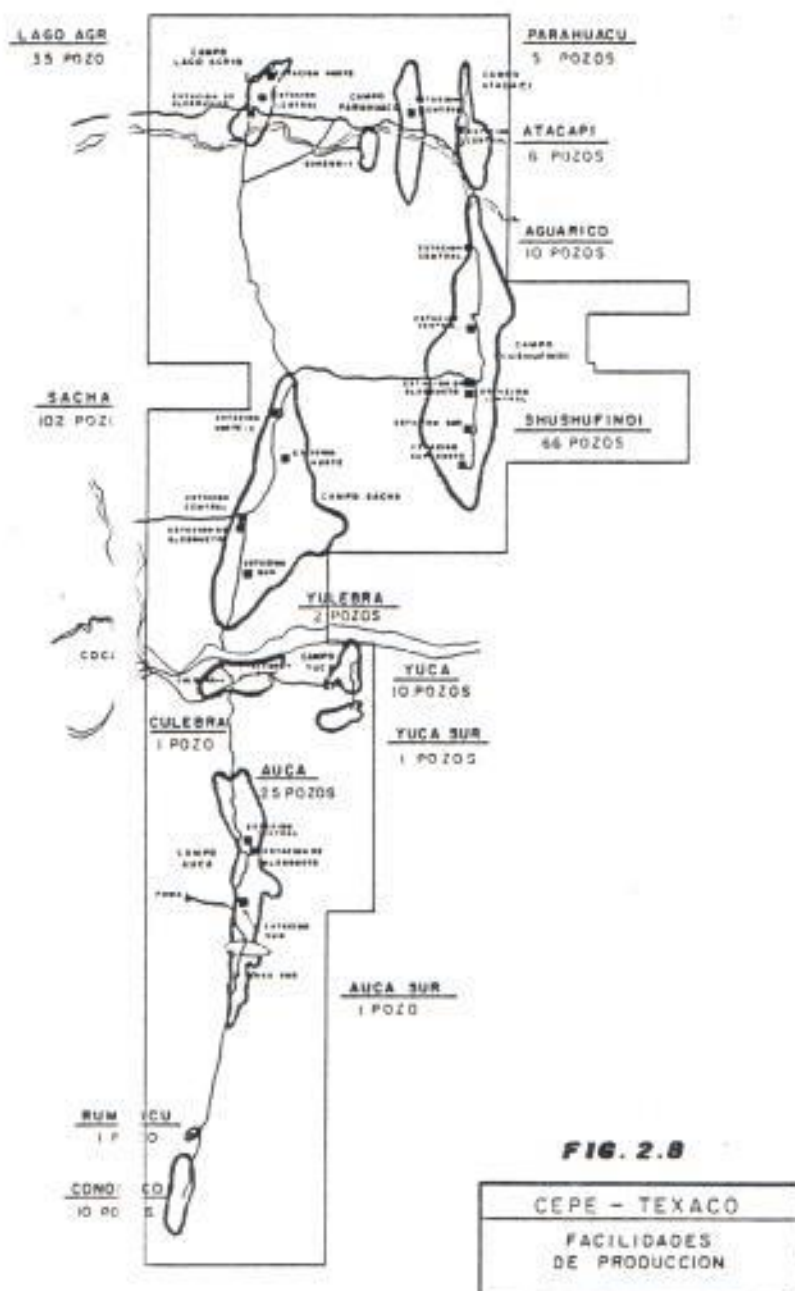


FIG. 2.8

CEPE - TEXACO
FACILIDADES
DE PRODUCCION

CAPITULO III

ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

3.1 OBJETIVO

El objetivo de efectuar un estudio del mercado de energía eléctrica de la zona nor-oriental, es con la finalidad de cuantificar los requerimientos futuros de energía eléctrica de la zona, incluyendo las demandas requeridas por las estaciones de bombeo del oleoducto transecuatoriano, estaciones de bombeo del gasoducto, estación de bombeo para el suministro de agua potable a la ciudad de Quito y los requerimientos de energía para la nueva refinera a instalarse en Shushufindi.

El estudio del mercado eléctrico involucra un análisis de la demanda del pasado y esto es de vital importancia pues nos permite determinar el grado de desarrollo eléctrico del área de estudio, mediante la obtención de índices de consumo, lo que nos permitirá imponernos metas de desarrollo eléctrico.

Los resultados que se obtengan del estudio del mercado eléctrico servirán de base para definir la alternativa de servicio eléctrico a la zona mediante la construcción de una línea de transmisión radial Quito-Lago Agrio, para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica total de la zona.

3.2 AREA DE ESTUDIO

Para los fines de la proyección de la demanda se dividió al área de estudio en ocho zonas, las cuales están determinadas por la ubicación de los principales centros de carga del sistema, con lo cual conformaríamos el sistema de transmisión y subtransmisión y determinaríamos la capacidad de las subestaciones a instalarse.

Estas ocho zonas se denominan comprenden en:

Zona Papallacta

Cuyuja

Oyacachi

Papallacta

ZONA LUMBAQUI
Zona Baeza

Baeza

Cosanga

Díaz de Pineda

El Chaco

Linares

San Francisco de Borja

Santa Rosa de Quijos

Sardinas

Zona Salado

Reventador

Zona Lumbaqui

El Dorado de Cascales

Lumbaqui

San Pedro de los Cofanes

Zona Lago Agrio

Nueva Loja

Dureno

General Farfan

Zona Jivino Verde

Sacha

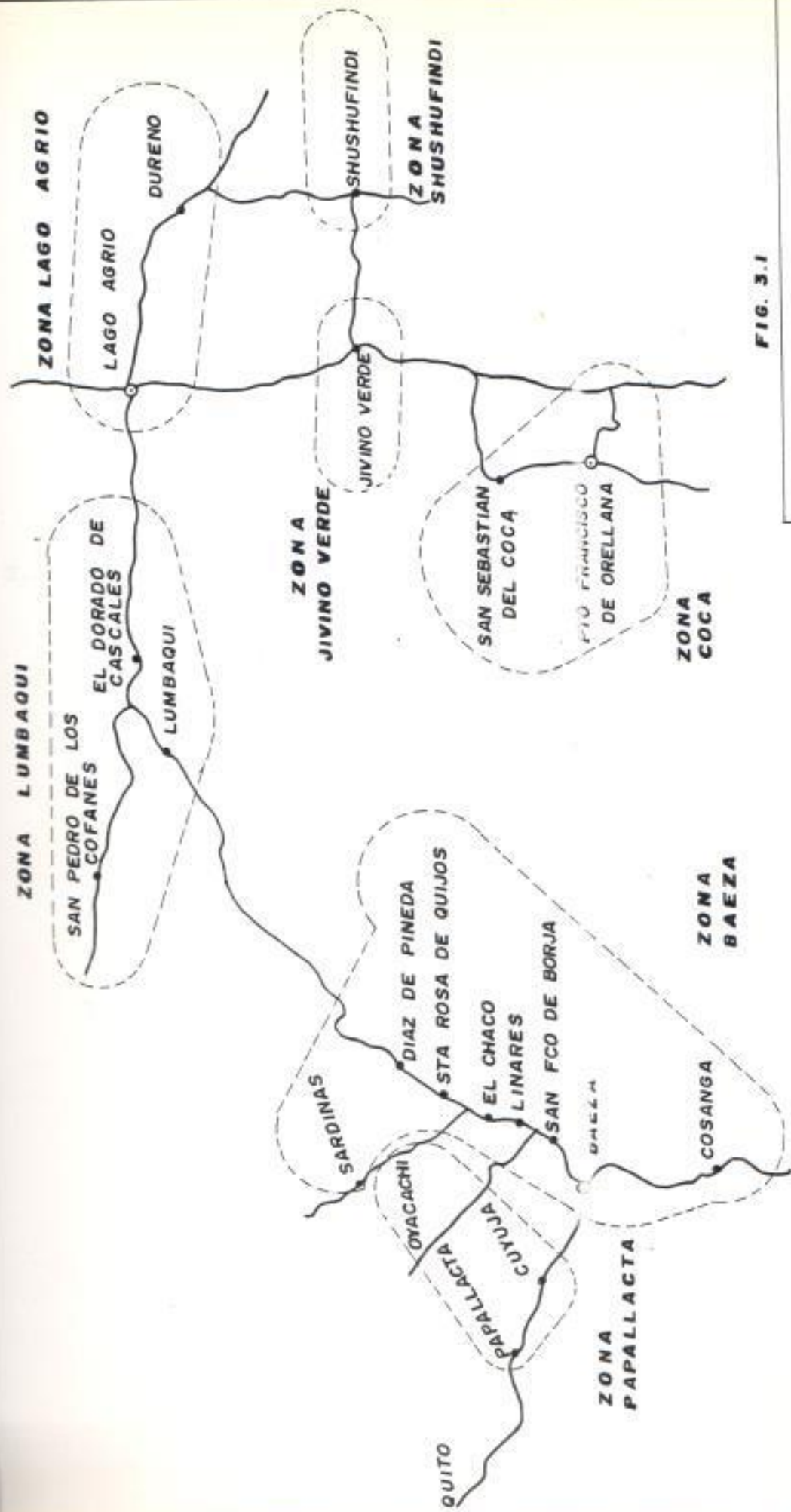


FIG. 3.1

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
ESQUEMA DEL SISTEMA NOR-ORIENTAL
Z O N A S

Zona Shushufindi

Shushufindi

Zona Coca

Puerto Francisco de Orellana (Coca)

San Sebastian del Coca

3.3 METODOLOGIA SEGUIDA EN LA PROYECCION

La metodología utilizada para el cálculo del consumo, generación y demanda máxima del área de estudio, contempla un análisis de los datos históricos y la estimación de proyecciones para el período 1987-2000 a nivel zonal como total del área del estudio.

3.3.1 Población

Para considerar la población total a ser electrificada, los siguientes criterios fueron tomados en consideración:

- a) Para la electrificación rural de la zona nor-oriental se tomarán en cuenta a los pueblos cercanos a la ruta de la línea

de transmisión, por tanto pueblos lejanos a la ruta de la línea no se tomaron en cuenta por estar fuera del área de estudio.

- b) Al efectuar la proyección no se tomó en cuenta a la población de la zona de Salado por ser poco significativa.

Para el análisis de la población rural del área de estudio, se utilizó los datos estadísticos del IV Censo de población del año 1982 publicados por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC) así como del estudio de la demanda eléctrica de Baeza y Papallacta (cantón Quijos) obtenidos de INECEL.

La población total para cada una de las zonas que conforman el área de estudio para el año 1982 son :

Papallacta	1121 habitantes
Baeza	6407 habitantes

Lumbaqui	3173 habitantes
Lago Agrío	23863 habitantes
Jivino Verde (Sacha)	9186 habitantes
Shushufindi	4564 habitantes
Coca	10367 habitantes
-----	-----
Total en 1982	58681 habitantes

Tabla 3.1 Datos de población según zonas.

Para el cálculo de la proyección de la población (P_n) desde 1983-2000 se utilizó la siguiente fórmula:

$$P_n = P_o (1+i)^n$$

P_n = Población proyectada al año n

P_o = Población en 1982

n = años proyectados

i = Tasa de crecimiento medio anual y fueron utilizadas las siguientes tasas:

1983 - 1990 : 4,5 %

1991 - 2000 : 3,5 %

Se consideran estas tasas, debido a que se tomaron en cuenta factores socio-económicos que inciden en la inmigración y emigración

de la población.

3.3.2 Población servida

Para el cálculo de la población con servicio eléctrico las siguientes consideraciones fueron tomadas:

Zona Papallacta y Baeza

Considerando que en el año de 1983 el 20,8 % de la población actual tiene servicio eléctrico y tomando en consideración la política de electrificación rural, que establece que en el año 2010 la población rural con servicio eléctrico se va a incrementar a 65%, de esta forma utilizando los criterios del estudio de la demanda eléctrica de Baeza y Papallacta (cantón Guijos) obtenemos mediante ajustes de curvas los porcentajes de población servida para los restantes años que van desde 1984-2000.

Zona Lago Agrio

En 1983 la población total con servicio

eléctrico fue de 29.8%, para los restantes años hasta el 2000 se tomaron los mismos porcentajes obtenidos para la zona Papallacta-Baeza, debido a que tienen características socio-económicas similares.

Estos porcentajes se tomaron con avance de un año, debido a que la población en esta zona se podría incrementar rápidamente con respecto a las otras zonas.

Zonas Lumbaquí, Jivino Verde, Shushufindi y Coca

Para el año 1983 la población total con servicio eléctrico fue:

Lumbaquí: 22,8%

Jivino Verde: 24,7%

Shushufindi: 24,7%

Coca: 24,7%

Para los años restantes hasta el año 2000, se utilizaron los mismos porcentajes de población servida de la zona Papallacta-Baeza.

3.3.3 Relación Habitante por Abonado Residencial

Partiendo del criterio ya establecido de que 6 habitantes por abonado, constituyen el 100% de la población servida, el número de habitantes por abonado lo podemos determinar como sigue:

$$NHPA_i = \frac{(6 \text{ hab/abo}) \times 100}{PS_i}$$

$NHPA_i$ = Número de habitantes por abonado proyectado a n años.

PS_i = Porcentaje de población servida proyectado a n años.

$i = 1, 2, \dots, n = 1983, 1984, \dots, 2000$

3.3.4 Abonados Residenciales

El cálculo de los abonados residenciales se lo efectuó utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Abonados Residenciales} = \text{AR}_i = \frac{P_i}{\text{NHPA}_i(1+0,5(\text{AC/AR})_i)}$$

AR_i = Número de abonados residenciales en n años.

P_i = Población proyectada en n años.

$(\text{AC/AR})_i$ = Relación abonado comercial por abonado residencial en n años.

$i = 1, 2, \dots, n = 1984, 1985, \dots, 2000$

Para obtener la proyección de los abonados residenciales es necesario determinar los valores de la relación abonado comercial por abonado residencial para los años de proyección, para lo cual se hicieron las siguientes consideraciones:

El nivel medio de esta relación para el año 1983 fué de 36,9% para la zona nor-oriental, este parámetro en regiones parecidas a la zona de estudio, oscila por el 30%, bajo esta consideración se tomó para el año 2010 este valor como meta.

(AC/AR) para el año 1983 = 36,9%

(AC/AR) para el año 2010 = 30%

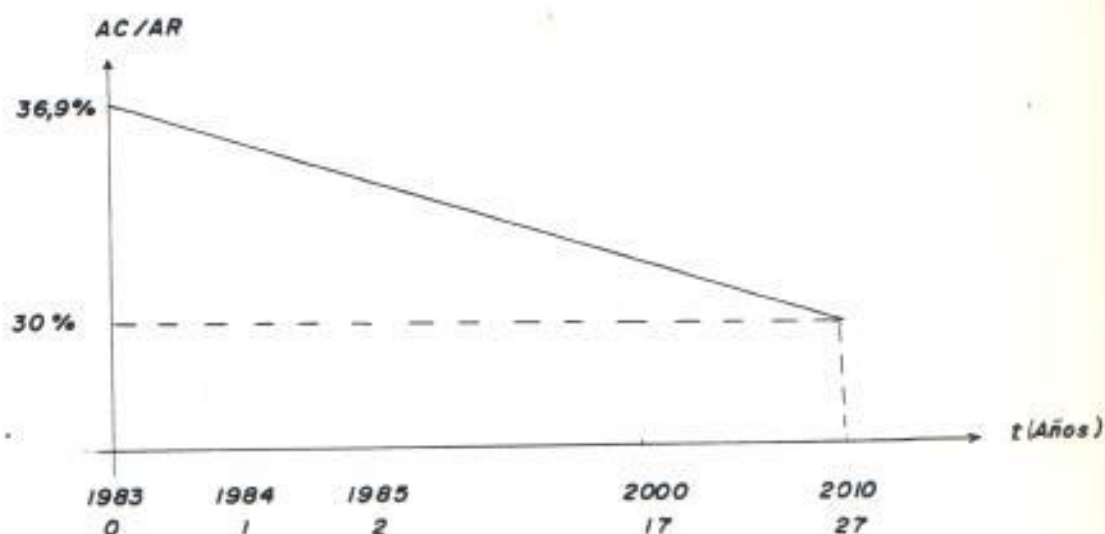


Fig. 3.2 Representación gráfica de la ecuación lineal.

La proyección de la relación (AC/AR) para los años intermedios se obtuvo por interpolación lineal, cuya ecuación es:

$$y = -mx + b$$

$$y = AC/AR$$

$$x = t = \text{tiempo en años } 1, 2, \dots, 17 = 1984, \\ 1985, \dots, 2000$$

$$b = 36,9\% = 0,369$$

m = pendiente de la recta

$$m = \frac{36,9\% - 30\%}{27}$$

$$y = - 0,2555x + 0,369$$

Esta ecuación nos permite encontrar los valores de (AC/AR) para los años de proyección y luego reemplazamos estos valores en la fórmula de abonados residenciales y obtenemos los valores proyectados de los abonados residenciales.

3.3.5 Abonados Comerciales

Una vez proyectados los abonados residenciales y multiplicando estos valores por la relación abonado comercial sobre abonado residencial, se obtienen los abonados comerciales para los diferentes años de proyección.

$$\text{Abonados Comerciales} = (AC)_i = (AC/AR)_i \times (AR)_i$$

3.3.6 Consumo Residencial

El consumo residencial se obtuvo como re-

sultado del producto entre el número de abonados residenciales proyectados por el consumo específico residencial anual (KWH/Abonado/Año).

$$\text{Consumo Residencial} = (CR)_i = (CER)_i \times (AR)_i$$

$(CR)_i$ = Consumo residencial (KWH) proyectado a n años

$(CER)_i$ = Consumo específico residencial (KWH/Abonado/Año) proyectado a n años

$(AR)_i$ = Abonados residenciales proyectados a n años

$i = 1, 2, \dots, n = 1984, 1985, \dots, 2000$

La proyección del consumo específico residencial (CER) se determinó adoptando 120 KWH/Abonado/mes como meta del consumo específico residencial para la región nor-oriental al año 2010, este valor representa actualmente el consumo mensual de energía eléctrica promedio de la región litoral y

fue adoptado como meta por considerarse que esa zona a esa época podría tener características parecidas a las del litoral.

$$\text{CER}(1983) = 66,8 \text{ KWH/Abonado/mes} = 801,6 \text{ KWH/Abonado/Año}$$

$$\text{CER}(2010) = 120 \text{ KWH/Abonado/mes} = 1440 \text{ KWH/Abonado/Año}$$

La proyección del consumo específico residencial para los años intermedios se obtiene por interpolación lineal cuya ecuación es:

$$y = mx + b$$

$$y = \text{CER}$$

$$x = t = \text{tiempo en años} = 1, 2, \dots, 17 = 1984, 1985, \dots, 2000$$

$$b = 801,6$$

$$m = \text{pendiente de la recta}$$

$$m = \frac{1440 - 801,6}{27} = 23,644$$

$$y = 23,644x + 801,6$$

Esta ecuación nos permite encontrar los

valores de consumo específico residencial para los años de proyección y reemplazando estos valores en la fórmula de consumo residencial, obtenemos los valores proyectados del consumo residencial.

3.3.7 Consumo Comercial

El consumo comercial anual se determinó multiplicando los abonados comerciales por el consumo específico comercial anual.

$$\text{Consumo comercial} = (CC)_i = (CEC)_i \times (AC)_i$$

$(CC)_i$ = Consumo Comercial proyectado a n años

$(CEC)_i$ = Consumo específico comercial proyectado a n años

$(AC)_i$ = Abonados comerciales proyectados a n años.

$i = 1, 2, \dots, 17 = 1984, 1985, \dots, 2000$

La proyección del consumo específico comercial se determinó adoptando 350 KWH/Abonado/mes como meta del consumo específico comercial para la región nor-oriental

al año 2010, este valor actualmente representa el consumo mensual promedio de la región litoral y fue adoptado como meta por considerarse que esa zona a esa época podría tener características parecidas a las del litoral.

$$\text{CEC (1983)} = 68,1 \text{ KWH/Abonado/MES} = 817,2 \text{ KWH/Abonado/Año}$$

$$\text{CEC (2010)} = 350 \text{ KWH/Abonado/Mes} = 4200 \text{ KWH/Abonado/Año}$$

La proyección del consumo específico comercial para los años intermedios se obtuvo por interpolación lineal, cuya ecuación es:

$$y = mx + b$$

$$y = \text{CEC}$$

$$x = t = \text{tiempo en años} = 1, 2, \dots, 17 = 1984, 1985, \dots, 2000$$

$$b = 817,2$$

$$m = \text{pendiente de la recta}$$

$$m = \frac{4200 - 817,2}{27} = 125,268$$

$$y = 125,288x + 817,2$$

Esta ecuación nos permite encontrar los valores de consumo específico comercial para los años de proyección y reemplazando estos valores en la fórmula de consumo comercial, obtenemos los valores proyectados de consumo comercial.

3.3.8 Consumo Otros

La proyección del consumo otros se la efectuó en base a la proyección del consumo de alumbrado público (CAP) y para realizar la proyección del consumo de alumbrado público se tomó para el año inicial el índice de 2,7 KWH/habitante.

Considerando que existe un gran interés por el alumbrado público en el área de estudio, se asumió que en el año 2010 se tendrá un índice de 20 KWH/Habitante.

$$\text{CAP (1983)} = 2,7 \text{ KWH/Habitante}$$

$$\text{CAP (2010)} = 20 \text{ KWH/Habitante}$$

La proyección del consumo de alumbrado público para los años intermedios se obtuvo por interpolación lineal, cuya ecuación es:

$$y = mx + b$$

$y = \text{CAP} = \text{Consumo de alumbrado público}$

$x = t = \text{tiempo en años} = 1, 2, \dots, 17 =$
 1984, 1985, \dots, 2.000

$$b = 2,7$$

$m = \text{pendiente de la recta}$

$$m = \frac{20 - 2,7}{27} = 0,6407$$

$$y = 0,6407x + 2,7$$

Esta ecuación nos permite encontrar los valores de consumo de alumbrado público para los años de proyección y multiplicando los valores por los obtenidos en la proyección de la población obtenemos como resultado la proyección del consumo otros.

$$\text{Consumo otros} = (\text{CO})_i = (\text{CAP})_i \times P_i$$

$(\text{CO})_i = \text{Consumo otros proyectado a } n \text{ años}$

$(\text{CAP})_i = \text{Consumo de alumbrado público pro-}$

yectado a n años

P_i = Población proyectada a n años

$i = 1, 2, \dots, 17 = 1984, 1985, \dots, 2000$

3.3.9 Consumo Industrial

Actualmente no existe en la zona consumo industrial importante, por tanto para las previsiones del consumo industrial se dedujo un porcentaje representativo respecto al Consumo (Residencial + Comercial + Otros).

$$\text{Consumo Industrial} = (CI)_i = (PCI)_i \times ((CR)_i + (CC)_i + (CO)_i)$$

$(CI)_i$ = Consumo industrial proyectado a n años.

$(PCI)_i$ = Porcentaje de consumo industrial proyectado a n años

$$PCI(1983) = 0$$

$$PCI(2010) = 15\%$$

El porcentaje de consumo industrial para los años intermedios se lo obtuvo por interpolación lineal, cuya ecuación es:

$$y = mx$$

$$y = \text{PCI}$$

$$x = t = 1, 2, \dots, 17 = 1984, \\ 1985, \dots, 2000$$

m = pendiente de la recta

$$m = \frac{15\%}{27} = 0,555$$

$$y = 0,555x$$

Esta ecuación nos permite encontrar los valores de porcentaje de consumo industrial para los años de proyección y reemplazando estos valores en la fórmula de consumo industrial, obtenemos los valores proyectados de consumo industrial.

3.4 CARGAS ESPECIALES

Como cargas especiales se han considerado las siguientes:

- a) Estaciones de bombeo del oleoducto ubicadas en Papallacta, Baeza, Salado, Lumbaqui y Lago Agrio.

- b) Estaciones de bombeo del gasoducto ubicadas en Papallacta, Baeza, Lumbaquí y Shushufindi.
- c) Estación de bombeo a instalarse en Papallacta para el suministro de agua potable de la ciudad de Quito.
- d) Instalaciones CEPE/TEXACO ubicadas en Lago Agrio, Jivino Verde y Shushufindi.

3.4.1 Cálculo de la demanda de las estaciones de bombeo del oleoducto

El oleoducto transecuatoriano transporta petróleo crudo desde el Lago Agrio hacia el Puerto de Esmeraldas, la longitud del oleoducto cruzando la Cordillera de los Andes es de 504 KM.

El oleoducto tiene un total de 9 estaciones, cinco de las cuales son llamadas estaciones de bombeo de petróleo o estaciones elevadoras de presión y las cuatro restantes son llamadas estaciones reductoras de presión.

Las estaciones reductoras de presión están

localizadas fuera del área de estudio y no son tomadas en cuenta para el cálculo de la demanda, en cambio las cinco estaciones elevadoras de presión están localizadas dentro del área de estudio y forman un papel importante en el estudio de la demanda de la zona nor-oriental.

Las estaciones de bombeo de petróleo están ubicadas a diferentes altitudes sobre el nivel del mar, siendo estas altitudes las siguientes:

El punto más alto de la ruta del oleoducto está ubicado en la Cordillera de los Andes a 4050 metros, Papallacta a 3000 metros, Baeza a 2000 metros, Salado a 1400 metros, Lumbarkuí a 600 metros y Lago Agrio a 400 metros sobre el nivel del mar.

Para el cálculo de la demanda de energía eléctrica de las estaciones de bombeo de petróleo, se tomó como referencia la cantidad de combustible consumida por cada esta-

ción de bombeo en el año 1982 y para el cálculo de esta cantidad de combustible es necesario definir algunos términos técnicos.

- Gravedad Especifica =G.E = Es la relación entre la densidad del fluido por la densidad del agua.

$$G.E. = \frac{\rho_{\text{fluido}}}{\rho_{\text{agua}}} = \frac{141,5}{131,5 + \text{API}}$$

Los grados API (sigla que significa American Petroleum International), este valor está en razón inversa al tipo de petróleo, a más grados API el petróleo es más ligero.

- Viscosidad.- Medida de rozamiento interno o de la resistencia de un fluido a fluir..

- Viscosidad dinámica = μ = Es la relación entre el esfuerzo de un fluido para la velocidad del fluido y tiene como unidad el poise.

$$1 \text{ poise} = \frac{\text{Dina} \times \text{segundo}}{\text{cm}^2}$$

$$1 \text{ centipoise} = 1 \text{ cp} = 0,01 \text{ poise}$$

- Viscosidad cinemática = γ = Es la relación entre la viscosidad dinámica por la densidad del fluido y tiene como unidad el stoke.

$$\gamma = \frac{\mu}{\rho}$$

$$1 \text{ stoke} = 1 \text{ cm}^2/\text{seg.}$$

- Poder calorífico = Es el contenido de energía del combustible, el poder calorífico puede referirse tanto a unidad de peso (caloría/kilogramo), como también a unidad de volumen (caloría/litros, para los combustibles líquidos y caloría/m³, para los gaseosos).

A mayor poder calorífico corresponde menor consumo de combustible en peso o en volumen con tal que el motor no funcione en régimen de detonación en ningún caso.

Los siguientes datos fueron necesarios utilizar para el cálculo de la demanda de las estaciones de bombeo de petróleo.

$$\text{Gravedad Especifica} = G.E = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ\text{API}}$$

$$\text{Petróleo del Oriente} = ^\circ\text{API} = 29,2$$

$$G.E = \frac{141,5}{131,5 + 29,2} = 0,8805$$

$$G.E = \frac{\rho_{\text{fluido}}}{\rho_{\text{agua}}}$$

$$\begin{aligned} \rho_{\text{fluido}} &= G.E \times \rho_{\text{agua}} = 0,8805 (1 \text{ gr/cm}^3) \\ &= 0,8805 \text{ gr/cm}^3 \end{aligned}$$

$$\rho_{\text{fluido}} = 880,5 \text{ Kg/m}^3$$

u = viscosidad dinámica del petróleo = 1,9 cp

$$u = 0,019 \text{ poise} \times \frac{0,01019 \text{ Kgf} \cdot \text{seg}/\text{m}^2}{1 \text{ poise}} =$$

$$u = 0,0001936 \text{ Kgf} \cdot \text{seg}/\text{m}^2$$

$$1 \text{ Kgf} = 9,807 \text{ New} = 9,807 \text{ Kgm} \cdot \text{m}/\text{seg}^2$$

Kgf = Kilogramo fuerza

Kgm = Kilogramo masa

$$u = 0,0001936 \text{ Kgf} \cdot \text{seg}/\text{m}^2 = 0,0018986 \text{ Kgm}/\text{m} \cdot \text{seg}$$

γ = Viscosidad cinemática del petróleo = u/ρ

$$\gamma = \frac{0,0018986 \text{ Kgm}/\text{m} \cdot \text{seg}}{880,5 \text{ Kgm}/\text{m}^3} = 0,0000022 \text{ m}^2/\text{seg}.$$

- Consumo de combustible y demanda de potencia de la estación de bombeo de petróleo ubicada en Lago Agrio

Año 1982



Fig. 3.3 Estación de bombeo, elementos principales

P combustible = Potencia del combustible

P motor = Potencia del motor

P bomba = Potencia de la bomba

$$P \text{ bomba} = \frac{H \rho g Q}{1000} \quad (\text{KW})$$

H = Cabezal de cada estación de bombeo

ρ = Densidad del fluido = 880,5 Kg/m³

g = Gravedad = 9,81 m/seg²

Q = Caudal

En el año 1982 se transportaban por el oleoducto 240.000 barriles diarios de petróleo, esta cantidad vendría a representar el caudal Q.

Q = 240.000 barril/día

1 barril = 42 galones

1 galón = 3,785 litros

1 litro = 0,001 m³

1 día = 86.400 segundos

Expresando en otras unidades el caudal Q, obtenemos lo siguiente:

$$Q = 0,4416 \text{ m}^3/\text{seg.}$$

$$H = \Delta z + h_f$$

$$\Delta z = 600 - 400 = 200 \text{ metros}$$

Si despreciamos las pérdidas en accesorios como son válvulas, codos, etc., obtenemos que:

$$h_f = \frac{fL}{D} \frac{v^2}{2g}$$

f = Factor de fricción

L = Longitud de tubería desde Lago Agrio a Lumbaquí

D = Diámetro de la tubería del oleoducto.

v = Velocidad del caudal

$$L = 68,7 \text{ KM} = 68.700 \text{ metros}$$

$$D = 26 \text{ pulgadas} \times \frac{1 \text{ metro}}{39,37 \text{ pulgadas}} = 0,6604 \text{ mts.}$$

$$Q = Av$$

A = Area transversal de la tubería del oleoducto

$$A = \pi R^2 = \pi D^2/4 = 0,3425 \text{ m}^2$$

$$v = Q/A = \frac{0,4416 \text{ m}^3/\text{seg}}{0,3425 \text{ m}^2} = 1,29 \text{ m/seg}$$

Para calcular el factor de fricción, hay que calcular el número de Reynolds, para saber si el flujo es laminar o turbulento.

$$\text{Número de Reynolds} = Re = \frac{\rho v D}{\mu} = \frac{v D}{\nu}$$

$$Re = 1,29 (0,6604) / 0,000022 = 387234,55$$

Debido a que el Número de Reynolds obtenido es mayor de 10.000, significa que el flujo es muy turbulento y podemos aplicar la siguiente fórmula para calcular el factor de fricción.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 1,74 - 2 \log (2e/D)$$

e = Rugosidad absoluta

Como el material con que está hecho el oleoducto es hierro galvanizado, obtenemos que $e = 0,0005$ pie

$$D = 26 \text{ pulgadas} \times \frac{1 \text{ pie}}{12 \text{ pulgadas}} = 2,1666 \text{ pie}$$

$$e/d = 0,0005/2,1666 = 0,00023$$

$$f = 0,0141$$

$$h_f = 0,0141 (68700) (1,29)^2 / 0,660 (2) (9,81) \\ = 124,4 \text{ metros}$$

$$H = \Delta z + h_f = 200 + 124,4 = 324,4 \text{ m}$$

$$P_{\text{bomba}} = 324,4 (880,5) (9,81) (0,441) / 1000 \\ = 1237,4 \text{ KW}$$

$$N_{\text{bomba}} = P_{\text{bomba}} / P_{\text{motor}}$$

$$P_{\text{motor}} = P_{\text{bomba}} / N_{\text{bomba}}$$

$$N_{\text{bomba}} = \text{Eficiencia de la bomba} = 0,7$$

$$P_{\text{motor}} = 1237,4 / 0,7 = 1767,7 \text{ KW}$$

Para obtener el consumo de combustible de cada estación de bombeo tenemos que dividir la potencia del motor por el poder calorífico del petróleo.

Poder calorífico del petróleo = 546 KWH/Barril

$$\frac{1767,7 \text{ KW}}{546 \text{ KWH/barril}} = 3,24 \text{ Barril/H}$$

Considerando 1 año = 8760 H

3,24 Barril/H = 28382 Barril/Año

Hay que anotar que debido a la necesidad de almacenamiento de combustible en Lago Agrio, la demanda de potencia es mayor de la que se calcula, por tal motivo vamos a utilizar como datos de consumo de energía y demanda de potencia los obtenidos para Lumbaquí, debido a que en Lago Agrio existen unidades de bombeo similares.

- Consumo de combustible y demanda de potencia de la estación de bombeo de petróleo ubicada en Lumbaquí

$$P_{\text{bomba}} = H \rho g Q / 1000 \quad (\text{KW})$$

$$H = \Delta z + h_f$$

$$\Delta z = 1400 - 600 = 800 \text{ metros}$$

$$h_f = \frac{fL}{D} \frac{v^2}{2g}$$

Donde L es la longitud de la tubería desde Lumbaquí a Salado

$$L = 35,9 \text{ KM} = 35900 \text{ metros}$$

$$h_f = 65 \text{ metros}$$

$$H = 800 + 65 = 865 \text{ metros}$$

$$P_{\text{bomba}} = 3299,5 \text{ KW}$$

$$P_{\text{motor}} = 3299,5 / 0,7 = 4713,6 \text{ KW}$$

$$\text{Poder calorífico del petróleo} = 546 \text{ KWH/Barril}$$

$$\frac{4713,6 \text{ KW}}{546 \text{ KWH/barril}} = 8,63 \text{ Barril/H}$$

$$8,63 \text{ Barril/H} \times 8760 \text{ H/Año} = 75599 \text{ Barril/Año}$$

- Consumo de combustible y demanda de potencia de la estación de bombeo de petróleo ubicada en Salado

$$P_{\text{bomba}} = H \rho g Q / 1000 \quad (\text{KW})$$

$$H = \Delta z + h_f$$

$$\Delta z = 2000 - 1400 = 600 \text{ metros}$$

$$h_f = \frac{fL}{D} \frac{v^2}{2g}$$

Donde L es la longitud de tubería desde Salado a Baeza

$$L = 57 \text{ KM} = 57000 \text{ metros}$$

$$h_f = 103,2 \text{ metros}$$

$$H = 600 + 103,2 = 703,2 \text{ metros}$$

$$P_{\text{bomba}} = 2682,3 \text{ KW}$$

$$P_{\text{motor}} = 2682,3 / 0,7 = 3831,9 \text{ KW}$$

$$\text{Poder calorífico del petróleo} = 346 \text{ KWH/Barril}$$

$$\frac{3831,9 \text{ KW}}{546 \text{ KWH/Barril}} = 7,02 \text{ Barril/H}$$

$$7,02 \text{ Barril/H} \times 8760 \text{ H/Año} = 61495 \text{ Barril/Año}$$

- Consumo de combustible y demanda de potencia de la estación de bombeo de petróleo ubicada en Baeza

$$P_{\text{bomba}} = H \left(\frac{g}{1000} \right) (\text{KW})$$

$$h_f = \frac{fL}{D} \frac{v^2}{2g}$$

Donde L es la longitud de tubería desde Baeza a Papallacta.

$$L = 28,6 \text{ KM} = 28600 \text{ metros}$$

$$h_f = 51,8 \text{ metros}$$

$$H = 1000 + 51,8 = 1051,8 \text{ metros}$$

$$P_{\text{bomba}} = 4012 \text{ KW}$$

$$P_{\text{motor}} = 4012/0,7 = 5731,4 \text{ KW}$$

$$\begin{aligned} \text{Poder calorífico del petróleo} \\ = 546 \text{ KWH/Barril} \end{aligned}$$

$$\frac{5731,4 \text{ KW}}{546 \text{ KWH/Barril}} = 10,5 \text{ Barril/H}$$

$$\begin{aligned} 10,5 \text{ Barril/H} \times 8760 \text{ H/Año} \\ = 91980 \text{ Barril/Año} \end{aligned}$$

- Consumo de combustible y demanda de potencia de la estación de bombeo de petróleo ubicada en Papallacta

$$\text{bomba} = H \left(\frac{g}{1000} \right) \text{ (KW)}$$

$$H = \Delta z + h_f$$

El punto más alto de la ruta del oleoducto se encuentra en la Cordillera de los Andes a 4050 metros.

$$\Delta z = 4050 - 3000 = 1050 \text{ metros}$$

$$h_f = \frac{f L}{D} \frac{v^2}{2g}$$

Donde L es la longitud de tubería desde Papallacta al punto mas alto de la ruta del oleoducto, si observamos en el gráfico del Perfil-Planta del oleoducto esta distancia es equivalente a 12 KM.

$$L = 12 \text{ KM} = 12000 \text{ metros}$$

$$h_f = 21,7 \text{ metros}$$

$$H = 1050 + 21,7 = 1071,7 \text{ metros}$$

$$P_{\text{bomba}} = 4087,9 \text{ KW}$$

$$P_{\text{motor}} = 4087,9 / 0,7 = 5839,9 \text{ KW}$$

$$\begin{aligned} \text{Poder calorífico del petróleo} \\ = 546 \text{ KWH/Barril} \end{aligned}$$

$$\frac{5839,9 \text{ KW}}{546 \text{ KWH / Barril}} = 10,7 \text{ Barril/H}$$

$$10,7 \text{ Barril/H} \times 8760 \text{ H/Año} = 93732 \text{ Barril/Año}$$

Un resumen de lo anteriormente calculado se muestra a continuación:

ESTACION DE BOMBEO	CONSUMO DE COMBUSTIBLE PETROLEO CRUDO (BARRIL/AÑO)	DEMANDA DE POTENCIA KW
Lago Agrio	75599	4713,6
Lumbaquí	75599	4713,6
Salado	61495	3831,9
Baeza	91980	5731,4
Papallacta	93732	5839,9
-----	-----	-----
Total	398405	24830,4

Tabla 3.2 Consumo de combustible y demanda de potencia de las estaciones de bombeo de petróleo, Año 1982

Para obtener el consumo de combustible de las estaciones de bombeo de petróleo para el año 1985, hay que tomar en consideración que en ese año se transportaban por el oleoducto 300.000 barriles por día y se utilizó la siguiente relación:

$$\frac{300000 \text{ barriles/día}}{240000 \text{ barriles/día}} = 1,25$$

Al consumo de combustible del año 1982 lo multiplicamos por el factor 1,25 y obtene-

mos el consumo de combustible de cada estación de bombeo para el año 1985 y estos resultados se presentan a continuación:

Estación de Bombeo	Consumo de combustible (petróleo crudo)
	Barril/Año
Lago Agrio	94499
Lumbaquí	94499
Salado	76869
Baeza	114975
Papallacta	117165
-----	-----
Total	438986

Tabla 3.3 Consumo de combustible de las estaciones de bombeo de petróleo, Año 1985

Para obtener el consumo de energía de cada estación de bombeo para el año 1985, multiplicamos el poder calorífico del petróleo por el consumo de combustible del año 1985 y para obtener la demanda de potencia de cada estación de bombeo para el año 1985,

multiplicamos la potencia consumida por el motor en el año 1982 por el factor 1,25.

Los resultados de consumo de energía y demanda de potencia se presentan a continuación:

Estación de Bombeo	Consumo de Energía MWH/AÑO	Demanda Potencia Kw
Lago Agrio	51596	5892
Lumbaquí	51596	5892
Salado	41970	4790
Baeza	62776	7164
Papallacta	63972	7300
-----	-----	-----
Total	271910	31038

Tabla 3.4 Consumo de energía y demanda de potencia de las estaciones de bombeo de petróleo, Año 1985

Para obtener el consumo de combustible de las estaciones de bombeo de petróleo para el año 1988, hay que tomar en consideración que se tiene proyectado para ese año la ampliación del oleoducto, de tal forma de

transportar 400000 barriles diarios de petróleo y se utilizó la siguiente relación:

$$\frac{400000 \text{ barriles/día}}{300000 \text{ barriles/día}} = 1,333$$

Al consumo de combustible del año 1985 lo multiplicamos por el factor 1,333 y obtenemos el consumo de combustible de cada estación de bombeo para el año 1988 y estos resultados se presentan a continuación:

Estación de Bombeo	Consumo de combustible (Petróleo crudo)
	Barril/Año
Lago Agrio	125999
Lumbaquí	125999
Salado	102492
Baeza	153300
Papallacta	156220
-----	-----
Total	664010

Tabla 3.5 Consumo de combustible de las estaciones de bombeo de petróleo, Año 1988

Para obtener el consumo de energía de cada estación de bombeo para el año 1988, multiplicamos el poder calorífico del petróleo por el consumo de combustible del año 1988 y para obtener la demanda de potencia de cada estación de bombeo para el año 1988 multiplicamos la potencia consumida por el motor para el año 1985 por el factor 1,333.

Los resultados se presentan a continuación:

Estación de Bombeo	Consumo de Energía MWH/Año	Demanda Potencia Kw
Lago Agrio	68795	7856
Lumbaquí	68795	7856
Salaedo	55961	6387
Baeza	83702	9552
Papallacta	85296	9733
-----	-----	-----
Total	362549	41384

Tabla 3.6 Consumo de energía y demanda de potencia de las estaciones de bombeo de petróleo, Año 1988

Nota: Comparando los resultados obtenidos de consumo de combustible y demanda de potencia para los años 1985 y 1986 con los de CEPE, se puede observar que son muy parecidos, por tanto a manera de comparación voy a mencionar los criterios que toma en consideración CEPE.

CEPE toma en consideración lo siguiente:

En 1982 por el oleoducto se transportaban 240000 barriles por día y el total de consumo de petróleo crudo para su operación fue el siguiente:

Estación de Bombeo	Consumo de combustible (Petróleo crudo) Barril/Año
Papallacta	74000
Baeza	74000
Salado	48000
Lumbaquí	62400
Lago Agrio	62400
-----	-----
Total	321600

Tabla 3.7 Consumo de combustible de las estaciones de bombeo de petróleo, CEPE 1982

En el año 1985 por el oleoducto se transportaban 300000 barriles por día y para obtener el consumo de combustible de las estaciones de bombeo para el año 1985, multiplicamos el consumo de combustible del año 1982 por el factor 1,25, este factor se lo obtuvo de la siguiente manera:

$$\frac{300000 \text{ barriles/día}}{240000 \text{ barriles/día}} = 1,25$$

Para encontrar la demanda de las estaciones de bombeo de petróleo, se tomó en consideración que en el año 1982 habían cuatro unidades de bombeo por estación y operaban tres unidades durante las 24 horas del día y una unidad durante las 6 horas del día.

$$\begin{aligned} (\text{horas de operación/unidad}) &= (3 \times 24 + 1 \times 6) / 4 \\ &= 19,5 \text{ horas/día.} \end{aligned}$$

El factor de planta de cada estación es el siguiente:

$$19,5 \text{ horas/día} \times 1 \text{ día/24 horas} = 0,81$$

Con este factor se determinó la demanda de las estaciones de bombeo de petróleo, cuyos resultados se presentan al final de esta sección.

Para el año 1988 CEPE tiene proyectado incrementar la capacidad de transporte de petróleo por el oleoducto a 400000 barriles por día, siendo necesario para ese año incrementar el número de unidades de bombeo por estación.

Para obtener el consumo de combustible de las estaciones de bombeo de petróleo para el año 1988, multiplicamos el consumo de combustible del año 1985 por el factor 1,333, este factor se lo obtuvo de la siguiente manera:

$$\frac{400000 \text{ barriles/día}}{300000 \text{ barriles/día}} = 1,333$$

Los resultados de consumo de combustible y demanda de potencia para los años 1985 y

ESTACION	EQUIPO	# DE UNIDADES x CAPAC. INST.	CONSUMO COMBUSTIBLE (PETROLEO CRUDO) BAR REL / AÑO	CONSUMO ENERGIA MMH/AÑO	FACTOR CARGA	DEMANDA KW	OBSERVACIONES
PAPALLACTA	MOTOR	5 x 2800 HP	93000	50778	0.81	7156	BOOSTER: ELEVADOR DE PRESION.
	BOOSTER #2	3 x 50 HP		653	1	75	
	GENERADOR #1, #2	2 x 400 KW		3504	1	400	
				54935		7631	
BHEZA	MOTOR	5 x 2800 HP	93000	50778	0.81	7156	#1 PARA DAR ILUMINACION A ESTACION.
	BOOSTER #2	3 x 50 HP		653	1	75	
	GENERADOR #1, #2	2 x 400 KW		3504	1	400	
				54935		7631	
SALADO	MOTOR	5 x 1850 HP	60000	32760	0.81	4617	#2 INCLUYE UNA UNIDAD STAND-BY.
	BOOSTER #2	3 x 50 HP		653	1	75	
	GENERADOR #1, #2	2 x 400 KW		3504	1	400	
				35917		5092	
LUMBAQUI	MOTOR	5 x 2500 HP	78000	42588	0.81	6002	
	BOOSTER #2	3 x 50 HP		653	1	75	
	GENERADOR #1, #2	2 x 400 KW		3504	1	400	
				46745		6477	
LAGO AGRIO	MOTOR	5 x 2500 HP	78000	42588	0.81	6002	
	BOOSTER #2	3 x 50 HP		653	1	75	
	GENERADOR #1, #2	2 x 400 KW		3504	1	400	
				46745		6477	
TOTAL				4 02000		240277	33308

ESTACION	EQUIPO	# DE UNIDADES x CAPAC. INST.	CONSUMO COMBUSTIBLE (PETROLEO CRUDO) BARRIL / AÑO	CONSUMO ENERGIA MWH/AÑO	FACTOR CARGA	DEMANDA KW	OBSERVACIONES
PAPALLACTA	MOTOR BOOSTER #3 GENERADOR #1, #2	8 x 2800 HP 4 x 50 HP 4 x 400 KW	124200	67813 980 7008 ----- 75692	0.81 1 1 -----	9557 112 800 ----- 10454	#1 PARA DAR ILUMINA- CION A ESTACION.
BAEZA	MOTOR BOOSTER #3 GENERADOR #1, #2	8 x 2800 HP 4 x 50 HP 4 x 400 KW	124200	67813 980 7008 ----- 75692	0.81 1 1 -----	9557 112 800 ----- 10454	#1 PARA DAR ILUMINA- CION A ESTACION.
SALADO	MOTOR BOOSTER #3 GENERADOR #1, #2	8 x 1850 HP 4 x 50 HP 4 x 400 KW	80200	43787 980 7008 ----- 51668	0.81 1 1 -----	6171 112 800 ----- 7068	#2 INCLUYE UNA UNI- DAD STAND-BY.
LUMBARUI	MOTOR BOOSTER #3 GENERADOR #1, #2	8 x 2500 HP 4 x 50 HP 4 x 400 KW	104200	56873 980 7008 ----- 64772	0.81 1 1 -----	8019 112 800 ----- 8915	#3 INCLUYE UNA UNI- DAD STAND-BY
LAGO AGRIO	MOTOR BOOSTER #3 GENERADOR #1, #2	8 x 2500 HP 4 x 50 HP 4 x 400 KW	104200	56873 980 7008 ----- 64772	0.81 1 1 -----	8019 112 800 ----- 8915	#3 INCLUYE UNA UNI- DAD STAND-BY
TOTAL			537000	333141		45881	

1988 se presentan en las tablas 3.8 y 3.9.

3.4.2 Cálculo de la demanda de las estaciones de bombeo del gasoducto

El gasoducto Shushufindi - Quito está formado por cuatro estaciones de bombeo, que sirven para transportar el gas desde Shushufindi hasta el terminal de Beaterio ubicado al sur de Quito, las estaciones de bombeo de gas están localizadas en Shushufindi, Lumbaquí, Baeza, y Papallacta.

Todos los motores y generadores consumen combustible para su operación, la demanda de potencia de cada estación de bombeo en el año 1985 fué la siguiente:

Estación Bombeo de gas	Equipo	# Unidades x capc.inst	Observ.
Shushufindi	Motor	4 x 1200 HP	1* Incluye una unidad stand-by
	Generad 1*	2 x 265 KW	
Quijos (Lumbaquí)	Motor	4 x 1200 HP	
	Generad 1*	2 x 240 KW	

Osayaco (Baeza)	Motor	4 x 1200 HP
	Generad 1	2 x 240 KW
Chalpi (Papallacta)	Motor	4 x 1200 HP
	Generad 1	2 x 240 KW

Tabla 3.10 Demanda de las estaciones de bombeo de gas,
Año 1985

De los cuatro motores instalados en cada estación, normalmente tres unidades operan al 40% de su capacidad nominal instalada y una unidad es usada como stand-by.

El consumo de energía por parte de los motores para el año 1985 fue calculado de la siguiente manera:

$$3 \times 1200 \text{ HP} \times 0,746 \text{ KW/1HP} \times 8760 \text{ Horas/Año} \\ \times 40\% = 94,0 \text{ MWH/Año}$$

El consumo de energía por parte de los generadores diesel para el año de 1985 fue de 1927 MWH, los generadores diesel sirven para dar iluminación a la estación.

Por tanto el consumo de energía por estación para el año 1985 es:

$$9410 \text{ MWH} + 1927 \text{ MWH} = 11337 \text{ MWH}$$

El consumo de las cuatro estaciones de bombeo es:

$$4 \times 11337 = 45348 \text{ MWH}$$

Considerando que el consumo de energía de las estaciones de bombeo de gas podría incrementarse, se consideró un incremento anual de 10% para el consumo de energía por parte de los motores y 2% para el consumo de energía por parte de los generadores.

Estos incrementos se los van a considerar hasta que se sature la capacidad de bombeo existente, es decir hasta que se alcance el 100% de la capacidad nominal de las tres unidades de bombeo y este valor es el siguiente:

$$3 \times 1200 \text{ HP} \times 0,746 \text{ KW/HP} \times 8760 \text{ horas/año} \\ = 23526 \text{ MWH}$$

En la tabla 3.11 se presenta la proyección hasta el año 2000 del consumo de energía y demanda de potencia para las estaciones de bombeo de gas.

3.4.3 Cálculo de la demanda de la estación de bombeo de agua a instalarse en Papallacta

La ciudad de Quito actualmente tiene problemas con el suministro de agua potable a sus habitantes, de tal forma que en el año 1985 solamente fue cubierto el 55% de la demanda total de agua de la ciudad.

Para evitar este déficit en el suministro de agua potable a la ciudad de Quito, se ha pensado en la instalación de una estación de bombeo de agua que va a ser instalada en Papallacta.

La demanda de potencia de esta estación es de 45 MW y va a entrar en operación en el año 1988

AÑO	PARA CASA ESTACION DE BOMBEO DE GAS				PARA LAS CUATRO ESTACIONES DE BOMBEO			
	CONSUMO DE ENERGIA				DEMANDA			
	MOTORES MWH/AÑO	GENERADORES MWH/AÑO	TOTAL MWH/AÑO	FACTOR CARGA	ENERGIA MWH/AÑO	DEMANDA KW	ENERGIA MWH/AÑO	DEMANDA KW
1985	9410	1927	11337	0.9	45348	1438	45348	5752
1986	10351	1566	12317	0.9	49269	1562	49269	6248
1987	11386	2005	13391	0.9	53564	1700	53564	6800
1988	12525	2045	14570	0.9	56280	1848	56280	7392
1989	13777	2086	15863	0.9	63452	2012	63452	8048
1990	15155	2128	17283	0.9	69132	2192	69132	8768
1991	16670	2170	18840	0.9	75360	2390	75360	9560
1992	18337	2214	20551	0.9	82204	2607	82204	10428
1993	20171	2258	22429	0.9	89716	2845	89716	11380
1994	22188	2303	24491	0.9	97964	3106	97964	12424
1995	23526	2349	25875	0.9	103500	3282	103500	13128
1996	23526	2349	25875	0.9	103500	3282	103500	13128
1997	23526	2349	25875	0.9	103500	3282	103500	13128
1998	23526	2349	25875	0.9	103500	3282	103500	13128
1999	23526	2349	25875	0.9	103500	3282	103500	13128
2000	23526	2349	25875	0.9	103500	3282	103500	13128

TABLA CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA DE LAS ESTACIONES DE BOMBEO DE GAS

3.11

3.4.4 Cálculo de la demanda de las instalaciones de CEPE/TEXACO

El petróleo es uno de los principales fuentes de ingreso que posee el País, los mayores campos de producción se encuentran localizados en Lago Agrio, Shushufindi y Jivino Verde (Sacha).

En el año 1985 la demanda de potencia de las instalaciones CEPE/TEXACO fue de 10000 KW y se encuentra distribuida en Lago Agrio 4000 KW, Shushufindi 4000 KW y Jivino Verde 2000 KW.

CEPE tiene pensado instalar en Shushufindi la nueva Refinería Amazonas, con capacidad de refinar 10000 barriles diarios de petróleo y permitirá abastecer de derivados a la zona Oriental del País, esta refinería va a ser de 2500 KW en el año 1987, con un incremento del 2% anual para el periodo de proyección y los valores proyectados fueron hallados con la siguiente fórmula:

$$P_n = P_o (1+i)^n$$

P_n = valor en el año n

P_o = Valor inicial

i = Tasa de crecimiento media anual = 2%

n = Número de años de proyección

La proyección de consumo de energía y demanda de potencia de las instalaciones CEPE/TEXACO se muestra en la tabla 3.12.

3.5 CONSUMO TOTAL DE ENERGIA

La suma de las proyecciones de los Consumos (Residencial + Comercial + Otros + Industrial + Cargas Especiales) da como resultado el consumo total de energía del área de estudio.

3.6 PERDIDAS POR ENERGIA

Las pérdidas por energía registradas en la zona nor-oriental para 1982, 1983, 1984, fueron de 21,1%, 10,9%, 13,0% y para hallar la proyección de las pérdidas se tomó la media de las pérdidas obtenidas en estos años, dando el valor de 15%, este valor

ANO	LAGO ABRIO				SHUSHUFINDI				JIVIND VERDE			
	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA MWH/ANO	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA MWH/ANO	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA MWH/ANO	DEMANDA TOTAL KW	CONSUMO ENERGIA MWH/ANO	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA MWH/ANO	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA MWH/ANO
1985	4000	35040	4000	35040			4000	35040	2000	17520		
1986	4000	35040	4000	35040			4000	35040	2000	17520		
1987	4000	35040	4000	35040	2500		6500	56940	2000	17520		
1988	4000	35040	4000	35040	2550		6550	57378	2000	17520		
1989	4000	35040	4000	35040	2601		6601	57825	2000	17520		
1990	4000	35040	4000	35040	2653		6653	58280	2000	17520		
1991	4000	35040	4000	35040	2706		6706	58745	2000	17520		
1992	4000	35040	4000	35040	2760		6760	59219	2000	17520		
1993	4000	35040	4000	35040	2815		6815	59703	2000	17520		
1994	4000	35040	4000	35040	2872		6872	60196	2000	17520		
1995	4000	35040	4000	35040	2929		6929	60698	2000	17520		
1996	4000	35040	4000	35040	2988		6988	61213	2000	17520		
1997	4000	35040	4000	35040	3047		7047	61736	2000	17520		
1998	4000	35040	4000	35040	3108		7108	62270	2000	17520		
1999	4000	35040	4000	35040	3171		7171	62814	2000	17520		
2000	4000	35040	4000	35040	3234		7234	63370	2000	17520		

TABLA CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA DE LAS INSTALACIONES CEFE/TERACO
3.12

se lo mantuvo constante durante los años de proyección 1985 - 2000.

3.7 ENERGIA GENERADA

Teniendo las proyecciones del consumo total de energía, se calculó la energía generada con la siguiente fórmula:

$$E.G = \text{consumo total de energía} / (1 - \% \text{ Pérdidas})$$

3.8 FACTOR DE CARGA

Los factores de carga registrados históricamente en la zona nor-oriental para los años 1984, 1985, fueron del 16.3%, 16.7% y para hallar la proyección del factor de carga hasta el año 2000, se estableció un crecimiento medio anual del 2,5%.

Los valores de factor carga para los años de proyección fueron obtenidos con la siguiente fórmula:

$$P_n = P_o (1+i)^n$$

P_n = Valor en el año n

P_0 = Valor inicial

i = Tasa de crecimiento media anual

n = Número de años de proyección.

3.9 DEMANDA MAXIMA

La demanda máxima (KW) para los años de proyección se la obtuvo con la siguiente fórmula:

$D_{max} = \text{Energía Generada} / (\text{Factor Carga} \times 8760)$.

3.10 RESULTADOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA

Los resultados de la proyección de la demanda se muestran al final del capítulo en las tablas 3.13 hasta 3.29.

3.11 DEMANDA Y CENTROS DE CARGA

En el estudio de la demanda se dividió el área de estudio en zonas de características similares, se analizaron cada una de estas zonas, considerando sus datos de demanda, localización de las cargas de mayor importancia, llegando a la conclusión de que estas zonas serán de influencia de cada subesta-

ción, por lo tanto debemos de ubicar las subestaciones lo más cerca posible de la carga de mayor importancia.

3.11.1 Demanda Activa

La demanda activa (KW) de cada una de las zonas que conforman el área de estudio se presentan en las tablas de los resultados de la proyección de la demanda.

3.11.2 Demanda Reactiva

Para obtener la demanda reactiva (KVAR) de cada una de las zonas que conforman el área de estudio, se utilizaron los siguientes factores de potencia:

	Factor Potencia
Motores	0,95
Población Rural	0,85

Se asumió el factor de potencia de 85% atrasado para cada una de las barras a nivel de

13,8 KV debido a que este valor es el de mayor frecuencia y el factor de potencia utilizado para las cargas a nivel de 69 KV (Cargas especiales) fue de 95% atrasado.

3.12 CONCLUSIONES

Se justifica la construcción de la línea de transmisión radial Quito - Lago Agrio, debido a la gran demanda de potencia existente en la zona nor-oriental, presentando la construcción de la línea una serie de beneficios que se los indicará posteriormente en el capítulo de evaluación económica.

La línea de transmisión va a contribuir al desarrollo industrial de la zona que en la actualidad no existe y hay que anotar que una vez construida la línea se tiene que efectuar una sustitución de las unidades existentes que consumen combustible por unidades que consuman energía eléctrica.

POBLACION RURAL

AÑO	Población	SERVIDA %	MILITARES POR ABARRADO	NÚMERO DE ABARRADOS		ESTRUCTURA DE ABARRADOS				TOTAL	FERTILIDAD	SERVIDA MIL/ABD	PACIFICOS	DEMANDA MILITARIA
				RESIDEN- CIAL	CONCEN- TRAL	RESIDEN- CIAL	COMERCIAL	OTROS	INDUSTRIAL					
1962	1821	29.8	28.9	74.2	32.6	27.4	10.7	2.2	10.7	46.5	19.7	35.9	13.7	38
1963	1872	27.2	22.1	46.7	17.1	39.7	16.1	5.1	16.1	51.2	15.0	65.0	18.2	46
1964	1925	24.6	17.3	66.6	22.8	35.1	24.3	6.1	24.3	63.4	15.0	98.1	17.7	47
1965	1980	37.7	10.9	71.2	25.7	42.1	20.7	6.2	20.7	100.7	15.0	118.7	17.2	75
1966	2037	40.0	15.0	79.0	28.4	76.8	37.3	7.4	37.3	116.3	15.0	139.2	17.5	91
1967	2096	42.0	14.3	86.7	30.9	79.2	41.5	8.4	41.5	156.7	15.0	160.8	17.9	103
1968	2158	43.6	12.7	94.4	33.5	85.1	52.5	10.0	52.5	185.8	15.0	184.5	18.3	115
1969	2225	45.4	11.2	102.8	36.1	89.1	64.2	11.5	64.2	176.6	15.0	210.4	19.8	128
1970	2295	46.8	12.8	109.6	38.3	108.6	69.7	10.9	69.7	199.9	15.0	235.7	19.2	150
1971	2379	48.2	12.4	117.5	40.6	119.1	79.0	14.5	79.0	211.2	15.0	262.6	19.7	151
1972	2468	49.4	12.1	124.7	42.9	123.4	83.8	16.1	83.8	247.3	15.0	290.9	20.1	165
1973	2555	50.6	11.3	131.4	44.8	129.7	96.7	17.8	96.7	271.2	15.0	319.1	21.5	177
1974	2654	51.8	11.6	135.7	47.2	131.5	109.5	19.7	109.5	299.4	15.0	352.2	21.1	191
1975	2761	53.3	11.3	146.6	49.9	143.8	122.0	21.6	122.0	330.7	15.0	385.3	21.6	206
1976	2879	55.1	11.8	156.7	52.1	177.5	134.2	23.3	134.2	365.3	15.0	425.7	22.1	220
1977	2990	56.3	10.3	165.3	54.7	191.2	147.5	25.8	147.5	394.5	15.0	464.4	22.6	235
1978	3124	55.9	10.7	174.6	57.2	206.0	161.4	28.1	161.4	430.7	15.0	506.7	23.2	249
1979	3267	56.9	10.5	184.7	60.1	221.8	177.1	30.6	177.1	470.4	15.0	554.8	23.7	264

TABLA 3.15 DEMANDA DE FORTALEZA EN ZONA PAFALLACTA

Población	Población servida	Inhabitante por abogado	Número de Abogados				Consumo (MM / AÑO)				MEDIDAS %	ENERGÍA MWH/ANO	FACTOR CARGA %	DEMANDA TACTIVO KW	
			RESIDEN- CIAL	COMER- CIAL	INDUS- TRIAL	TOTAL	RESIDEN- CIAL	COMER- CIAL	INDUS- TRIAL	TOTAL					
															RESIDEN- CIAL
962	607														
1582	655	26.9	193.6		72.2	158.5	59	18.1	235.9	10.9	267.5	13.7	219		
1726	676	22.1	167.6		97.9	220.9	92.2	23.4	338.4	17.0	369	16.2	277		
1953	711	17.7	157.5		130.1	307.3	133.9	25.1	475.5	15.0	543.6	16.7	303		
1953	753	15.9	67.0		146.9	382.1	175.2	25.5	579	15.6	726.5	17.1	457		
1982	793	15.0	451.7		162.0	404.5	213.6	42	674.8	15.0	753.9	17.5	518		
1982	1347	14.2	495.3		175.3	655.9	254.5	45.2	786.7	15.0	936.5	17.5	503		
1989	1719	14.7	540.7		191.4	510.0	200.2	37	1070.7	15.0	1200.9	16.8	727		
1950	1811	13.2	507.2		206.1	767.3	309.2	65.4	1373.7	15.0	1547.9	19.2	799		
1971	2430	16.8	427.7		218.9	821.8	396.2	73.7	1143.3	15.0	1309.5	19.7	668		
1972	2760	12.4	671.0		232.2	903.4	451.7	81.6	1275.4	15.6	1500.5	20.1	764		
1993	10402	12.1	712.4		245.0	735.3	507.2	51.9	1493	15.6	1623.6	20.6	1111		
1944	10475	11.9	790.6		255.0	797.1	541.7	101.6	1550.1	15.0	1623.6	20.6	1111		
1975	10821	11.6	706.0		267.7	863.7	633.9	112.2	1676.9	15.0	1822	21.1	1174		
1986	11200	11.3	813.6		285.1	940.7	687.2	123.4	1868.7	15.0	2022	21.9	1495		
1977	11372	11.3	893.5		298.1	1014.2	766.6	135.2	2052.1	15.0	2425.6	22.1	1545		
1978	11437	10.3	944.4		312.6	1097.5	817.8	147.8	2256.5	15.0	2651.7	22.6	1541		
1979	12417	10.7	997.0		327.6	1175.1	922.5	180.7	2457.2	15.0	2854.4	23.2	1624		
2000	14822	10.8	1052.3		333.1	1265.8	1011.2	174.5	2684	15.0	3157.9	23.7	1721		

TABLA 3.15 DEMANDA DE POTENCIA EN TONS VAEIA

Inv. No. _____

AÑO	INDICADORES DE ACTIVIDAD		SECTOR DE EMPRESAS				TOTAL	%	SECTOR PRIVADO	CARGA %	SECTOR PÚBLICO
	INDICADOR	VALOR	RESIDENTES	RESIDENTES	RESIDENTES	RESIDENTES					
1982	317	23,6	16,3	35,3	85,3	34,1	229,4	10,9	140,7	13,7	177
1983	316	23,6	16,3	35,3	85,3	34,1	229,4	10,9	140,7	13,7	177
1984	365	27,1	20,1	46,3	103,4	45,7	357,6	14,0	172,6	16,2	210
1985	362	24,8	17,3	44,5	103,3	60,3	336,1	15,0	217,9	16,7	224
1986	328	27,7	15,2	42,6	115,1	80,8	384,5	15,6	235,6	17,1	246
1987	394	40,3	18,3	56,1	210,3	130,0	440,1	5,0	291,4	17,5	311
1988	412	42,0	14,1	57,3	211,8	160	386,7	15,0	236,7	17,7	329
1989	416	45,9	14,7	74,8	232,6	156,7	445,6	15,0	292,1	18,2	361
1990	413	45,4	14,1	112,4	281,3	173	505,6	15,0	354,6	18,6	396
1991	467	45,6	12,8	105,4	308	197,3	563,6	15,0	413,6	17,7	431
1992	457	46,1	11,4	112	336,3	223,7	631,6	15,0	483,1	18,1	468
1993	504	47,4	12,1	121,4	358,2	251,3	700	15,0	555,5	20,1	500
1994	515	50,9	11,5	126,8	371,8	276,3	767,7	15,0	617,7	20,6	533
1995	540	51,8	11,6	130,8	428,6	310,1	847,5	15,0	697,5	21,1	582
1996	546	51,3	11,2	141,2	468,1	345,1	917,5	15,0	767,5	21,1	604
1997	571	52,9	11,1	147,7	511,3	377,6	1027	15,0	874,8	21,1	664
1998	593	54,1	10,1	154,6	541,2	417,1	1117,9	15,0	964,8	21,1	705
1999	637	55,7	10,7	162	562,9	457	1238,7	15,0	1035,8	21,2	753
2000	626	56,1	10,3	167,9	613,1	560,7	1309,2	15,0	1151,9	21,7	783

TABLA 3.11. EVOLUCIÓN DE LA ACTIVIDAD EMPRESARIAL EN EL PERÚ

CATEGORIA	MUNICIPIO	MUNICIPIO DE COMERCIO		RESERVA CIB.	COMERCIAL	INDUSTRIAL	TOTAL	RENTAS CIB/IND	CATEG.	MUNICI- PIO
		RESERVA CIB.	COMERCIAL							
1982	27862	1647.4	356.5	205.6	3105.5	67.3	12247	10.3	1372.7	1447
1983	24137	1275.3	466	195.2	2136.5	67	1086	15.0	1823	1277
1984	26451	1499	567.4	1227.3	2653.3	105.4	1912.1	13.4	2361.3	1548
1985	22252	1499	567.4	1227.3	2653.3	105.4	2250.6	15.4	2661.1	1777
1986	24957	1607.1	506.2	1402	3515.3	131.5	2488.7	15.0	2972.6	2017
1987	27238	1781.1	573	1506.4	3858.5	156.4	3037.1	15.0	3511.3	2271
1988	31079	1923.6	683.3	1721.3	4328.2	183.3	3453.5	15.0	4065.5	2534
1989	34474	2096.2	758.9	1971.5	4826.6	211.4	3938.1	15.0	4538.7	2791
1990	37336	2354.4	841.6	2181.4	5377.4	236.2	4342.2	15.0	5124.1	3066
1991	35134	2311.7	841.7	2338.3	5492.1	234.7	4267.4	15.0	5117.5	3313
1992	38792	2561.5	886.4	2397.6	6245.5	267.2	4657.3	15.0	5717.5	3571
1993	37325	2697.6	928	2850.2	6475.8	342.4	5143.4	15.0	6266.8	3854
1994	38571	2968.1	978	3045.9	7146.7	375.2	6497.5	15.0	7676.3	4133
1995	40033	3020.7	1024.4	3277.7	7372.4	415.4	7157	15.0	8415.3	4447
1996	41716	3331.6	1081.1	3547.7	8047.5	459.7	7607	15.0	9164.2	4754
1997	43176	3575.7	1123.8	3846.6	8546.6	504.2	8042.7	15.0	9914.2	5081
1998	44487	3533.3	1166.1	4155.2	9246.2	549.2	8697	15.0	10665.3	5358
1999	46751	3784.2	1241.2	4415.8	9911.7	578.7	9233.7	15.0	11377.9	5658
2000	47871	3901.6	1276.2	4787.6	10665.5	601.1	10066.6	15.0	12066.1	5711

Tabla 7.10. TENDENCIA DE PARTICIPACIÓN EN ZONA URBANA

Población	Población Urbana %	Habitante PPA 4700000	Número de Asignados		Cobertura Industrial y Comercial					Período	Energía Generada MWh/año	Factor Carga %	Servicio
			Resisten- Céel	Comercial	Resisten- Céel	Comercial	Otros	Industrial	Total				
1962	42.6	23.7	165.7	64.1	132.6	49.7	12.7	235.6	13.2	219.0	42.7	160	
1963	47.9	24.7	191.4	67.6	157.4	69.8	16.6	241.1	13.4	227	16.7	171	
1964	48.1	24.1	191.4	67.6	157.4	69.8	16.6	241.1	13.4	227	16.7	171	
1965	51.4	25.8	204.7	74.7	176.1	44	20.7	259.2	15.0	251.4	9.7	222	
1966	54.1	25.7	204.7	74.7	176.1	44	20.7	259.2	15.0	251.4	9.7	222	
1967	56.7	25.0	221.4	113.4	185.7	121.3	25.1	409.4	15.7	383.4	17.0	267	
1968	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1969	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1970	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1971	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1972	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1973	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1974	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1975	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1976	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1977	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1978	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1979	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	
1980	57.7	24.2	252.6	105.6	203.7	101.2	25.1	456.7	15.0	455.2	17.1	400	

TABLA 2.13 - COBERTURA DE FORTALECIMIENTO EN ZONA SUBURBANA (1962-1980)

AÑO	Población	Población Servicio %	Inhabitante por edificio	Número de Edificios		Consumo (kWh / año)				Pérdidas %	Energía generada MWh año	Factor Carga %	Demanda Máxima kW
				Residen- cial	Comercial	Residen- cial	Comercial	Otros Industria	Total				
1964	1787	24.7	24.3	176.5	178.5	301.7	112.5	25.2	444.3	15.9	556.7	13.7	416
1965	1824	24.7	24.1	158.3	158.3	357.6	145.7	27.8	537.0	17.5	627.7	16.2	441
1966	1874	24.6	24.2	176.5	176.5	338.7	224.9	47.1	771.4	13.0	907.5	16.7	520
1967	1951	24.6	24.2	158.3	158.3	376.6	227.6	57.1	724.6	15.0	1092.6	17.1	731
1968	2255	27.7	24.9	658.7	252.4	534.9	345.6	68	1682.1	15.0	1284.5	17.5	825
1969	2270	27.6	25.0	728.2	252.4	534.9	345.6	68	1682.1	15.0	1474.5	17.5	946
1970	2301	24.0	24.3	801.5	285.7	737.7	411.0	77.7	1462.5	15.0	1733.3	18.2	1044
1971	2407	23.8	24.7	875	308.7	800.7	465.7	46.7	1450	15.0	1903.4	18.8	1184
1972	2447	23.8	24.7	875	308.7	800.7	465.7	46.7	1450	15.0	1903.4	18.8	1184
1973	2484	25.1	25.1	959.2	333.5	918	565.1	61.9	1671.3	15.0	2174.8	17.2	1277
1974	2520	26.8	25.0	1115.1	354.7	1036.7	644.5	73.6	1849.6	15.0	2174.8	17.2	1277
1975	2574	26.2	24.4	1285.4	375.7	1115.2	700.8	95.3	2033.8	15.0	2428	15.7	1407
1976	2647	26.4	24.1	1352.7	396.2	1176.3	820.8	103.0	2186.5	15.0	2750	16.1	1516
1977	2695	26.4	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1978	2711	26.8	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1979	2814	26.8	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1980	2878	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1981	2912	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1982	2952	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1983	2992	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1984	3032	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1985	3072	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1986	3112	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1987	3152	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1988	3192	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1989	3232	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1990	3272	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1991	3312	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1992	3352	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1993	3392	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1994	3432	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1995	3472	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1996	3512	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1997	3552	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1998	3592	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
1999	3632	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622
2000	3672	27.1	24.1	1442	414.2	1210	874.1	144.5	2306.3	15.0	2954.5	17.3	1622

TABLA 3.7 DEMANDA DE ENERGÍA EN LOS DORS

CARGAS ESPECIALES

	ESTACION BOMBAO PETROLIO		ESTACION BOMBAO GAS		ESTACION BOMBAO AGUA		INSTALACION REFE / TERCERO		PUBLICIDAD R.U.S.P.L.		TOTAL	
	ENERGIA kWh/mo	kW	ENERGIA kWh/mo	kW	ENERGIA kWh/mo	kW	ENERGIA kWh/mo	kW	ENERGIA kWh/mo	kW	ENERGIA kWh/mo	kW
1966	54,9	76,31	14,0	15,2					0,2	79	67,3	92,7
1967	54,9	76,31	13,4	17,0					0,1	91	68,4	94,7
1968	75,6	10469	14,6	16,8	394,2	43000			0,2	107	464,9	3742,1
1969	75,6	10469	15,4	20,1	394,2	43000			0,2	115	464,9	37396
1970	75,6	10469	17,2	21,2	394,2	43000			0,2	118	467,4	37769
1971	75,6	10469	18,6	23,6	394,2	43000			0,1	140	465	37399
1972	75,6	10469	21,8	26,7	394,2	43000			0,2	122	490,4	38228
1973	75,6	10469	21,4	24,5	394,2	43000			0,3	135	474,1	38973
1974	75,6	10469	24,5	21,6	394,2	43000			0,3	177	474,6	3872
1975	75,6	10469	25,8	22,1	394,2	43000			0,4	191	474,2	38342
1976	75,6	10469	25,5	20,2	394,2	43000			0,4	204	484,4	38957
1977	75,6	10469	25,5	20,2	394,2	43000			0,4	210	484,2	38971
1978	75,6	10469	25,9	20,2	394,2	43000			0,5	235	484,4	3896
1979	75,6	10469	25,9	22,2	394,2	43000			0,5	249	490,4	39000
2000	75,6	10469	25,5	22,2	394,2	43000			0,6	256	476,3	34017

TABLA 7.24. CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA EN ZONA PARALANCA

AÑO	ESTACION BOMBEO PETROLED		ESTACION BOMBEO GAS		ESTACION BOMBEO AGUA		INSTALACION CEPE / TERMINO		PUBLICACION M U R A L		TOTAL	
	CONSUMO ENERGIA (GAL./AÑO)	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA (GAL./AÑO)	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA (GAL./AÑO)	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA (GAL./AÑO)	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA (GAL./AÑO)	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA (GAL./AÑO)	DEMANDA KW
1966	54.9	7631	12.3	1762			6.7	452	67.7	9643		
1967	54.8	7531	13.4	1700			6.6	466	69.1	9941		
1968	75.0	10469	14.6	1846			6.7	566	71.3	10903		
1969	75.0	10499	15.0	2012			6.1	638	91.6	12137		
1970	10.0	10469	17.7	2192			4.2	729	96.3	13390		
1971	75.0	10469	18.6	2396			1.3	795	95.9	13656		
1972	75.0	10469	20.0	2607			1.2	889	97.9	13910		
1973	75.0	10465	22.2	2840			1.7	944	95.9	14260		
1974	75.0	10469	24.5	3166			1.6	1011	102.1	14582		
1975	75.0	11405	21.9	3361			1.0	1061	113.7	14940		
1976	75.0	10469	23.7	3262			2.2	1174	112.9	14925		
1977	75.0	10469	23.9	3162			2.4	1260	104.1	15016		
1978	75.0	11469	25.9	3262			2.7	1351	104.4	15172		
1979	75.0	11481	25.9	3262			2.3	1404	104.6	15175		
2000	75.0	10469	25.9	3262			3.2	1521	104.9	15272		

TABLA 2.22 CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA EN LOMA BRISA

Date	ESTACION 620624 ZETINA		ESTACION 604620 GAS		ESTACION 610621 AGUA		INDICACION LEVE + TONDO		FOTOGRAFIA R. P. N.		TITULO	
	CONDICION ESTACION ANTERIOR	DEBIDA C/W	CONDICION ESTACION ANTERIOR	DEBIDA C/W	CONDICION ESTACION ANTERIOR	DEBIDA C/W	CONDICION ESTACION ANTERIOR	DEBIDA C/W	CONDICION ESTACION ANTERIOR	DEBIDA C/W	CONDICION ESTACION ANTERIOR	DEBIDA C/W
1180	31.9	51.7										51.7
1181	34.7	51.7										51.7
1182	51.8	70.8										70.8
1183	51.8	71.1										71.1
1184	51.8	70.7										70.7
1185	51.8	70.7										70.7
1186	51.8	70.7										70.7
1187	51.8	70.7										70.7
1188	51.8	70.7										70.7
1189	51.8	70.7										70.7
1190	51.8	70.7										70.7
1191	51.8	70.7										70.7
1192	51.8	70.7										70.7
1193	51.8	70.7										70.7
1194	51.8	70.7										70.7
1195	51.8	70.7										70.7
1196	51.8	70.7										70.7
1197	51.8	70.7										70.7
1198	51.8	70.7										70.7
1199	51.8	70.7										70.7
1200	51.8	70.7										70.7

CONDICION DE ESTACION (11-196) DE FOTOGRAFIA EN 10/11/1964

AÑO	ESTACION MONTEO POTENCIO		ESTACION BOMBEO		ESTACION MONTEO TRAMA		INSTALACION GEFF / T-2500		P O R T A C I O N R U T A 1		T O P A	
	CA (ES) 10 ELECTRICA (kW) 100	CEMEXIA kW	COAGULO ELECTRICA (kW) 100	DETRON kW	COAGULO ELECTRICA (kW) 100	CEMEXIA kW	COAGULO ELECTRICA (kW) 100	DETRON kW	COAGULO ELECTRICA (kW) 100	DETRON kW	COAGULO ELECTRICA (kW) 100	DETRON kW
1966	48.7	1977	52.2	1564				0.2	2.4	39.1	61.5	
1967	42.2	6471	12.7	1716				0.1	2.3	66.1	64.3	
1968	66.8	8930	13.4	1645				0.5	2.0	50.0	11.58	
1969	61.7	8130	17.2	4011				0.5	0.6	21.3	112.6	
1970	55.7	8730	15.7	3191				0.5	7.1	55.8	14.63	
1971	64.1	8930	12.3	2355				0.7	7.6	64.4	117.0	
1972	63.5	8430	12.4	2607				0.7	4.1	55.4	117.5	
1973	64.3	8730	13.0	21.5				0.8	4.8	60.1	122.0	
1974	64.7	8730	11.4	3166				0.2	5.9	75.1	122.8	
1975	63.1	8730	12.2	3792				1.0	5.1	91.8	117.5	
1976	64.3	8730	12.4	11.62				1.1	5.2	91.9	127.4	
1977	65.2	8730	12.3	3661				1.4	6.1	52.0	126.1	
1978	64.3	8730	12.4	1.61				1.0	5.4	70.1	123.0	
1979	64.7	8730	12.3	7.64				1.1	7.3	71.2	127.1	
2000	64.1	8730	10.2	3361				1.6	7.5	92.4	135.7	

Tabla 0.23 - ASISTENTE TECNICA e INFORME DE PARTICIPACION EN ZONA UNIFICADA

AÑO	ESTACION BOMBEO CUMENCA		ESTACION BOMBEO DINA		ESTACION BOMBEO MOLLA		ESTACION BOMBEO MOLLA		ESTACION BOMBEO MOLLA		ESTACION BOMBEO MOLLA	
	CONSUMO ENERGIA DAILY/HR	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA DAILY/HR	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA DAILY/HR	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA DAILY/HR	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA DAILY/HR	DEMANDA KW	CONSUMO ENERGIA DAILY/HR	DEMANDA KW
1986	41.7	6477			35	4000	4.7	1777	84.4		12254	
1987	43.7	6477			35	4000	3.1	2141	84.3		12414	
1988	37.4	5930			35	4000	3.6	2271	102.0		12771	
1989	37.4	5930			35	4000	4.1	2530	114.6		15464	
1990	34.9	5930			35	4000	4.0	2491	104.5		15721	
1991	34.3	5930			35	4000	3.2	2066	103.1		17990	
1992	34.9	5930			35	4000	3.7	2332	103.0		18140	
1993	34.3	5930			35	4000	6.3	3531	104.2		18301	
1994	34.7	5930			35	4000	7.0	3354	103.9		18754	
1995	34.3	5930			35	4000	7.5	3130	107.5		17060	
1996	34.3	5930			35	4000	6.4	3447	108.3		17777	
1997	34.7	5930			35	4000	9.1	4754	107.1		17884	
1998	34.5	5930			35	4000	10.1	5061	100.0		18011	
1999	34.7	5930			35	4000	11.0	5296	100.7		18923	
2000	34.5	5930			35	4000	11.3	5716	111.5		18346	

TABLA 1.10 CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE ENERGIA EN COMPLEJO AGRILO

AÑO	ESTACION BOMBEO PETROLIO		ESTACION BOMBEO GAS		ESTACION BOMBEO -BIBA		INSTALACION CEPE / TEVATO		TUBERIA RURA		TOTAL	
	CONSUMO ENERGIA BARRIL/DIA	DEMANDA Kw	CONSUMO ENERGIA BARRIL/DIA	DEMANDA Kw	CONSUMO ENERGIA BARRIL/DIA	DEMANDA Kw	CONSUMO ENERGIA BARRIL/DIA	DEMANDA Kw	CONSUMO ENERGIA BARRIL/DIA	DEMANDA Kw	CONSUMO ENERGIA BARRIL/DIA	DEMANDA Kw
1964					17.5	2010	1.0	690	16.5	2618		
1965					17.5	2000	1.1	747	16.5	2745		
1966					17.5	2000	1.0	540	15.6	2591		
1967					17.5	2000	1.0	745	15.0	2541		
1968					17.5	2000	1.7	1046	15.2	3148		
1969					17.5	2000	1.5	1140	15.6	3146		
1970					17.5	2000	2.2	1245	15.7	3246		
1971					17.5	2000	2.4	1351	15.8	3351		
1972					17.5	2000	2.6	1440	20.1	3445		
1973					17.5	2000	2.9	1561	20.4	3561		
1974					17.5	2000	3.1	1684	23.7	3684		
1975					17.5	2000	3.5	1759	21.1	3759		
1976					17.5	2000	3.8	1917	21.5	3971		
1977					17.5	2000	4.2	2042	21.7	4042		
1978					17.5	2000	4.5	2165	21.0	4165		

PLAN DE CUMPLIMIENTO DE OBRAS Y SERVICIO DE MANTENIMIENTO EN LA ZONA NOROCCIDENTAL DEL ESTADO

AÑO	ESTACION POTISED PETROLED		ESTACION POTISED GAS		ESTACION POTISED AGUA		INSTALACION DEFE / TENGO		P. S. L. A. C. I. D. / R. U. R. A. L.		T. S. T. A. L.	
	CONSUMO ENERGIA GW/ANO	DEMANDA kW	CONSUMO ENERGIA GW/ANO	DEMANDA kW	CONSUMO ENERGIA GW/ANO	DEMANDA kW	CONSUMO ENERGIA GW/ANO	DEMANDA kW	CONSUMO ENERGIA GW/ANO	DEMANDA kW	CONSUMO ENERGIA GW/ANO	DEMANDA kW
1956			12.7	1502			35	4006	0.5	11.5	07.8	5304
1957			13.4	1700			55.9	6366	0.2	36	10.2	5565
1958			14.6	1843			57.4	6550	0.7	405	72.7	5894
1959			15.3	1912			57.8	6601	0.3	465	74.5	6031
1960			17.3	2192			58.7	6653	0.9	515	75.5	6254
1971			18.6	2350			58.6	675.6	1.0	55	73.2	6463
1972			19.0	2407			59.2	6760	1.1	515	59.1	5466
1973			24.4	2545			59.7	6815	1.2	671	81.3	10557
1974			24.5	2568			60.2	6872	1.3	720	80.0	10598
1975			25.3	2604			61.6	6918	1.4	776	87.9	10972
1976			25.4	2622			61.2	6958	1.6	837	88.7	11107
1977			26.9	2682			61.7	7047	1.7	894	87.3	11207
1978			28.5	2822			62.3	7108	1.9	977	90.1	11367
1979			28.3	2822			62.8	7171	2.1	1044	93.8	11467
2000			25.9	2582			63.4	7224	2.2	1087	91.5	11573

MAPA 3.107: CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE POTENCIA EN ZONA SUBURBANA

AÑO	ESTACION BOMBEO RETROCED		ESTACION BOMBEO GAS		ESTACION BOMBEO AGUA		INSTALACION CEPE / TEXAS		F O T A L	
	CONSUMO ENERGIA GWh/AN	DEMANDA kW	CONSUMO ENERGIA GWh/AN	DEMANDA kW	CONSUMO ENERGIA GWh/AN	DEMANDA kW	CONSUMO ENERGIA GWh/AN	DEMANDA kW	CONSUMO ENERGIA GWh/AN	DEMANDA kW
1966									1.1	731
1967									1.3	823
1968									1.5	946
1969									1.7	1084
1970									1.9	1266
1971									2.1	1472
1972									2.4	1677
1973									2.7	1889
1974									3.0	2135
1975									3.3	2401
1976									3.6	2687
1977									3.9	2991
1978									4.2	3317
1979									4.7	3685
1980									5.1	4161

TABLA 3.10 CONSUMO DE ENERGIA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD (GWh/AN)

PROVINCIA		JULIJA		SALADO		MORABITA		LORO MORO		JITINGO HEISE		SANTA FE		SANTA CRUZ	
COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD	COMUNIDAD
INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA	INDICIA
BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO	BARRO
155	156	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166	167	168	169	170
171	172	173	174	175	176	177	178	179	180	181	182	183	184	185	186
187	188	189	190	191	192	193	194	195	196	197	198	199	200	201	202
203	204	205	206	207	208	209	210	211	212	213	214	215	216	217	218
219	220	221	222	223	224	225	226	227	228	229	230	231	232	233	234
235	236	237	238	239	240	241	242	243	244	245	246	247	248	249	250
251	252	253	254	255	256	257	258	259	260	261	262	263	264	265	266
267	268	269	270	271	272	273	274	275	276	277	278	279	280	281	282
283	284	285	286	287	288	289	290	291	292	293	294	295	296	297	298
299	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309	310	311	312	313	314
315	316	317	318	319	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329	330
331	332	333	334	335	336	337	338	339	340	341	342	343	344	345	346
347	348	349	350	351	352	353	354	355	356	357	358	359	360	361	362
363	364	365	366	367	368	369	370	371	372	373	374	375	376	377	378
379	380	381	382	383	384	385	386	387	388	389	390	391	392	393	394
395	396	397	398	399	400	401	402	403	404	405	406	407	408	409	410
411	412	413	414	415	416	417	418	419	420	421	422	423	424	425	426
427	428	429	430	431	432	433	434	435	436	437	438	439	440	441	442
443	444	445	446	447	448	449	450	451	452	453	454	455	456	457	458
459	460	461	462	463	464	465	466	467	468	469	470	471	472	473	474
475	476	477	478	479	480	481	482	483	484	485	486	487	488	489	490
491	492	493	494	495	496	497	498	499	500	501	502	503	504	505	506
507	508	509	510	511	512	513	514	515	516	517	518	519	520	521	522
523	524	525	526	527	528	529	530	531	532	533	534	535	536	537	538
539	540	541	542	543	544	545	546	547	548	549	550	551	552	553	554
555	556	557	558	559	560	561	562	563	564	565	566	567	568	569	570
571	572	573	574	575	576	577	578	579	580	581	582	583	584	585	586
587	588	589	590	591	592	593	594	595	596	597	598	599	600	601	602
603	604	605	606	607	608	609	610	611	612	613	614	615	616	617	618
619	620	621	622	623	624	625	626	627	628	629	630	631	632	633	634
635	636	637	638	639	640	641	642	643	644	645	646	647	648	649	650
651	652	653	654	655	656	657	658	659	660	661	662	663	664	665	666
667	668	669	670	671	672	673	674	675	676	677	678	679	680	681	682
683	684	685	686	687	688	689	690	691	692	693	694	695	696	697	698
699	700	701	702	703	704	705	706	707	708	709	710	711	712	713	714
715	716	717	718	719	720	721	722	723	724	725	726	727	728	729	730
731	732	733	734	735	736	737	738	739	740	741	742	743	744	745	746
747	748	749	750	751	752	753	754	755	756	757	758	759	760	761	762
763	764	765	766	767	768	769	770	771	772	773	774	775	776	777	778
779	780	781	782	783	784	785	786	787	788	789	790	791	792	793	794
795	796	797	798	799	800	801	802	803	804	805	806	807	808	809	810
811	812	813	814	815	816	817	818	819	820	821	822	823	824	825	826
827	828	829	830	831	832	833	834	835	836	837	838	839	840	841	842
843	844	845	846	847	848	849	850	851	852	853	854	855	856	857	858
859	860	861	862	863	864	865	866	867	868	869	870	871	872	873	874
875	876	877	878	879	880	881	882	883	884	885	886	887	888	889	890
891	892	893	894	895	896	897	898	899	900	901	902	903	904	905	906
907	908	909	910	911	912	913	914	915	916	917	918	919	920	921	922
923	924	925	926	927	928	929	930	931	932	933	934	935	936	937	938
939	940	941	942	943	944	945	946	947	948	949	950	951	952	953	954
955	956	957	958	959	960	961	962	963	964	965	966	967	968	969	970
971	972	973	974	975	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986
987	988	989	990	991	992	993	994	995	996	997	998	999	1000	1001	1002

T. 1.1.1.1.1.1

ESTADO DE EJECUCION Y DEMANDA DE FUERZA TOTAL DEL AREA DE ESTUDIO

CAPITULO IV

PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS PARA SATISFACER LA DEMANDA (EVALUACION TECNICA)

4.1 OBJETIVO

Para satisfacer la demanda hasta el año 2000 se conformaron diferentes esquemas alternativos, con diferentes tamaños de conductores, cada uno de los esquemas tiene como fuente de potencia al Sistema Nacional Interconectado (Subestación Santa Rosa ubicada en Quito).

Las alternativas que se consideraron fueron a nivel de 230 KV, 138 KV, y la selección desde el punto de vista técnico se la efectuó tomando en consideración la regulación de voltaje, considerando aceptable una regulación de 7%, eliminando aquellas alternativas que tengan una regulación superior al 7%.

4.2 CRITERIOS PARA LA CONFORMACION DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS

Los esquemas alternativos deberán ser conformados de tal forma que proporcionen una operación técnicamente adecuada y confiable, determinando los criterios básicos que se muestran a continuación.

4.2.1 Demanda

Teniendo como dato la proyección de la demanda de las diferentes zonas en las que se ha dividido el área de estudio, se procedió a conformar los diferentes esquemas alternativos, de tal forma que la capacidad de transporte de las líneas de transmisión y de las subestaciones sean las adecuadas para satisfacer la demanda hasta el año 2000.

4.2.2 Fuente de Potencia

La subestación Santa Rosa del Sistema Nacional Interconectado se considera que será la fuente de potencia del Sistema de Transmi-

sión Nor-oriental, esta subestación está ubicada en Quito.

4.2.3 Líneas de Transmisión y Subtransmisión

Con la finalidad de estudiar el nuevo sistema se adoptaron los siguientes valores normalizados por INECEL.

- Nivel de Voltaje: Se utilizaron los siguientes niveles de voltaje para líneas de transmisión y subtransmisión.

Líneas de transmisión: 230 KV, 138 KV.

Líneas de subtransmisión: 69 KV.

- Conductor: Del análisis de la potencia a transportar por las líneas y de su comparación con la capacidad térmica de las mismas se dedujo que las limitaciones para determinar el conductor están dadas por las caídas de voltaje, analizando los siguientes conductores para los niveles de voltaje que se muestran a continuación:



FIG. 4.1 RUTA DE LA LINEA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL

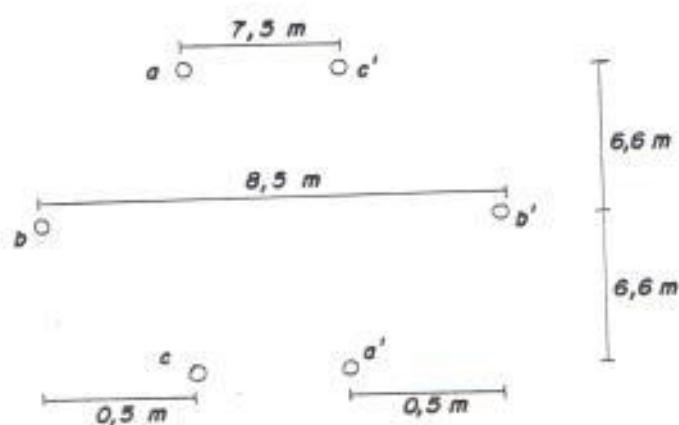
Nivel de voltaje	Conductor
230 KV	1113 MCM ACSR Bluejay
138 KV	636 MCM ACSR Rook
138 KV	477 MCM ACSR Flicker
138 KV	397,5 MCM ACSR Brant
69 KV	2/0 AWG ACSR Quail
69 KV	477 MCM ACSR Flicker

Tabla 4.1 Conductores utilizados según el nivel de voltaje

- Disposición de los conductores: Se utilizó la siguiente disposición de conductores.

Línea de 230 KV, en torre.

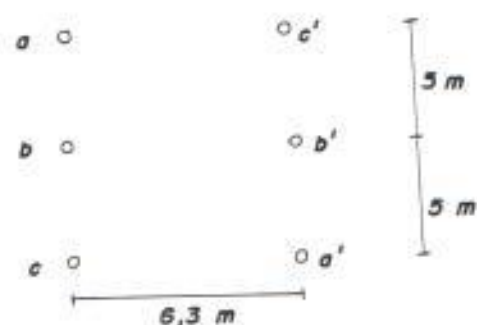
Línea de Transmisión 230 KV, doble circuito, 1113 MCM ACSR 45/7 (Bluejay).



Estructura tipo SP1

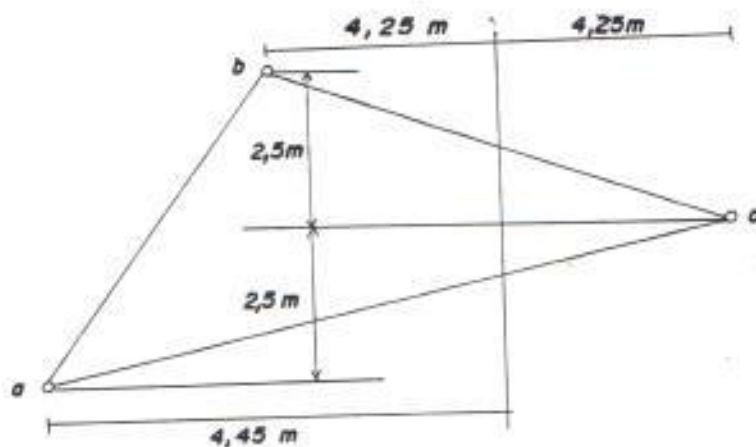
Líneas de 138 KV, en torre

Línea de Transmisión 138 KV, doble circuito, 636 MCM ACSR 24/7 (Rook); línea de transmisión 138 KV, doble circuito, 477 MCM ACSR 24/7 (Flicker); línea de transmisión 138 KV, doble circuito, 397.5 MCM ACSR 24/7 (Brant).



Estructura tipo SP2-2

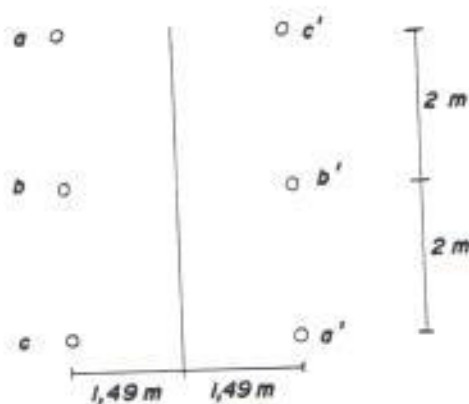
Línea de Transmisión 138 KV, un circuito, 636 MCM ACSR 24/7 (Rook); línea de transmisión 138 KV, un circuito, 477 MCM ACSR 24/7 (Flicker); línea de transmisión 138 KV, un circuito, 397.5 MCM ACSR 24/7 (Brant).



Estructura tipo SP2-1

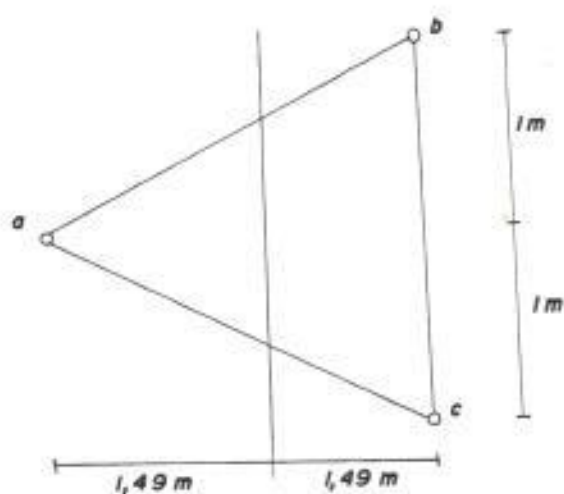
Líneas de 69 KV.

Línea de Subtransmisión 69 KV, doble circuito,
2/0 AWG ACSR 6/1 (Quail)



Estructura tipo S-2-G

Línea de Subtransmisión 69 KV, un circuito,
477 MCM ACSR 24/7 (Flicker).



Estructura Tipo G-1 3

Fig. 4.2 Disposición de los cofactores para líneas de transmisión / subtransmisión.

4.2.4 Subestaciones

Tomando en consideración que la principal decisión en la planificación de un sistema es la determinación de la capacidad de las subestaciones para satisfacer la demanda del sistema de transmisión Nor-oriental para el periodo 1987-2000, así tenemos que definimos los siguientes tipos de subestaciones.

PAPALLACTA

Autotransformador de 3x63 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: DA/FA/FDA

Conección del devanado:

HV 230 KV Y

LV 138 KV Y

TV 13.8 KV Δ

Tap:

HV 230 KV, pasos de $\pm 8 \times 1.25\%$

LV ninguno

TV ninguno

Impedancia:

230/138 KV (en base de 3x63 MVA) 8%

230/13.8 KV (en base de 3x63 MVA) 27%

138/13.8 KV (en base de 3x63 MVA) 17%

Autotransformador de 66 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: DA/FA/FDA

Conección del devanado:

HV 138 KV Y

LV 69 KV Y

TV 13.8 KV Δ

Tap:

HV 138 KV, pasos de $\pm 4 \times 2.5\%$

LV ninguno

TV ninguno

Impedancia:

138/69 KV (en base de 66 MVA)	12%
138/13.8 KV (en base de 66 MVA)	20%
69/13.8 KV (en base de 66 MVA)	7.5%

Autotransformador de 16/20 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: DA/FA

Conexión del devanado:

HV 138 KV Y

LV 69 KV Y

Tap:

HV 138 KV, pasos de $\pm 4 \times 2.5\%$

LV ninguno

Impedancia:

138/69 KV (en base de 20 MVA)	8%
-------------------------------	----

BAEZA

Transformador de 16/20 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: DA/Δ

Conexión del devanado:

HV 138 KV Y

LV 69 KV Y

Tap:

HV 138 KV, pasos de $\pm 4 \times 2.5\%$

LV ninguno

Impedancia:

138/69 KV (en base de 20 MVA)

8%

SALADO

Transformador de 12/16 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: D/FA

Conexión del devanado:

HV 138 KV Y

LV 69 KV Y

TV 13.8 KV Δ

Tap:

HV 138 KV, pasos de $\pm 4 \times 2.5\%$

LV ninguno

TV ninguno

Impedancia:

138/69 KV (en base de 16 MVA) 8%

138/13.8 KV (en base de 16 MVA) 12%

69/13.8 KV (en base de 16 MVA) 3.5%

LUMBAGUI

Transformador de 16/20 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: OA/FÁ

Conexión del devanado:

HV 138 KV Y

LV 69 KV Y

Tap:

HV 138 KV, pasos de $\pm 4 \times 2.5\%$

LV ninguno

Impedancia:

138/69 KV (en base de 20 MVA) 8%

LAGO AGRIO

Transformador de 30/40 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: OA/FA

Conexión del devanado:

HV 138 KV Y

LV 69 KV Y

TV 13.8 KV Δ

Tap:

HV 138 KV, pasos de $\pm 4 \times 2.5\%$

LV ninguno

TV ninguno

Impedancia:

138/69 KV (en base de 40 MVA) 12%

138/13.8 KV (en base de 40 MVA) 18%

69/13.8 KV (en base de 40 MVA) 5%

Transformador de 12/16 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: OA/FA

Conexión del devanado:

HV 138 KV Y

LV 69 KV Y

Tap:

HV 138 KV, pasos de $\pm 4 \times 2.5\%$

LV ninguno

Impedancia:

138/69 KV (en base de 16 MVA) 8%

Transformador de 12/16 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: DA

Conexión del devanado:

HV 69 KV Δ

LV 13.8 KV Y

Tap:

HV 69 KV, pasos de $\pm 2 \times 2.5\%$

LV ninguno

Impedancia:

69/13.8 KV (en base de 16 MVA) 7.5%

JIVINO VERDE

Transformador de 5/6 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: OA/FA

Conección del devanado:

HV 69 KV Δ

LV 13.8 KV Y

Tap:

HV 69 KV, pasos de $\pm 2 \times 2.5\%$

LV ninguno

Impedancia:

69/13.8 KV (en base de 6 MVA)

7%

SHUSHUFINDI

Transformador de 1,5/2 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: OA/FA

Conección del devanado:

HV 69 KV Δ

LV 13.8 KV Y

Tap:

HV 69 KV, pasos de $\pm 2 \times 2.5\%$

LV ninguno

Impedancia:

69/13.8 KV (en base de 2 MVA) 5.5%

COCA

Transformador de 3/4 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: OA/FA

Conección del devanado:

HV 69 KV Δ

LV 13.8 KV Y

Tap:

HV 69 KV, pasos de $\pm 2 \times 2.5\%$

LV ninguno

Impedancia:

69/13.8 KV (en base de 4 MVA) 6.5%

BAEZA Y LUMBAQUI

Transformador de 2.5 MVA

Número de fases: 3

Frecuencia: 60 HZ

Tipo: OA

Conección del devanado:

HV 69 KV Δ

LV 13.8 KV Y

Tap:

HV 69 KV, pasos de $\pm 2 \times 2.5\%$
 LV ninguno

Impedancia:

69/13.8 KV (en base de 2.5 MVA) 6.5%

Tabla 4.2 Subestaciones a instalarse en cada una de las zonas.

4.2.5 Gráfico de los Esquemas Alternativos

Los gráficos de los diferentes esquemas alternativos a ser analizados se muestran en las figuras 4.3 hasta la 4.9. Hay que anotar que en el gráfico correspondiente a la alternativa 1-1 se muestra a todo el sistema Nor-oriental y que en los gráficos de las alternativas restantes se muestra solamente al sistema de transmisión, debido a que el sistema de subtransmisión es idéntico a la alternativa 1-1.

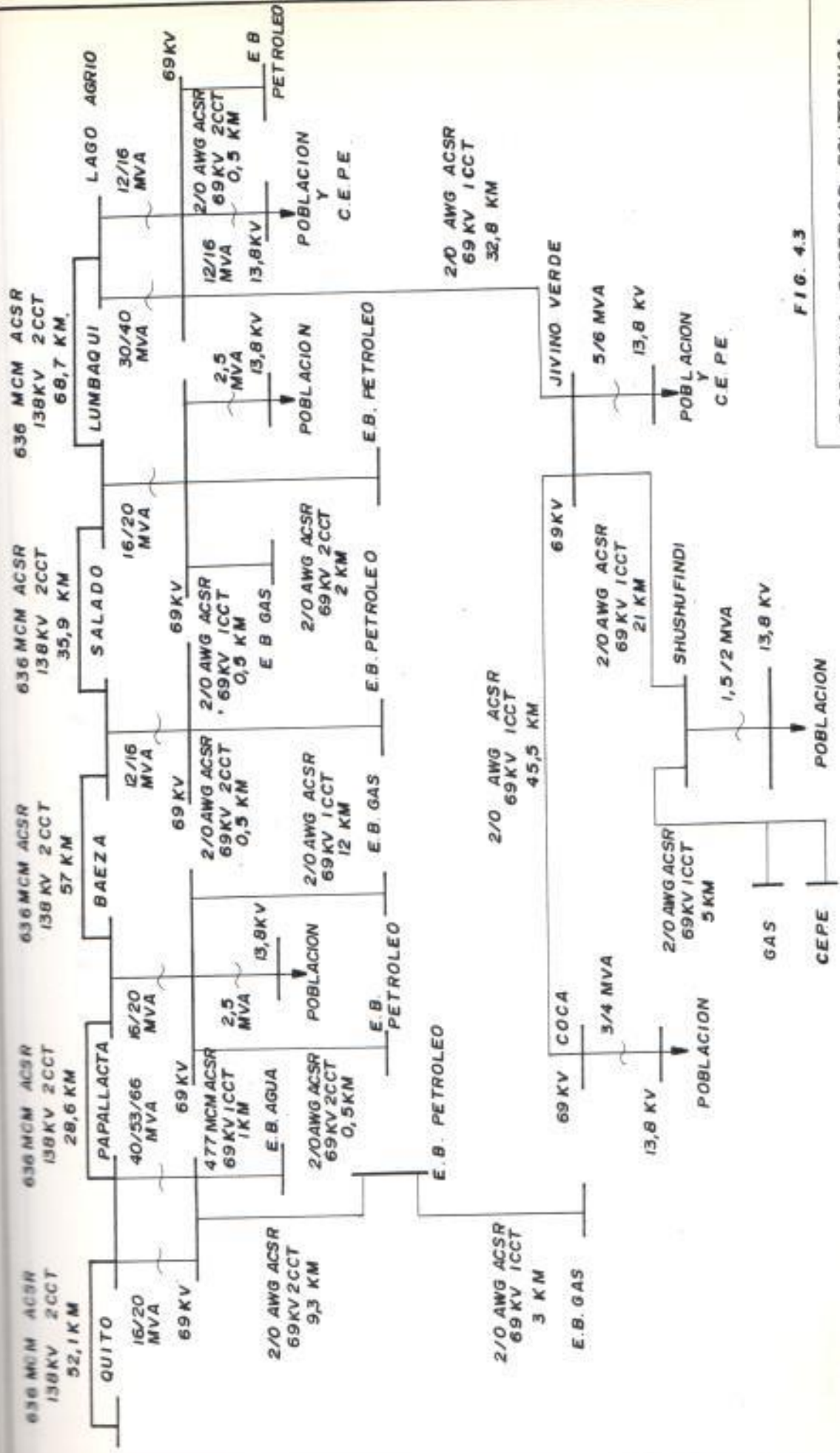


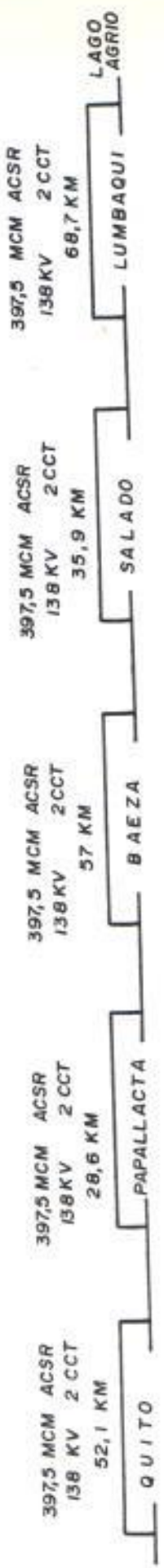
FIG. 4.3

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL
ALTERNATIVA 1 - 1

A L T E R N A T I V A 1 - 2



A L T E R N A T I V A 1 - 3

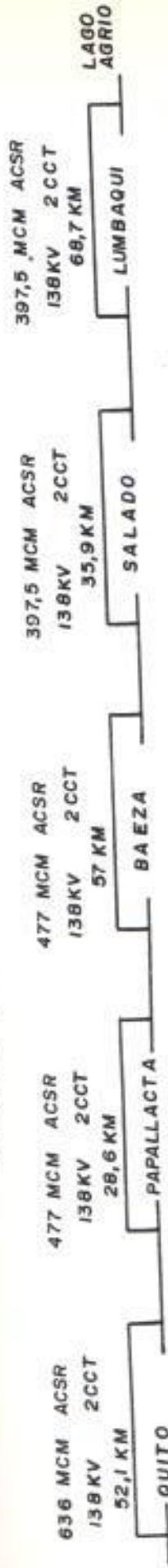


A L T E R N A T I V A 1 - 4



FIG. 4.4

A L T E R N A T I V A 1 - 5



A L T E R N A T I V A 2 - 1



A L T E R N A T I V A 2 - 2

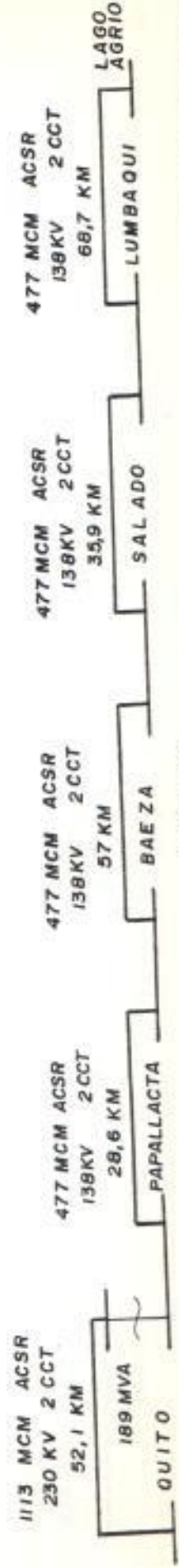
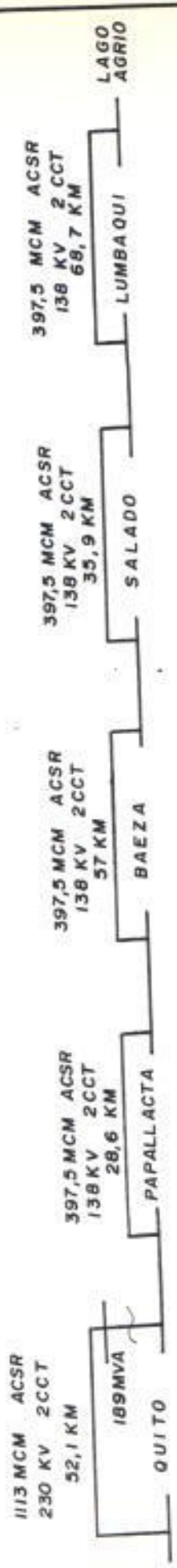
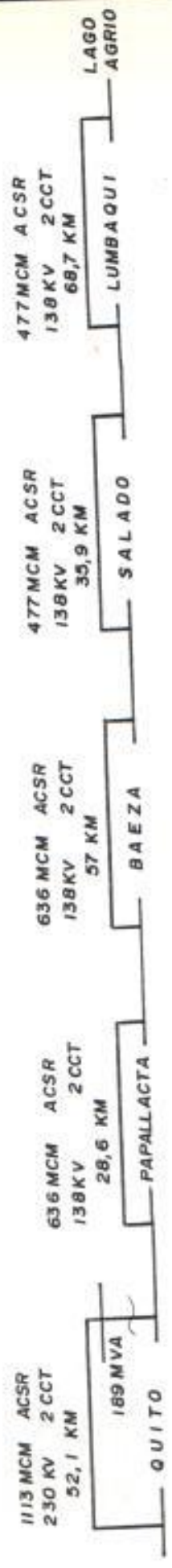


FIG. 4.5

A L T E R N A T I V A 2 - 3



A L T E R N A T I V A 2 - 4



A L T E R N A T I V A 2 - 5

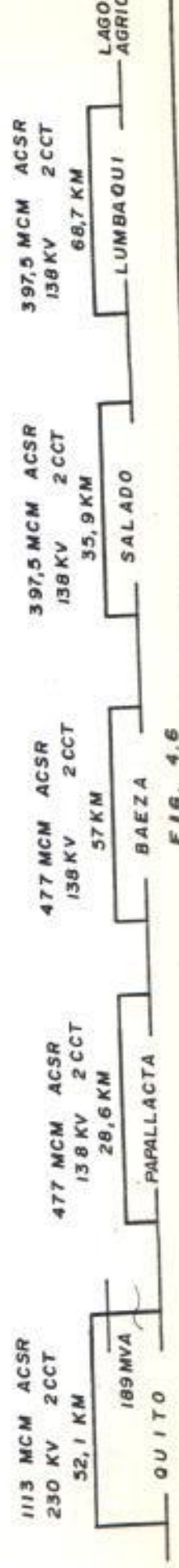
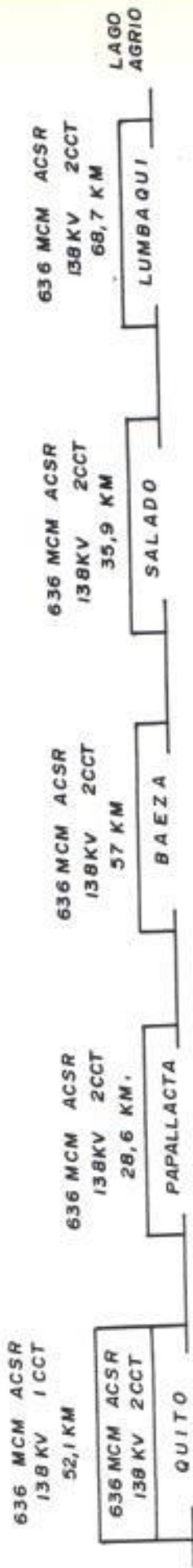
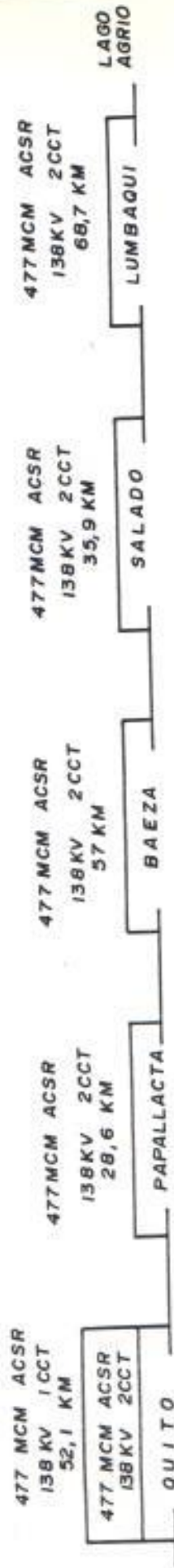


FIG. 4.6

A L T E R N A T I V A 3 - 1



A L T E R N A T I V A 3 - 2



A L T E R N A T I V A 3 - 3

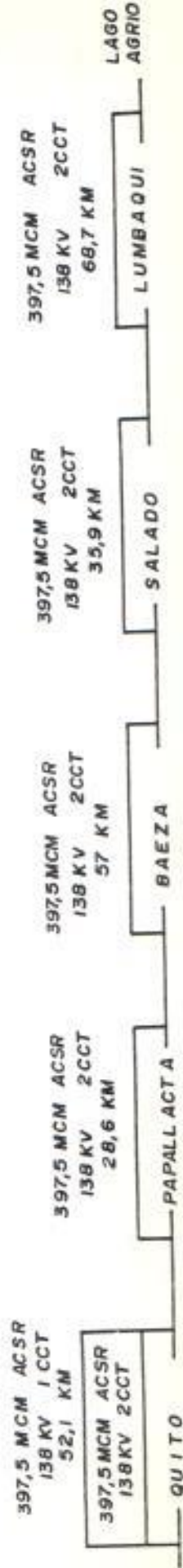
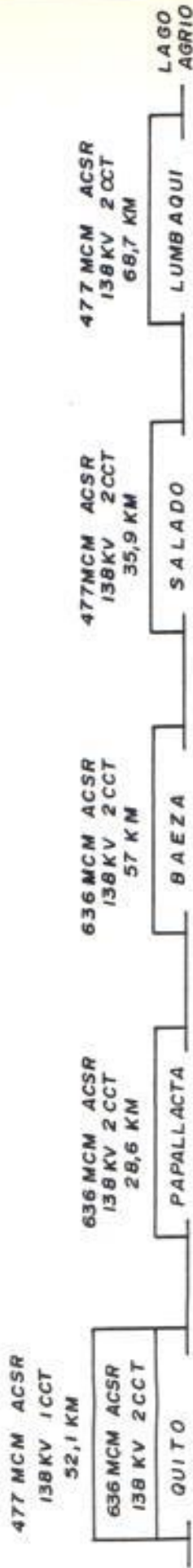
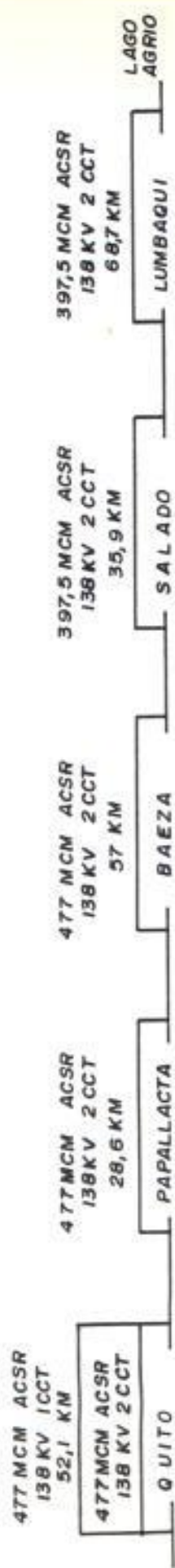


FIG. 4.7

A L T E R N A T I V A 3 - 4



A L T E R N A T I V A 3 - 5



A L T E R N A T I V A 4 - 1

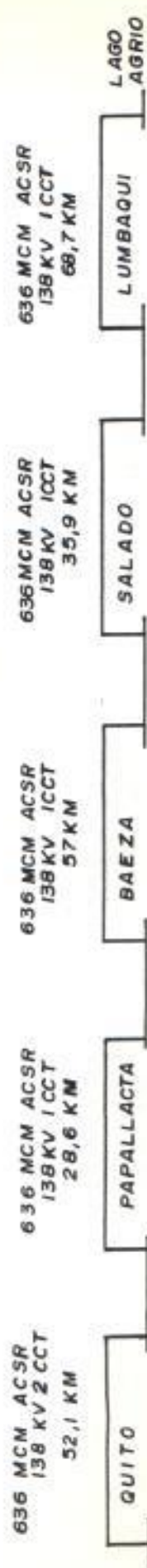


FIG. 4.8

A L T E R N A T I V A 4 - 2



A L T E R N A T I V A 4 - 3



A L T E R N A T I V A 4 - 4



FIG. 4.9

4.3 PARAMETROS DEL SISTEMA

4.3.1 Líneas de Transmisión y Subtransmisión

Para los niveles de voltaje utilizados, se emplea la disposición y distancia entre conductores que tiene normalizado INECEL.

Los parámetros a considerarse para las diferentes líneas de transmisión y subtransmisión son: Resistencia, Inductancia y Capacitancia, los cálculos se los realizó de la siguiente forma:

- Resistencia

Para el cálculo de la resistencia se consideran los valores encontrados en tablas y para el caso de líneas de doble circuito estos valores tienen que ser divididos para 2.

- Reactancia Inductiva

Para el cálculo de la reactancia inductiva para líneas de transmisión y subtransmisión:

Rev. No. _____

ción se utilizó las siguientes fórmulas sacadas del libro de sistemas de potencia de Stevenson.

$$L = 0.7411 \log \frac{D_{eq}^p}{D_{sl}^p} \text{ mH/mi/fase}$$

Donde L es la inductancia de la línea de doble circuito, la fórmula anterior la podemos expresar en otras unidades como:

$$L = 0.4605966 \log \frac{D_{eq}^p}{D_{sl}^p} \text{ mH/Km/fase}$$

La reactancia inductiva es igual a:

$$X_l = \omega L = 2\pi f L = 2\pi(60)L$$

$$X_l = 0.17366408 \log \frac{D_{eq}^p}{D_{sl}^p} \text{ } \Omega/\text{Km/fase}$$

D_{eq}^p .- Es la distancia media geométrica de la línea de doble circuito.

D_{sl}^p .- Es el radio medio geométrico de la línea de doble circuito.

$$D_{eq}^p = \sqrt[3]{D_{ab}^p D_{bc}^p D_{ca}^p}$$

$$D_{ab}^{\prime} = D_{bc}^{\prime} = \sqrt{D_{ab} D_{ab}^{\prime}}$$

$$D_{ca}^{\prime} = \sqrt{D_{ca} D_{ca}^{\prime}}$$

D_{ab} , D_{ab}^{\prime} , D_{ca} , D_{ca}^{\prime} , son las distancias entre conductores de la línea de doble circuito.

$$\text{Además: } D_{sl}^{\prime} = \sqrt[3]{D_{sa} D_{sb} D_{sc}}$$

$$D_{sa} = D_{sc} = \sqrt{D_s D_{aa}^{\prime}}$$

$$D_{sb} = \sqrt{D_s D_{bb}^{\prime}}$$

Donde D_s es el radio medio geométrico del conductor (GMR) y D_{aa}^{\prime} , D_{bb}^{\prime} , son las distancias entre conductores de la línea de doble circuito. Para líneas de transmisión de un solo circuito, el cálculo de la reactancia inductiva se lo hace con la siguiente fórmula:

$$X_l = 0.1736408 \log \frac{D_{eq}}{D_s} \quad \Omega/\text{Km}/\text{fase}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$$

D_{ab} , D_{bc} , D_{ca} , son las distancias entre conductores y D_s es directamente el radio medio geométrico del conductor (GMR).

- Admitancia Capacitiva

Para el cálculo de la admitancia capacitiva (Y_c) vamos a utilizar la capacitancia de la línea para el caso de una línea de doble circuito viene dada por:

$$C = \frac{0.038}{\log \frac{D_{eq}}{D_{sc}}} \text{ uF/mi por fase respecto al neutro}$$

C = Capacitancia de la línea respecto al neutro

La admitancia capacitiva (Y_c) es igual a:

$$Y_c = \omega C = \pi f C = \frac{14.627255}{\log \frac{D_{eq}}{D_{sc}}} \text{ uv/mi}$$

Si expresamos (Y_c) en otras unidades viene dada por:

$$Y_c = \frac{9.090883}{\log \frac{D_{eq}}{D_{sc}}} \text{ uv/Km respecto al neutro}$$

El D_{eq} no va a variar, es el mismo valor que habíamos considerado anteriormente, lo que hay que calcular es D_{sc} que viene dada por la siguiente fórmula:

$$D_{sc} = \sqrt[3]{D_{sa} D_{sb} D_{sc}}$$

$$D_{sa} = D_{sc} = \sqrt{R_{ext} D_{aa'}}$$

$$D_{sb} = \sqrt{R_{ext} D_{bb'}}$$

$D_{aa'}$, $D_{bb'}$, son las distancias entre conductores de la línea de doble circuito y R_{ext} es el radio exterior del conductor.

$$R_{ext} = D_{ext}/2$$

D_{ext} = Diámetro exterior del conductor

Para líneas de transmisión de un solo circuito, el cálculo de la admitancia capacitiva se lo hace con la siguiente fórmula:

$$Y_c = \frac{9.0908983}{\log D_{eq}/R_{ext}} \quad \mu\text{v/Km respecto al neutro}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$$

D_{ab} , D_{bc} , D_{ca} , son las distancias entre conductores y R_{ext} es directamente el radio exterior del conductor.

Las líneas de transmisión y subtransmisión

a considerarse para el cálculo de los parámetros son las siguientes:

Línea de Transmisión de 230 KV, doble circuito, 1113 MCM ACSR 45/7 (Bluejay).

$$D_{ext} = 0.032 \text{ m}$$

$$GMR = D_s = 0.01265 \text{ m}$$

$$D_{eq}^p = 8.81 \text{ m}$$

$$D_{sl}^p = 0.3977 \text{ m}$$

$$D_{sc}^p = 0.448 \text{ m}$$

Línea de Transmisión 138 KV, doble circuito, 636 MCM ACSR 24/7 (Rook); línea de transmisión 138 KV, doble circuito, 477 MCM ACSR 24/7 (Flicker); línea de transmisión 138 KV, doble circuito, 397.5 MCM ACSR 24/7 (Brant).

Rook	Flicker	Brant
$D_{ext}=0.02482\text{m}$	$D_{ext}=0.02149\text{m}$	$D_{ext}=0.0196\text{m}$
$GMR=D_s=0.00997\text{m}$	$GMR=D_s=0.00866\text{m}$	$GMR=D_s=0.00765\text{m}$
$D_{eq}^p=6.8342\text{m}$	$D_{eq}^p=6.8342\text{m}$	$D_{eq}^p=6.8342\text{m}$

$D_{s1}^p = 0.091m$	$D_{s1}^p = 0.2881m$	$D_{s1}^p = 0.2386m$
$D_{sc}^p = 0.449m$	$D_{sc}^p = 0.3209m$	$D_{sc}^p = 0.2697m$

Línea e Transmisión 138 KV, un circuito
636 CM ACSR 24/7 (Rook); línea de
transmisión 138 KV, un circuito, 477 MCM
ACSR 2 /7 (Flicker); línea de transmisión
138 KV un circuito, 397.5 MCM ACSR 24/7
(Brant .

Rook	Flicker	Brant
$D_{ext} = 0.02482m$	$D_{ext} = 0.02149m$	$D_{ext} = 0.0196m$
$GMR = D_s = 0.00997m$	$GMR = D_s = 0.00866m$	$GMR = D_s = 0.00765m$
$D_{eq} = 7.76m$	$D_{eq} = 7.376m$	$D_{eq} = 7.376m$

Línea e subtransmisión 69 KV, doble cir-
cuito, 2/0 AWG ACSR 6/1 (Quail).

$$D_{ext} = 0.0114 m$$

$$GMR = s = 0.0015544 m$$

$$D_{eq}^p = .92 m$$

$$D_{s1}^p = .0808 m$$

$$D_{sc}^p = .1548 m$$

Línea de Subtransmisión 69 KV, un circuito, 477 MCM ACSR 24/7 (Flicker).

$$D_{ext} = 0.02149 \text{ m}$$

$$GMR = D_s = 0.00866 \text{ m}$$

$$D_s = 2.7 \text{ m}$$

Tabla 4.3 Parámetros de las líneas de transmisión y subtransmisión.

Los resultados del cálculo de los parámetros se muestran en la tabla 4.4.

	R(80°C) Resistencia Ω/Km	X _l Reactancia Inductiva Ω/Km	Y _c Admitancia Capacitiva $\mu\text{v}/\text{Km}$
230 KV 1113 MCM, 2CCT	0.03193	0.2336	7.027
138 KV 636 MCM, 2CCT	0.055615	0.2335	7.009
138 KV 477 MCM, 2CCT	0.0744	0.2388	6.844
138 KV 397.5 MCM, 2CCT	0.08928	0.2530	6.476
138 KV 636 MCM, 1CCT	0.11123	0.4982	3.277
138KV 477 MCM, 1CCT	0.1488	0.5088	3.205

138 KV 397.5 MCM, 1CCT	0.17E36	0.5181	3.161
69 KV 2/0 AWG, 2CCT	0.264	0.27053	7.127
69 KV 477 MCM, 1CCT	0.149	0.433	3.788

Tabla 4.4 Parámetros del Sistema

Para poder introducir estos valores en el programa de flujo de carga LFL existente en el centro de cómputo de la ESPOL, estos valores fueron llevados a por unidad (p. u.), como se muestra a continuación:

$$R_{pu} = \frac{R(\Omega)}{Z_b} \quad X_{pu} = \frac{X(\Omega)}{Z_b} \quad Z_b = \frac{(KV_b)^2}{MVA_b}$$

R_{pu} .- Resistencia en por unidad

X_{pu} .- Reactancia en por unidad

Z_b .- Impedancia base

Se utilizó como base del sistema: MVA = 100

- Carga de la línea (CKVAR)

La carga de las líneas de transmisión y subtransmisión vienen expresadas en función de la capacitancia de la línea por

medio de la siguiente fórmula:

$$Q = \sqrt{3} V I_c \quad (\text{KVAR/Km})$$

V = Voltaje de la línea en (KV)

I_c = Corriente de carga en amperios (Amp)

Donde : $I_c = Y_c V$ (Amp/Km)

Y_c = Admitancia de la línea (uv/Km)

V = Voltaje por fase

- Potencia Máxima de Transporte

La potencia máxima de transporte de los conductores está determinada por el límite térmico. La determinación de la corriente que un conductor puede transportar a cierta temperatura ambiente sin afectar sus propiedades tensiles, depende del balance entre la cantidad de calor ganado y la cantidad de calor perdido.

Un conductor gana calor por efecto "Joule" y por radiación solar (líneas aéreas) y pierde calor por convección (natural o forzada) y por radiación a través de la superficie del conductor, se desprecian las pérdidas por conducción en los sopor-

es.

Para determinar la capacidad de transmisión (MVA) de los conductores se asumieron los siguientes valores:

Temperatura ambiente	40°C
Elevación de temperatura	40°C
Factor de emisividad	0.5
Velocidad del viento	2pie/seg
sin sol	
nivel del mar	

Tabla 4.5 Limite térmico

Los datos de los parámetros anteriormente analizados se muestran a continuación:

ALTERNATIVA 1-1

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	1.52	6.39	6953,79	204
Papallacta - Baeza	0.84	3.51	3817,24	204
Baeza - Salado	1.66	6.99	7607,79	204
Salado - Lumbaquí	1.08	4.40	4791,57	204
Lumbaquí - Lago Agrio	2.01	8.42	9169.39	204

ALTERNATIVA 1-2

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	2.04	6.53	6790.71	170
Papallacta - Baeza	1.12	3.59	3727.72	170
Baeza - Salado	2.23	7.15	7429.38	170
Salado - Lumbaquí	1.40	4.50	4679.21	170
Lumbaquí - Lago Agrio	2.68	8.61	8954.36	170

ALTERNATIVA 1-3

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	2.44	6.92	6423.93	151
Papallacta - Baeza	1.34	3.80	3526,38	151

Baeza - Salado	2.67	7.57	7028.10	151
Salado - Lumbaqui	1.68	4.77	4426.47	151
Lumbaqui - Lago Agr o	3.22	9.13	8470.71	151

ALTERNATIVA 1-4

Línea de Transmisión	Impedancia R(%) X(%)		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
Quito - Papallacta	1.52	6.39	6953.79	204
Papallacta - Baeza	1.12	3.59	3727.72	170
Baeza - Salado	2.23	7.15	7429.38	170
Salado - Lumbaqui	1.40	4.50	4679.21	170
Lumbaqui - Lago Agr o	2.68	8.61	8954.36	170

ALTERNATIVA 1-5

Línea de Transmisión	Impedancia R(%) X(%)		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
Quito - Papallacta	1.52	6.39	6953.79	204
Papallacta - Baeza	1.12	3.59	3727.72	170
Baeza - Salado	2.23	7.15	7429.38	170
Salado - Lumbaqui	1.68	4.77	4426.47	151
Lumbaqui - Lago Agr o	3.22	9.13	8470.71	151

ALTERNATIVA 2-1

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	0.31	2.30	19364.53	469
Papallacta - Baeza	0.84	3.51	3817.24	204
Baeza - Salado	1.66	6.99	7607.79	204
Salado - Lumbaqui	1.05	4.40	4791.57	204
Lumbaqui - Lago Agr	2.01	8.42	9169.39	204

ALTERNATIVA 2-2

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	0.31	2.30	19364,53	469
Papallacta - Baeza	1.12	3.59	3727.72	170
Baeza - Salado	2.23	7.15	7429.38	170
Salado - Lumbaqui	1.40	4.50	4679.21	170
Lumbaqui - Lago Agr	2.68	8.61	8954.36	170

ALTERNATIVA 2-3

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico (MVA)
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	0.31	2.30	19364.53	469
Papallacta - Baeza	1.34	3.80	3526.38	151
Baeza - Salado	2.67	7.57	7028.10	151
Salado - Lumbaquí	1.68	4.77	4426.47	151
Lumbaquí - Lago Agrio	3.22	9.13	8470.71	151

ALTERNATIVA 2-4

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico (MVA)
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	0.31	2.30	19364.53	469
Papallacta - Baeza	0.84	3.51	3817.24	204
Baeza - Salado	1.66	6.99	7606.79	204
Salado - Lumbaquí	1.40	4.50	4679.21	170
Lumbaquí - Lago Agrio	2.68	8.61	8954.36	170

ALTERNATIVA 2-5

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	0.31	2.30	19364.53	469
Papallacta - Baeza	1.12	3.59	3727.72	170
Baeza - Salado	2.23	7.15	7429.38	170
Salado - Lumbaquí	1.68	4.77	4426.47	151
Lumbaquí - Lago Agrio	3.22	9.13	8470.71	151

ALTERNATIVA 3-1

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	3.04	13.63	3251.56	204
Quito - Papallacta	1.52	6.39	6953.79	204
Papallacta - Baeza	0.84	3.51	3817.24	204
Baeza - Salado	1.66	6.99	7607.79	204
Salado - Lumbaquí	1.05	4.40	4791.57	204
Lumbaquí - Lago Agrio	2.01	8.42	9169.39	204

ALTERNATIVA 3-2

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	4.07	13.92	3179.14	170
Quito - Papallacta	2.04	6.53	6790.71	170
Papallacta - Baeza	1.12	3.59	3727.72	170
Baeza - Salado	2.23	7.15	7429.38	170
Salado - Lumbaquí	1.40	4.50	4679.21	170
Lumbaquí - Lago Agrio	2.68	8.61	8954.36	170

ALTERNATIVA 3-3

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	4.88	14.17	3136.94	151
Quito - Papallacta	2.44	6.92	6423.93	151
Papallacta - Baeza	1.34	3.80	3526.38	151
Baeza - Salado	2.67	7.57	7028.10	151
Salado - Lumbaquí	1.68	4.77	4426.47	151
Lumbaquí - Lago Agrio	3.22	9.13	8470.71	151

ALTERNATIVA 3-4

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	4.07	13.92	3179.14	170
Quito - Papallacta	1.52	6.39	6953.79	204
Papallacta - Baeza	0.84	3.51	3817.24	204
Baeza - Salado	1.66	6.99	7607.79	204
Salado - Lumbaquí	1.40	4.50	4679.21	170
Lumbaquí - Lago Agrio	2.68	8.61	8954.36	170

ALTERNATIVA 3-5

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	4.07	13.92	3179.14	170
Quito - Papallacta	2.04	6.53	6790.71	170
Papallacta - Baeza	1.12	3.59	3727.72	170
Baeza - Salado	2.23	7.15	7429.38	170
Salado - Lumbaquí	1.68	4.77	4426.47	151
Lumbaquí - Lago Agrio	3.22	9.13	8470.71	151

ALTERNATIVA 4-1

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	1.52	6.39	6953.79	204
Papallacta - Baeza	1.67	7.48	1784.93	204
Baeza - Salado	3.33	14.91	3557.37	204
Salado - Lumbaquí	2.09	9.39	2240.52	204
Lumbaquí - Lago Agrio	4.01	17.97	4287.57	204

ALTERNATIVA 4-2

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	1.52	6.39	6953.79	204
Papallacta - Baeza	0.84	3.51	3817.24	204
Baeza - Salado	3.33	14.91	3557.37	204
Salado - Lumbaquí	2.09	9.39	2240.52	204
Lumbaquí - Lago Agrio	4.01	17.97	4287.57	204

ALTERNATIVA 4-3

Línea de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	1.52	6.39	6953.79	204
Papallacta - Baeza	0.84	3.51	3817.24	204
Baeza - Salado	1.66	6.99	7607.79	204
Salado - Lumbaquí	2.09	9.39	2240.52	204
Lumbaquí - Lago Agrio	4.01	17.97	4287.57	204

ALTERNATIVA 4-4

Líneas de Transmisión	Impedancia		Carga de la Línea (CKVAR)	Límite Térmico MVA
	R(%)	X(%)		
Quito - Papallacta	1.52	6.39	6953.79	204
Papallacta - Baeza	0.84	3.51	3817.24	204
Baeza - Salado	1.66	6.99	7607.79	204
Salado - Lubaquí	1.05	4.40	4791.57	204
Lumbaquí - Lago Agrio	4.01	17.97	4287.57	204

Tabla 4.6 Datos de la línea de transmisión Quito-Lago Agrio para cada una de las alternativas.

4.3.2 Transformadores

Para poder introducir las impedancias en por unidad (p. u.) de los transformadores de las subestaciones en el programa de flujo de carga LFL, estos valores fueron llevados a la base del sistema que es $MVA_b = 100$.

Los valores en por unidad en la nueva base se muestran a continuación:

PAPALLACTA

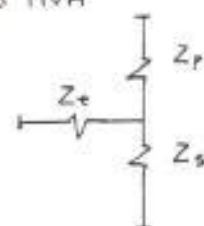
Autotransformador de 230/138 KV

Capacidad 3x63 MVA

$Z_{ps} = 8\%$

$Z_{st} = 17\%$

$Z_{pt} = 27\%$



Cambio de base:

$$Z_{ps} \text{ (p.u.)} = 8\% \left(\frac{100}{3 \times 63} \right) = 4.23\%$$

$$Z_{st} \text{ (p.u.)} = 17\% \left(\frac{100}{3 \times 63} \right) = 8.99\%$$

$$Z_{pt} \text{ (p.u.)} = 27\% \left(\frac{100}{3 \times 63} \right) = 14.29\%$$

$$Z_p = \frac{1}{2} (Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) = 4.77\%$$

$$Z_s = 1/2 (Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) = -0.54\%$$

$$Z_t = 1/2 (Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) = 9.53\%$$

Para disminuir el número de barras del sistema no se va hacer uso del tercerario y procedemos a efectuar la transformación a como se muestra a continuación:

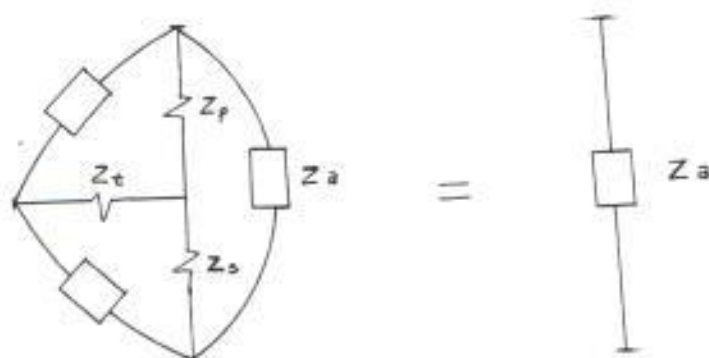


Fig. 4.10 Transformación Y- Δ

$$Z_a = (Z_p Z_s + Z_s Z_t + Z_p Z_t) / Z_t = 3.96\%$$

Este valor de impedancia Z_a es la que se va a utilizar como dato en el programa de flujo de carga.

Autotransformador de 138/69 KV

Capacidad 66 MVA

$Z_{ps} = 12\%$

$Z_{st} = 7.5\%$

$$Z_{pt} = 20\%$$

Cambio de base:

$$Z_{ps} = 12\% (100/66) = 18.18\%$$

$$Z_{st} = 7.5\% (100/66) = 11.36\%$$

$$Z_{pt} = 20\% (100/66) = 30.30\%$$

$$Z_p = 1/2 (18.18 + 30.3 - 11.36) = 18.56\%$$

$$Z_s = 1/2 (18.18 + 11.36 - 30.3) = -0.38\%$$

$$Z_t = 1/2 (30.3 + 11.36 - 18.18) = 11.74\%$$

$$Z_a = (Z_p Z_s + Z_s Z_t + Z_p Z_t) / Z_t = 17.58\%$$

Autotransformador de 138/69 KV

Capacidad 16/20 MVA

$$X = 8\%$$

$$\text{Cambio de base: } X = 8\% (100/20) = 40\%$$

BAEZA

Transformador de 138/69 KV

Capacidad 16/20 MVA

$$X = 8\%$$

$$\text{Cambio de base: } X = 8\% (100/20) = 40\%$$

SALADO

Transformador 138/69 KV

Capacidad 12/16 MVA

$$Z_{ps} = 8\%$$

$$Z_{st} = 3.5\%$$

$$Z_{pt} = 12\%$$

Cambio de base:

$$Z_{ps} = 8\% (100/16) = 50\%$$

$$Z_{st} = 3.5\% (100/16) = 21.875\%$$

$$Z_{pt} = 12\% (100/16) = 75\%$$

$$Z_p = 1/2 (50 + 75 - 21.875) = 51.56\%$$

$$Z_s = 1/2 (50 + 21.875 - 75) = -1.56\%$$

$$Z_t = 1/2 (75 + 21.875 - 50) = 23.44\%$$

$$Z_a = (Z_p Z_s + Z_s Z_t + Z_p Z_t) / Z_t = 46.57\%$$

LUMBAQUI

Transformador de 138/69KV

Capacidad 16/20 MVA

$$X = 8\%$$

$$\text{Cambio de base: } X = 8\% (100/20) = 40\%$$

LAGO AGRIO

Transformador de 138/69 KV

Capacidad 30/40 MVA

$$Z_{ps} = 12\%$$

$$Z_{st} = 5\%$$

$$Z_{pt} = 18\%$$

Cambio de base:

$$Z_{ps} = 12\% (100/40) = 30\%$$

$$Z_{st} = 5\% (100/40) = 12.5\%$$

$$Z_{pt} = 18\% (100/40) = 45\%$$

$$Z_p = 1/2 (30 + 45 - 12.5) = 31.25\%$$

$$Z_s = 1/2 (30 + 12.5 - 45) = -1.25\%$$

$$Z_t = 1/2 (45 + 12.5 - 30) = 13.75\%$$

$$Z_a = (Z_p Z_s + Z_s Z_t + Z_p Z_t) / Z_t = 27.16\%$$

Transformador de 138/69 KV

Capacidad 12/16 MVA

$$X = 8\%$$

$$\text{Cambio de base: } X = 8\% (100/16) = 50\%$$

Transformador de 69/13.8 KV

Capacidad 12/16 MVA

$$X = 7.5\%$$

Cambio de base: $X = 7.5\% (100/16) = 46.88\%$

JIVINO VERDE

Transformador de 69/13.8 KV

Capacidad 5/6 MVA

$X = 7\%$

Cambio de base: $X = 7\% (100/6) = 116.67\%$

SHUSHUFINDI

Transformador de 69/13.8 KV

Capacidad 1.5/2 MVA

$X = 5.5\%$

Cambio de base: $X = 5.5\% (100/2) = 275\%$

COCA

Transformador de 69/13.8 KV

Capacidad 3/4 MVA

$X = 6.5\%$

Cambio de base: $X = 6.5\% (100/4) = 162.5\%$

BAEZA Y LUMBAQUI

Transformador de 69/13.8 KV

Capacidad 2.5 MVA

$X = 6.5\%$

Cambio de base: $X = 6.5\% (100/2.5) = 260\%$

Tabla 4.7 Impedancias en por unidad de los transformadores de las subestaciones (MVA_b = 100)

4.4 CONDICIONES PARA EL ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS

4.4.1 Fuente de Potencia

Como fuente de potencia tenemos a las subestación Santa Rosa del Sistema Nacional Interconectado (SNI), esta subestación está ubicada en Quito y el voltaje en esta barra se consideró igual a 1.0 p.u.

Esta barra para el caso de correr flujo de carga se la tomó como barra oscilante, es decir aquella barra que suministra toda la potencia reactiva y activa que necesita el

sistema.

4.4.2 Regulación de voltaje

La regulación de voltaje del sistema de transmisión Nor-oriental se la efectuó por medio de los taps de los transformadores y los bancos de capacitores.

La regulación de voltaje es uno de los factores más importantes desde el punto de vista técnico para la selección de alternativas considerando aceptable una regulación de voltaje del 7% y eliminando aquellas alternativas que tengan una regulación de voltaje superior al 7%.

Los niveles de voltaje aceptables en el programa de flujo de carga LFL están entre 95-105% del voltaje nominal en las barras de 230 KV, 138 KV, 69 KV, 13.8 KV y valores superiores al 105% e inferiores al 95% del voltaje nominal se los considera respectivamente como alto voltaje y bajo voltaje.

Para el estudio de la regulación de voltaje se ha considerado la variación de la relación de transformación de los transformadores de las subestaciones mediante el ajuste de la posición de los taps y se considera una variación de $\pm 10\%$ para transformadores de 230/138 KV, 138/69 KV, y una variación de $\pm 5\%$ para transformadores de 69/13.8 KV.

Una vez escogida la posición de los taps para cada uno de los años del periodo de estudio, estas posiciones se van a mantener constantes para cada una de las alternativas que se van a analizar.

La regulación de voltaje expresada en porcentaje viene dada por la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Regulación} = \frac{V_s - V_r}{V_r} \times 100$$

V_s = Voltaje de envío

V_r = Voltaje de recepción

4.4.3 Compensación de reactivo

La compensación de reactivo con el objetivo de mantener en las líneas de transmisión los niveles de voltaje deseados, se la hizo utilizando banco de capacitores para máxima carga.

El propósito de la utilización de capacitores es la de proveer una mejora de la regulación de voltaje en los periodos de demanda máxima, los capacitores contribuyen a reducir las pérdidas del sistema y el de aliviar la carga de los equipos del sistema.

La ubicación de los bancos de capacitores se la hizo en las barras de 13.8 KV de las subestaciones de distribución.

Los bancos de capacitores están formados por unidades básicas de 300 KVAR para las subestaciones de distribución, utilizando como máximo por barra un banco de capacitores de 6 MVAR y su ubicación se la efectuó en la parte más alejada del sistema, de tal forma

que compense los volatjes y pérdidas que existen en las líneas de subtransmisión y transmisión.

4.4.4 Pérdidas

Los bancos de capacitores además de compensar los bajos voltajes presentes en las líneas de transmisión, van a compensar también las pérdidas existentes en líneas de transmisión y subtransmisión.

Las pérdidas totales del sistema no constituye un factor crítico como lo es la regulación de voltaje, sin embargo su análisis es importante desde el punto de vista de la evaluación económica.

Las pérdidas totales del sistema para cada una de las alternativas se muestran en la tabla 4.8.

TABLA 4.8 PERDIDAS (MW)

AÑO	A L T E R N A T I V A S					
	1-1	2-1	2-2	2-3	2-4	2-5
1987	2.227	1.755	2.039	2.274	1.855	2.130
1988	4.879	2.931	3.335	3.667	3.062	3.446
1989	5.125	3.111	3.539	3.892	3.252	3.658
1990	5.416	3.348	3.796	4.168	3.496	3.923
1991	5.594	3.465	3.938	4.331	3.623	4.072
1992	5.780	3.591	4.089	4.504	3.758	4.232
1993	6.000	3.742	4.269	4.709	3.920	4.422
1994	6.259	3.914	4.477	4.948	4.106	4.641
1995	6.471	4.067	4.660	5.144	4.272	4.824
1996	6.618	4.175	4.782	5.290	4.386	4.959
1997	6.769	4.292	4.922	5.444	4.513	5.105
1998	7.031	4.531	5.175	5.710	4.755	5.362
1999	7.195	4.660	5.321	5.872	4.892	5.516
2000	7.440	4.861	5.548	6.120	5.106	5.749

AÑO	A L T E R N A T I V A S			
	3-1	3-2	3-4	3-5
1987	2.029	2.458	2.174	2.547
1988	4.005	4.988	4.306	5.110
1989	4.219	5.246	4.534	5.372
1990	4.486	5.552	4.813	5.683
1991	4.634	5.745	4.976	5.889
1992	4.789	5.946	5.147	6.097
1993	4.975	6.183	5.351	6.351
1994	5.191	6.462	5.587	6.645
1995	5.382	6.692	5.797	6.885
1996	5.510	6.852	5.935	7.055
1997	5.643	7.018	6.081	7.228
1998	5.894	7.300	6.343	7.519
1999	6.045	7.476	6.500	7.702
2000	6.269	7.742	6.740	7.979

4.5 CORRIDA DE FLUJO DE CARGA PARA LOS AÑOS:

1987, 1988,.....,2000

Se corrió el flujo de carga utilizando el programa de flujo carga LFL existente en la ESPOL.

Para el efecto se partió del caso menos crítico que

corresponde a la alternativa 1-1, es decir aquella alternativa que tiene el conductor de mayor calibre y corresponde al conductor 636 MCM ACSR, doble circuito.

Esta alternativa presenta la menor caída de voltaje, es decir la menor regulación de voltaje y la compensación de la caída de voltaje se la efectuó por medio de los taps de los transformadores y bancos de capacitores, utilizando para el año 2000 tres bancos de 6 MVAR (3x6 MVAR) y uno de 4.5 MVAR.

La posición de los taps de los transformadores y bancos de capacitores utilizados en esta alternativa para cada uno de los años del período de estudio, se los mantuvo constantes para todas y cada una de las alternativas que se van a analizar.

De tal forma que cuando tengamos alternativas más críticas, el capacitor instalado no va a ser suficiente para mantener los voltajes dentro de los límites deseados y se van a presentar bajos voltajes, eliminando de esta forma las alternativas que tengan una regulación de voltaje mayor al 7%.

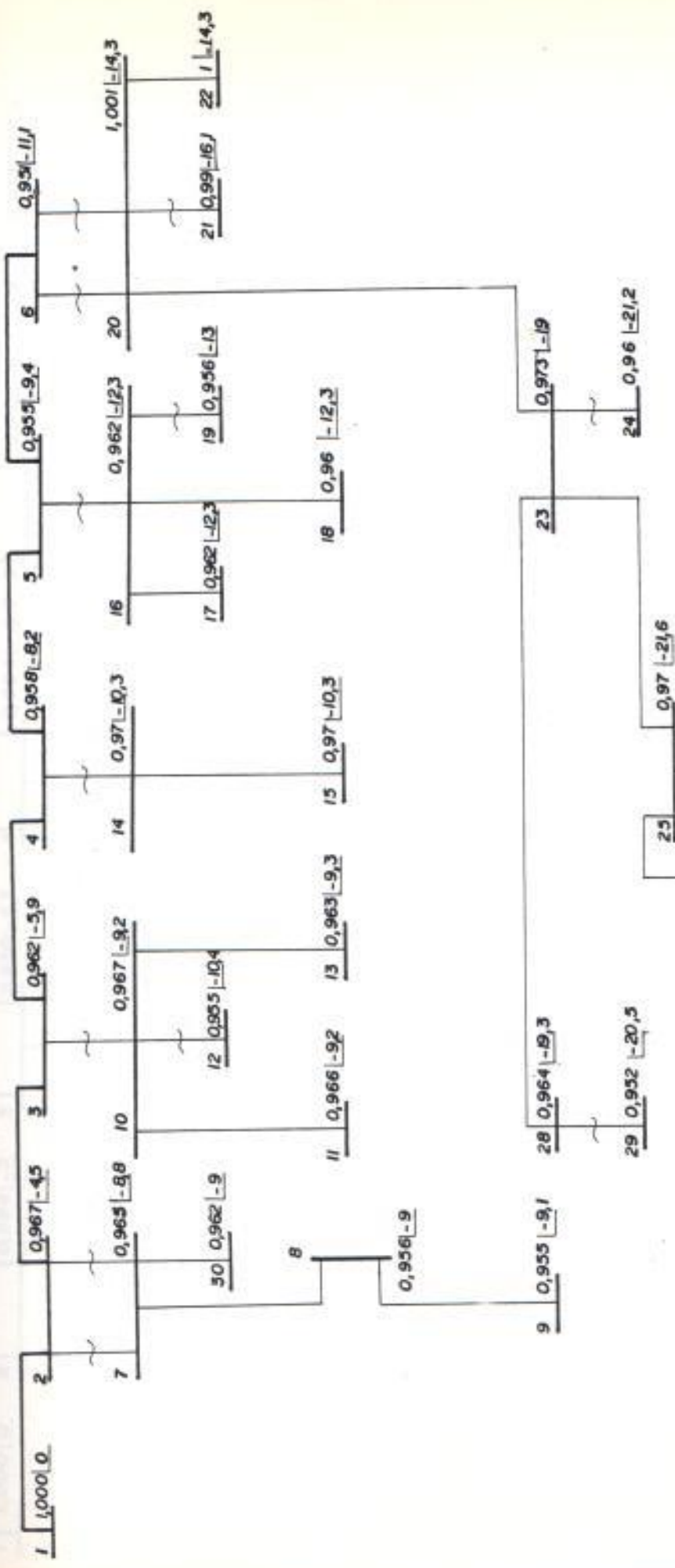


FIG. 4.11

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA I-I

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	5,416	26,657
CARGA DE LINEA		323,23
CAPAC. FIJOS		-11,297
DESAJUSTE	1,136	0,478
GENERACION TOTAL	123,552	232,15

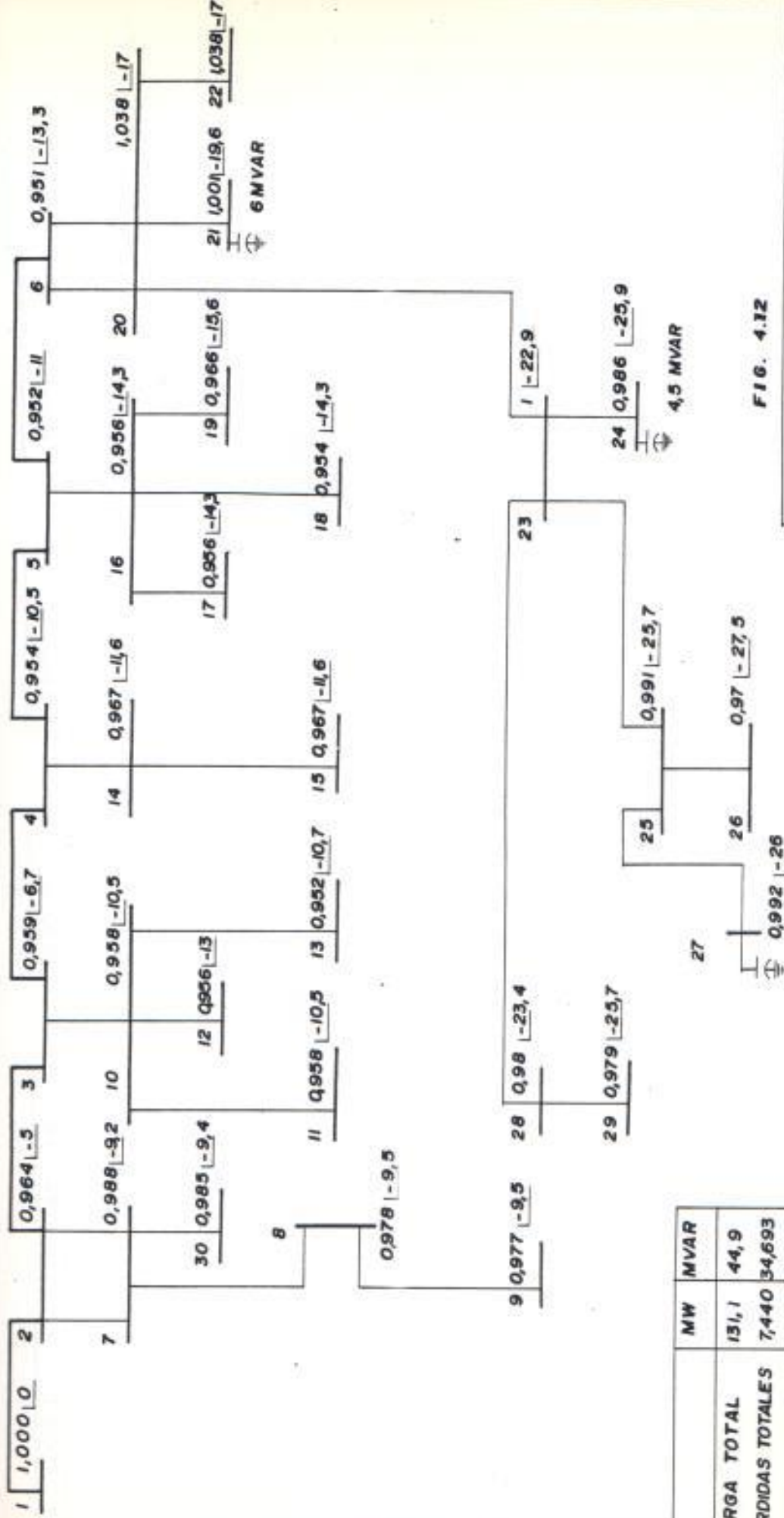


FIG. 4.12

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000	ALTERNATIVA 1-1

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	7,440	34,693
CARGA DE LINEA		32,282
CAPAC. FIJOS		-22,145
DESARAJUSTE	1,025	0,326
ENERGACION TOTAL	139,565	25,492

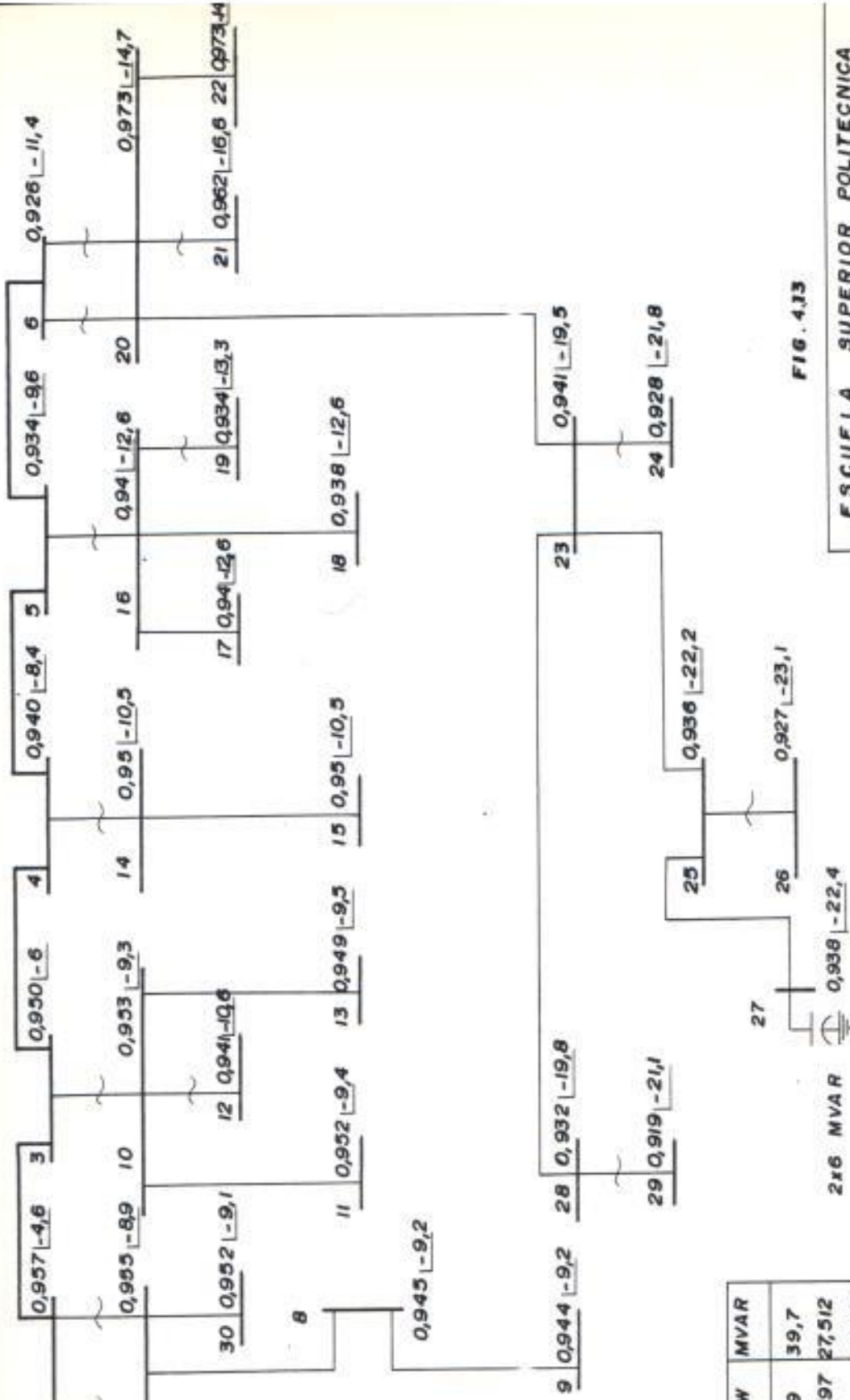


FIG. 4.13

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	6,797	27,512
CARGA DE LINEA		30,588
CAPAC. FIJOS		-10,513
DES AJUSTE	0,249	1,297
GENERACION TOTAL	126,046	27,408

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 1-2

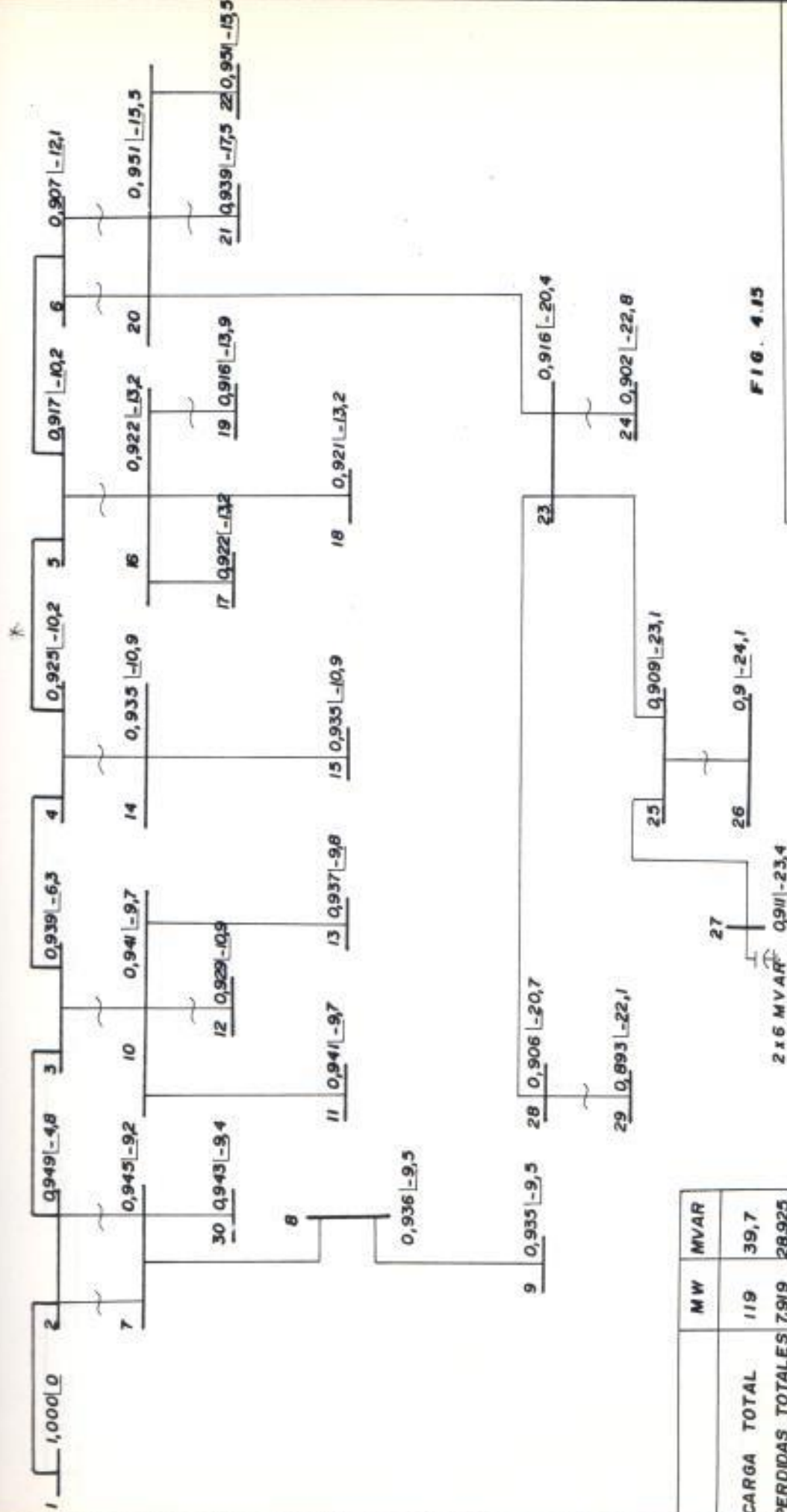


FIG. 4.15

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	7,919	28,925
CARGA DE LINEA		-28,249
CAPAC FIJOS		-9,91
DESAJUSTE	-0,663	0,877
GENERACION TOTAL	126,255	31,342

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL

FLUJO DE POTENCIA ALTERNATIVA 1-3
AÑO 1990

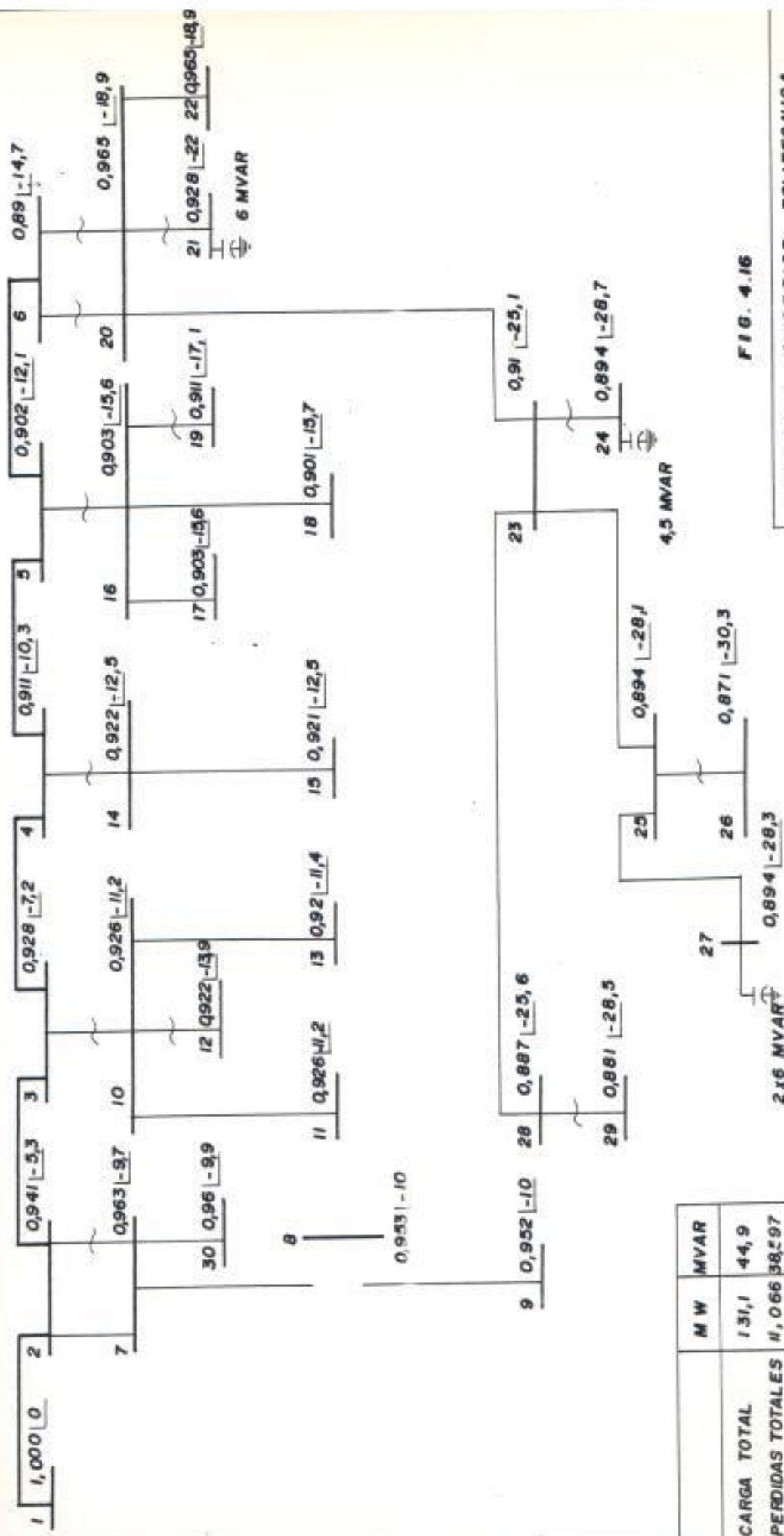


FIG. 4.16

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	11,066	38,297
CARGA DE LINEA		-27,606
CAPAC. FIJOS		18,317
DESAJUSTE	-7,868	0,316
GENERACION TOTAL	141,298	37,889

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000	ALTERNATIVA 1-3

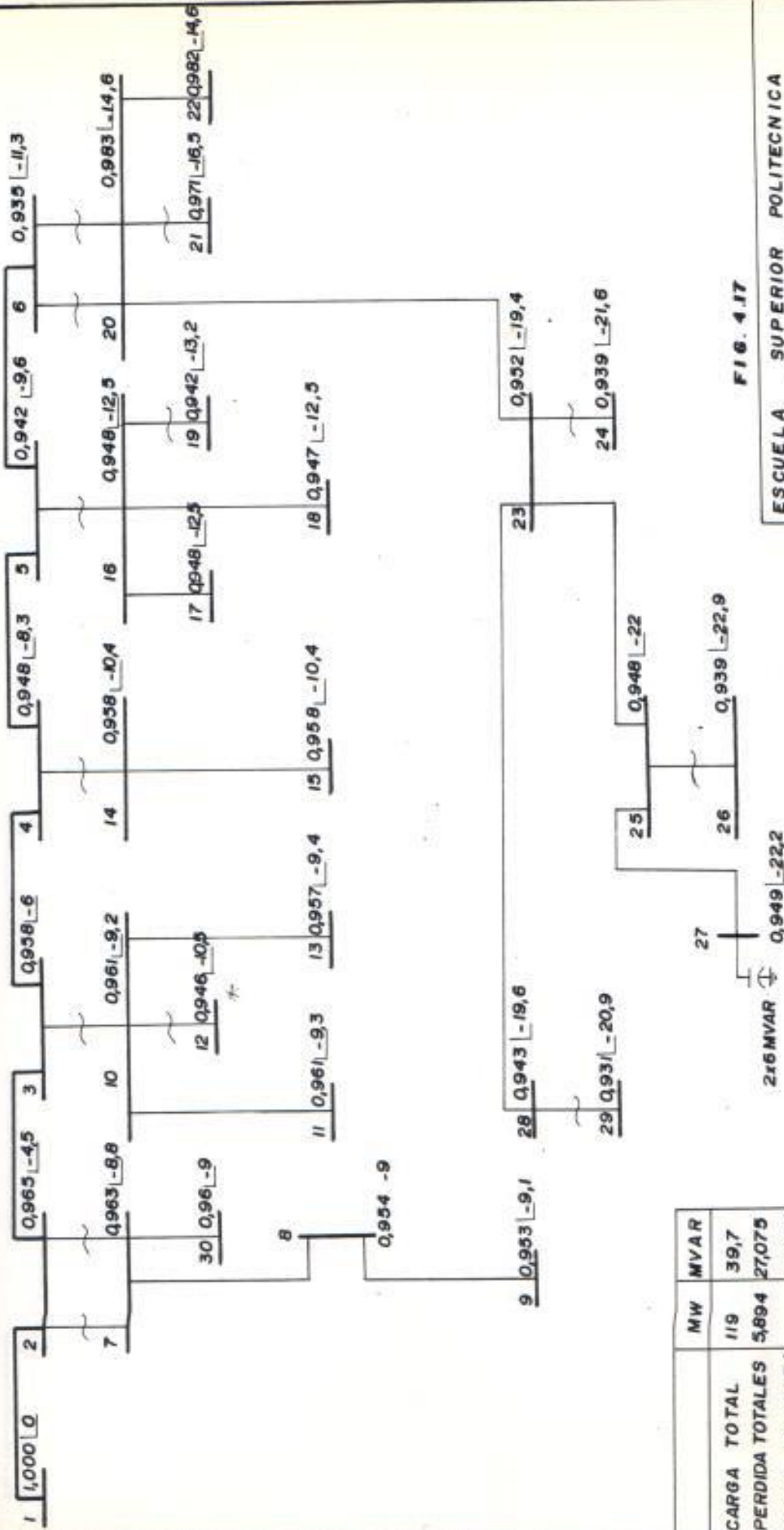


FIG. 4.17

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDA TOTALES	5,894	27,075
CARGA DE LINEA		-3,224
CAPAC. FIJOS		-0,775
DESAJUSTE	0,807	1,519
GENERACION TOTAL	125,701	26,295

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990
ALTERNATIVA 1-4

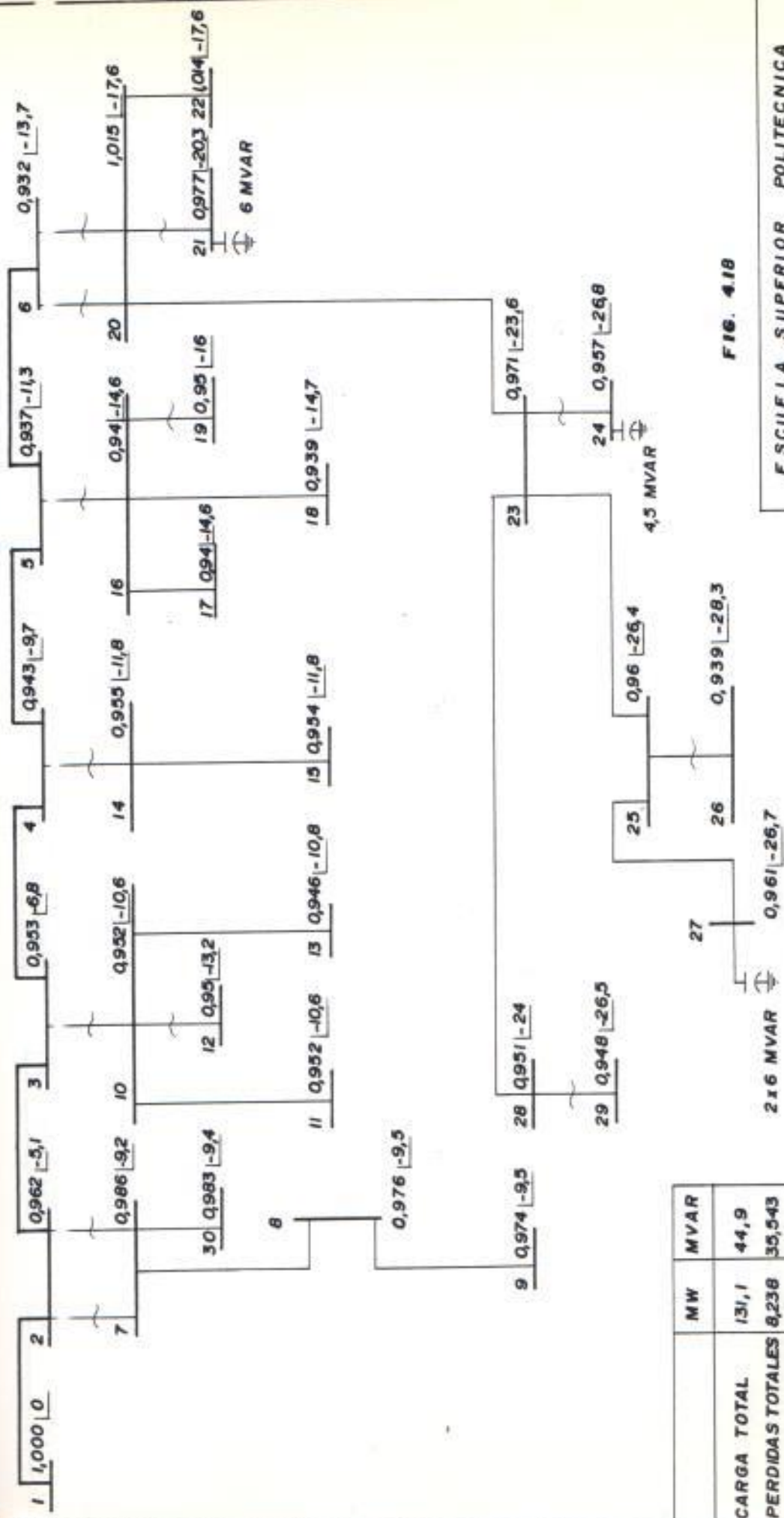


FIG. 4.18

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	8,238	35,543
CARGA DE LINEA		-31,065
CAPAC. FIJOS		-20,894
DESAJUSTE	0,945	0,519
GENERACION TOTAL	140,283	29,003

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000	ALTERNATIVA 1 - 4

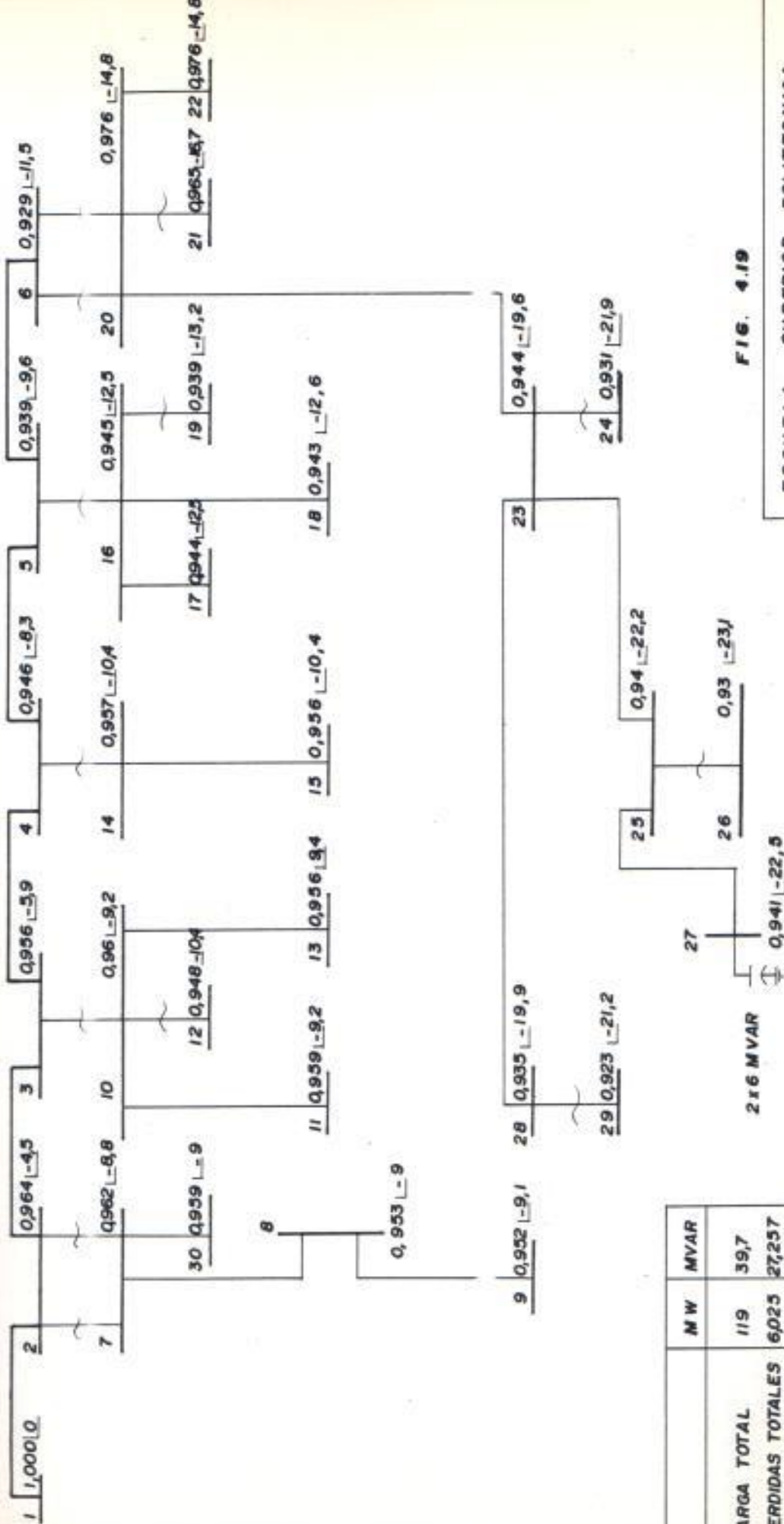


FIG. 4.19

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	6,025	27,257
CARGA DE LINEA		-30,415
CAPAC. FIJOS		-10,593
DESAJUSTE	0,616	1,449
GENERACION TOTAL	25,64	27,398

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 1-5

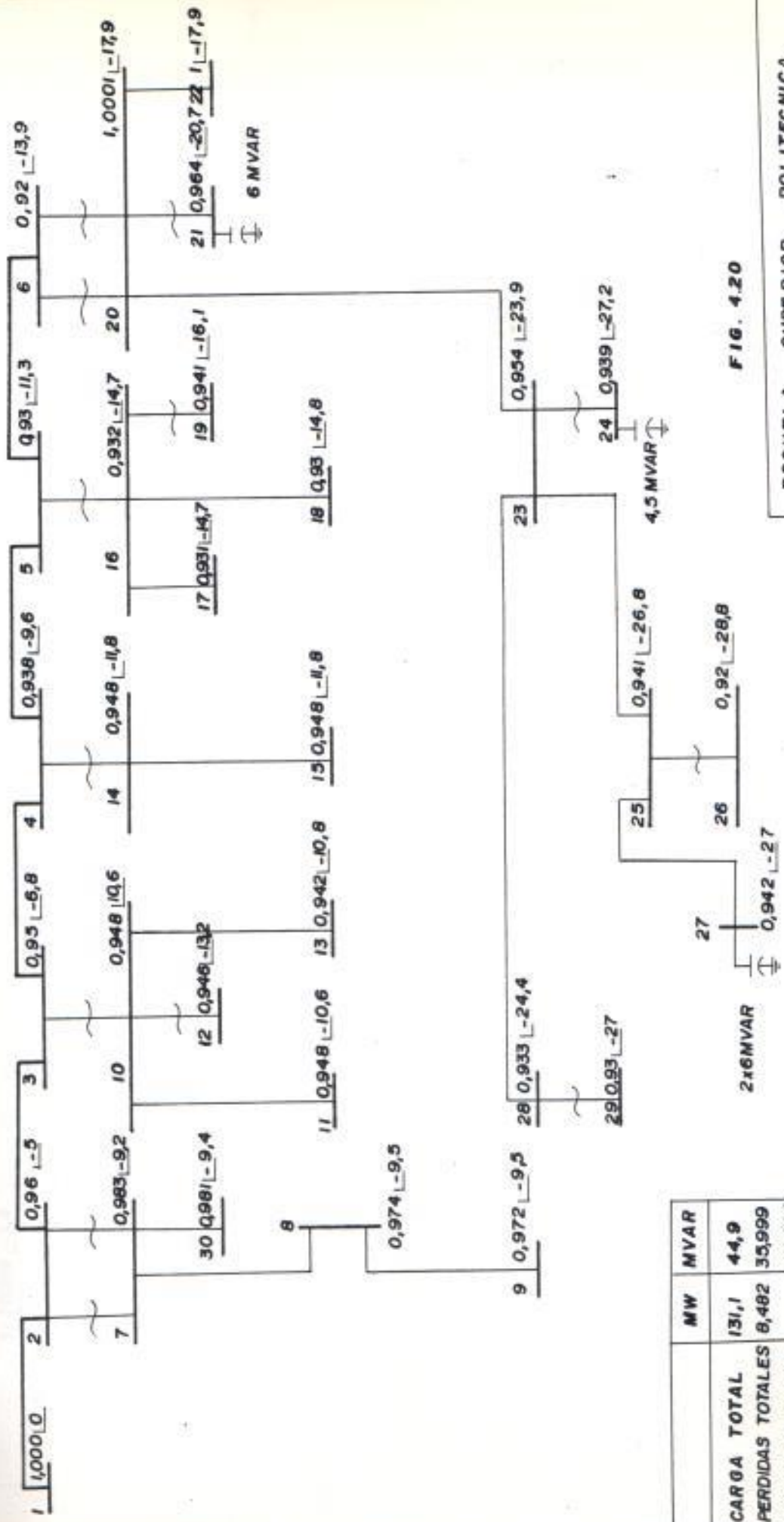
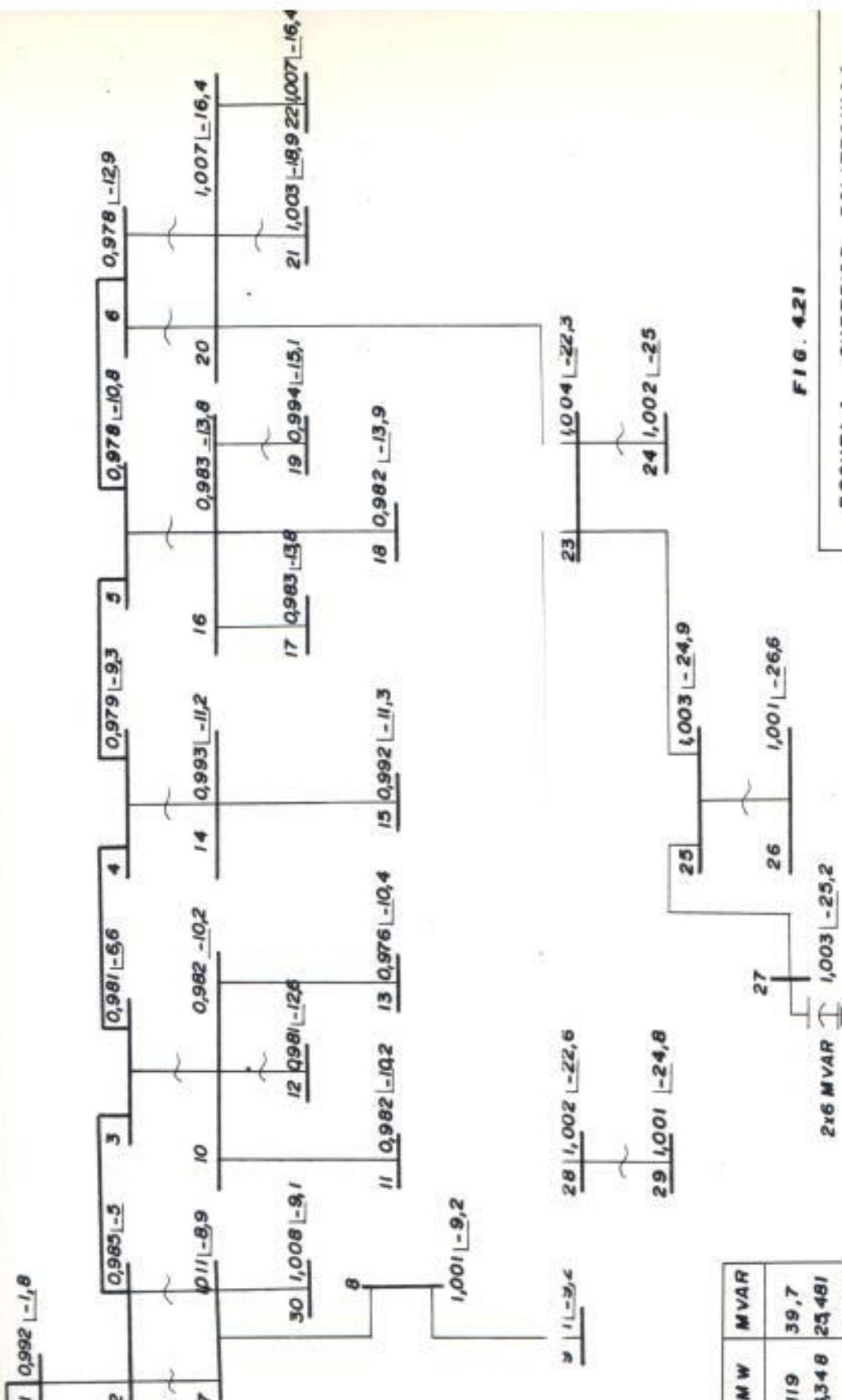


FIG. 4.20

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	8,482	35,999
CARGA DE LINEA		-30,069
CAPAC. Fijos		-20,153
DESAJUSTE	0,664	1,308
GENERACION TOTAL	140,247	31,985

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL
FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000
ALTERNATIVA 1-5



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	3,348	23,481
CARGA DE LINEA		-43,944
CAPAC FIJOS		-12,035
DESAJUSTE	1,243	0,164
GENERACION TOTAL	23,592	7,366

FIG. 4.21

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 2-1

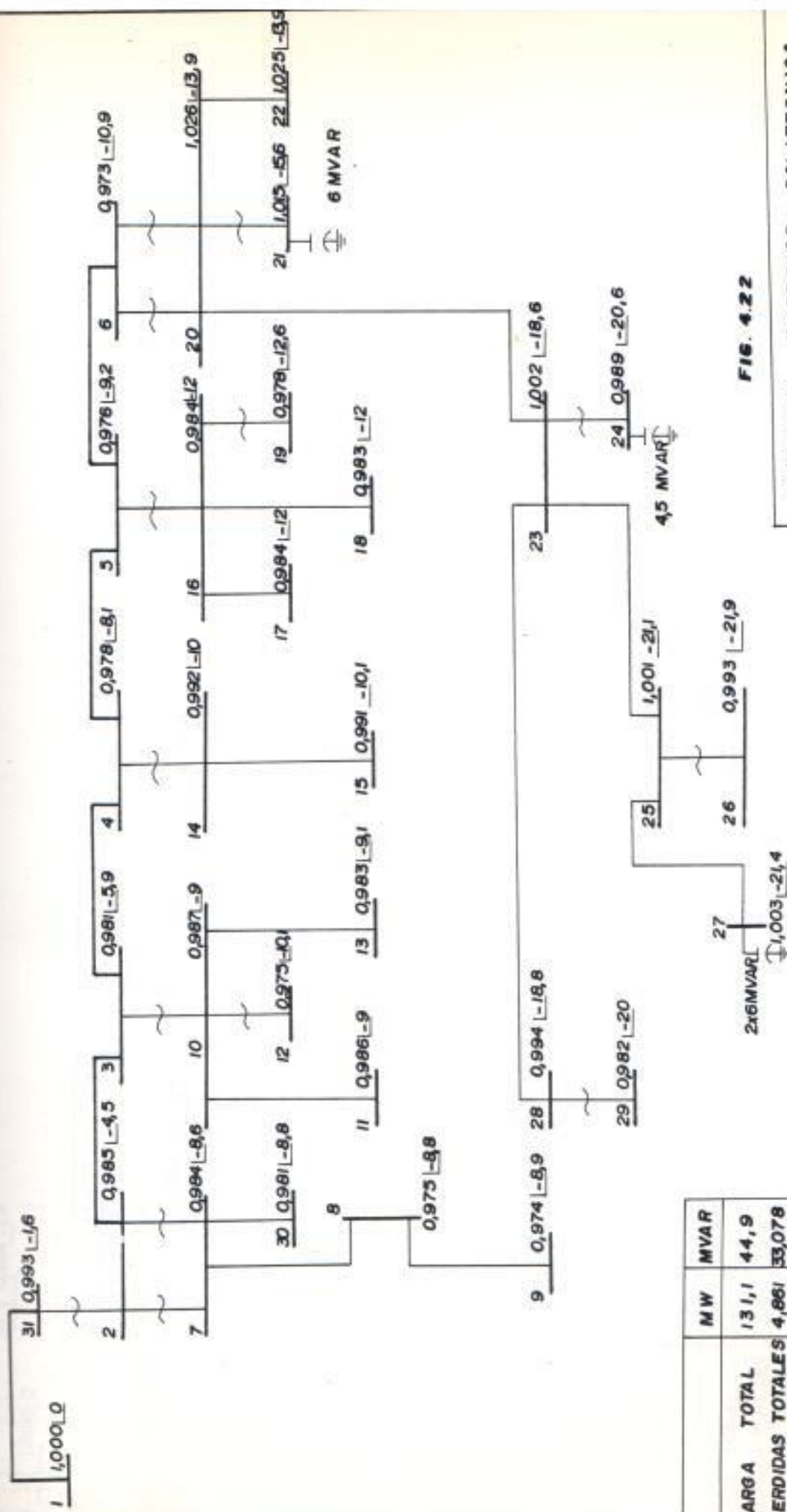


FIG. 4.22

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	4,861	33,078
CARGA DE LINEA		-46,173
CAPAC. FIJOS		-23,996
DESAJUSTE	4,77	0,193
GENERACION TOTAL	137,138	8,002

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL
FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000
ALTERNATIVA 2-1

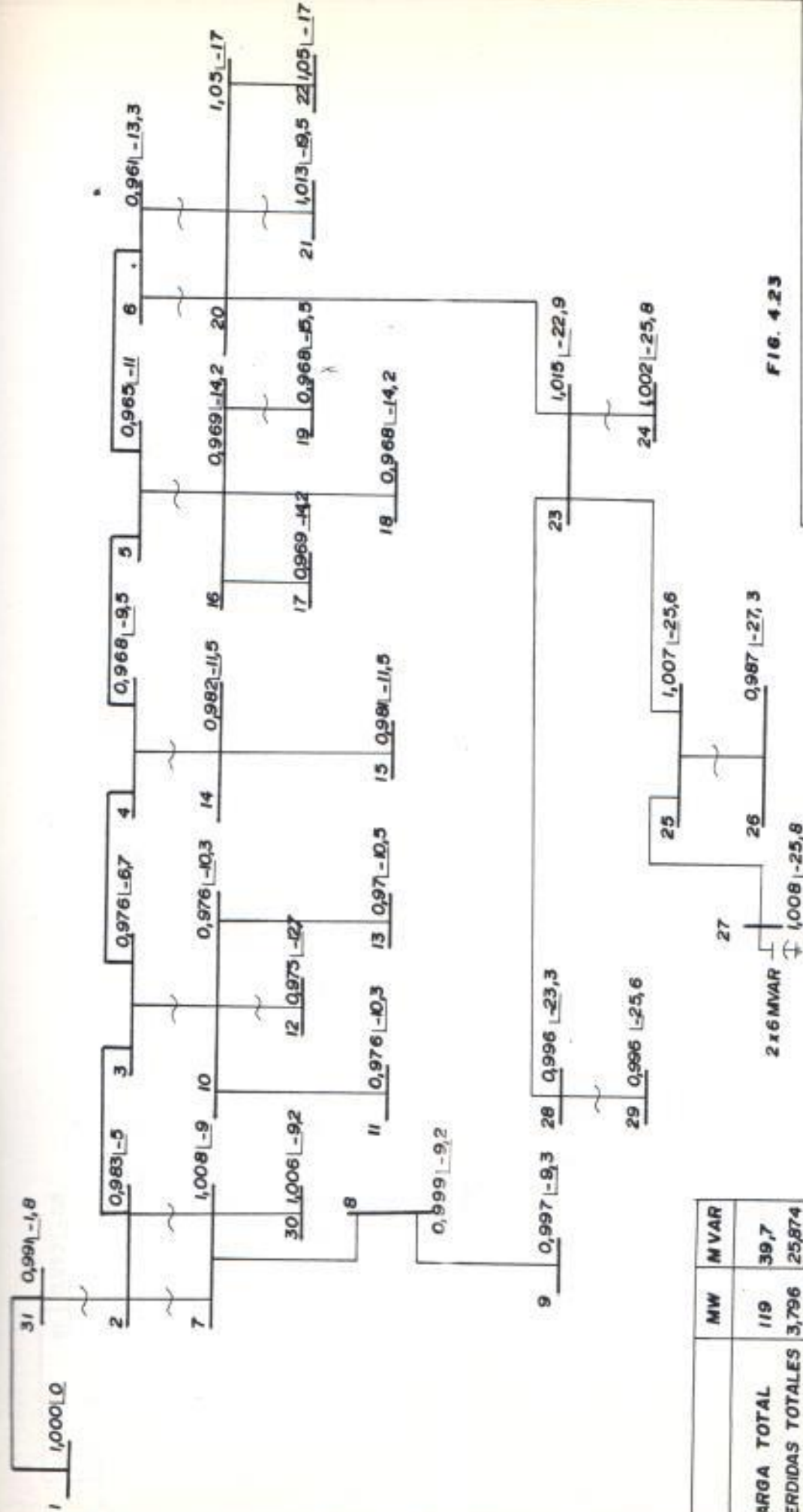


FIG. 4.23

ESCUOLA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 2-2

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	3,796	25,874
CARGA DE LINEA		-44,828
CAPAC FIJOS		-11,615
DESAJUSTE	1,175	0,282
ENERACION TOTAL	123,972	9,312

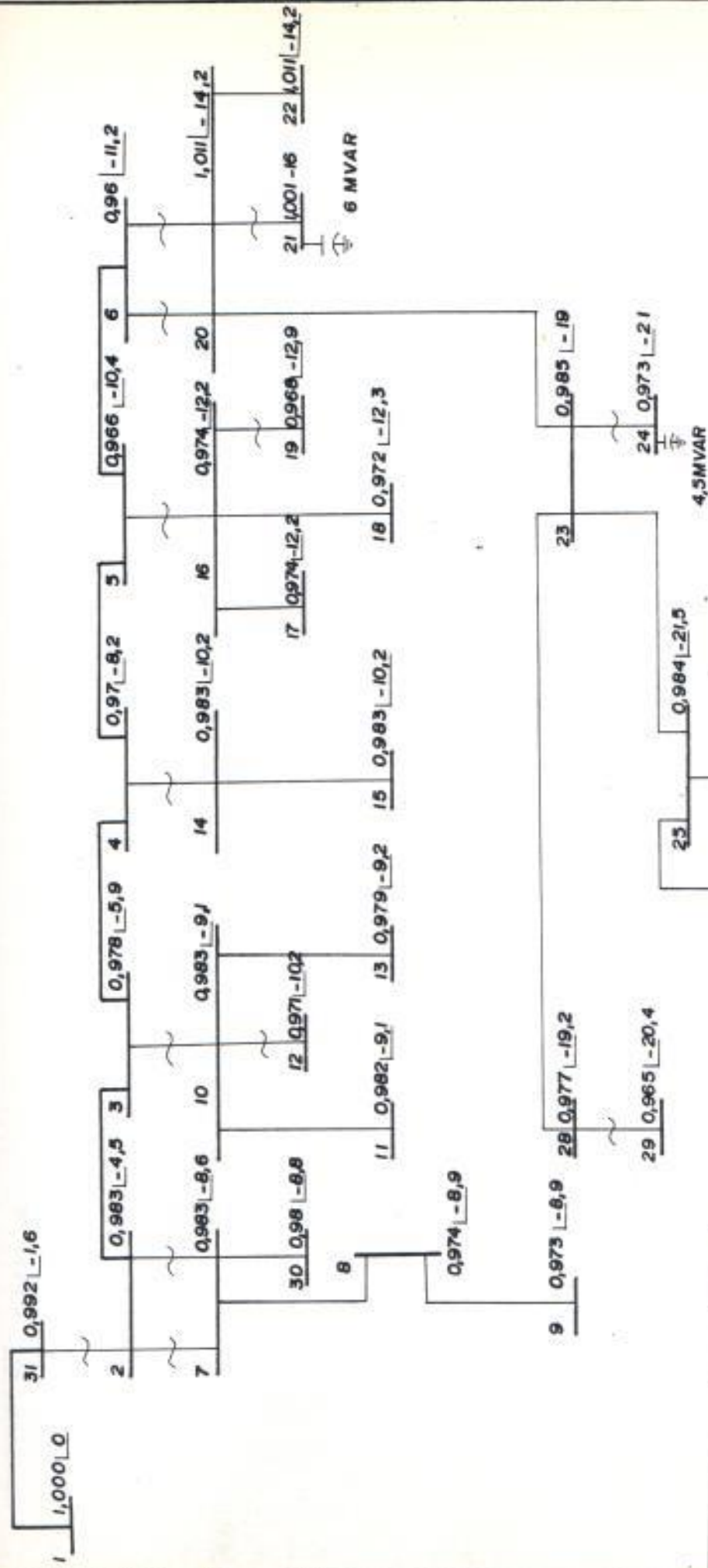


FIG. 4.24

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	5,548	33,732
CARGA DE LINEA		-44,98
CAPAC. FIJOS		-22,845
DESAJUSTE	1,115	0,261
GENERACION TOTAL	137,763	11,069

2x6 MVAR ± 0,986 | -21,8

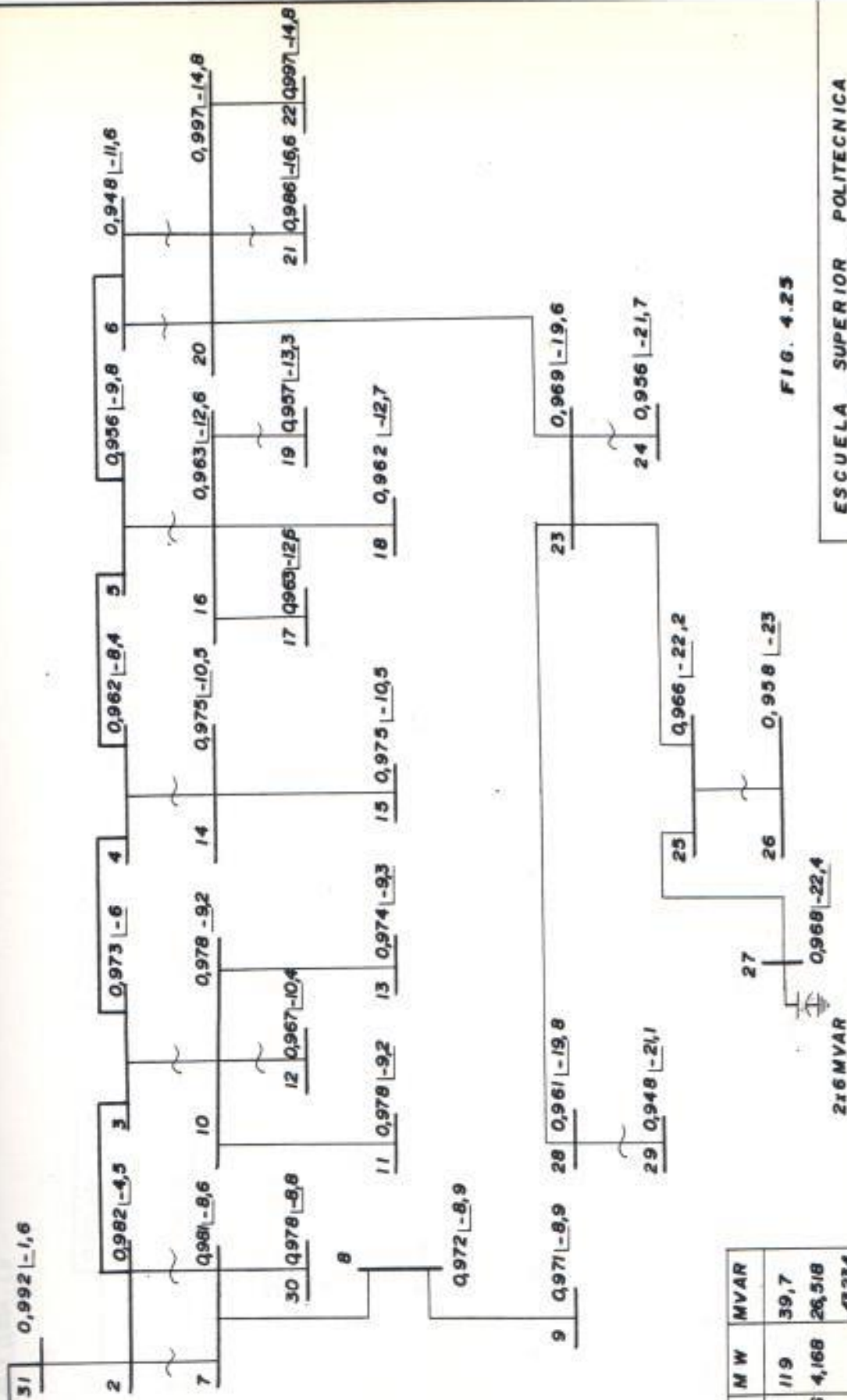
4,5 MVAR

6 MVAR

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DE TRASMISION NOR-ORIENTAL

FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000 ALTERNATIVA 2-2



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	4,168	26,518
CARGA DE LINEA		-43,234
CAPAC FIJOS		-11,204
DESAJUSTE	1,116	0,407
GENERACION TOTAL	124,284	12,188

FIG. 4.23

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL

FLUJO DE POTENCIA ALTERNATIVA 2-3
AÑO 1990

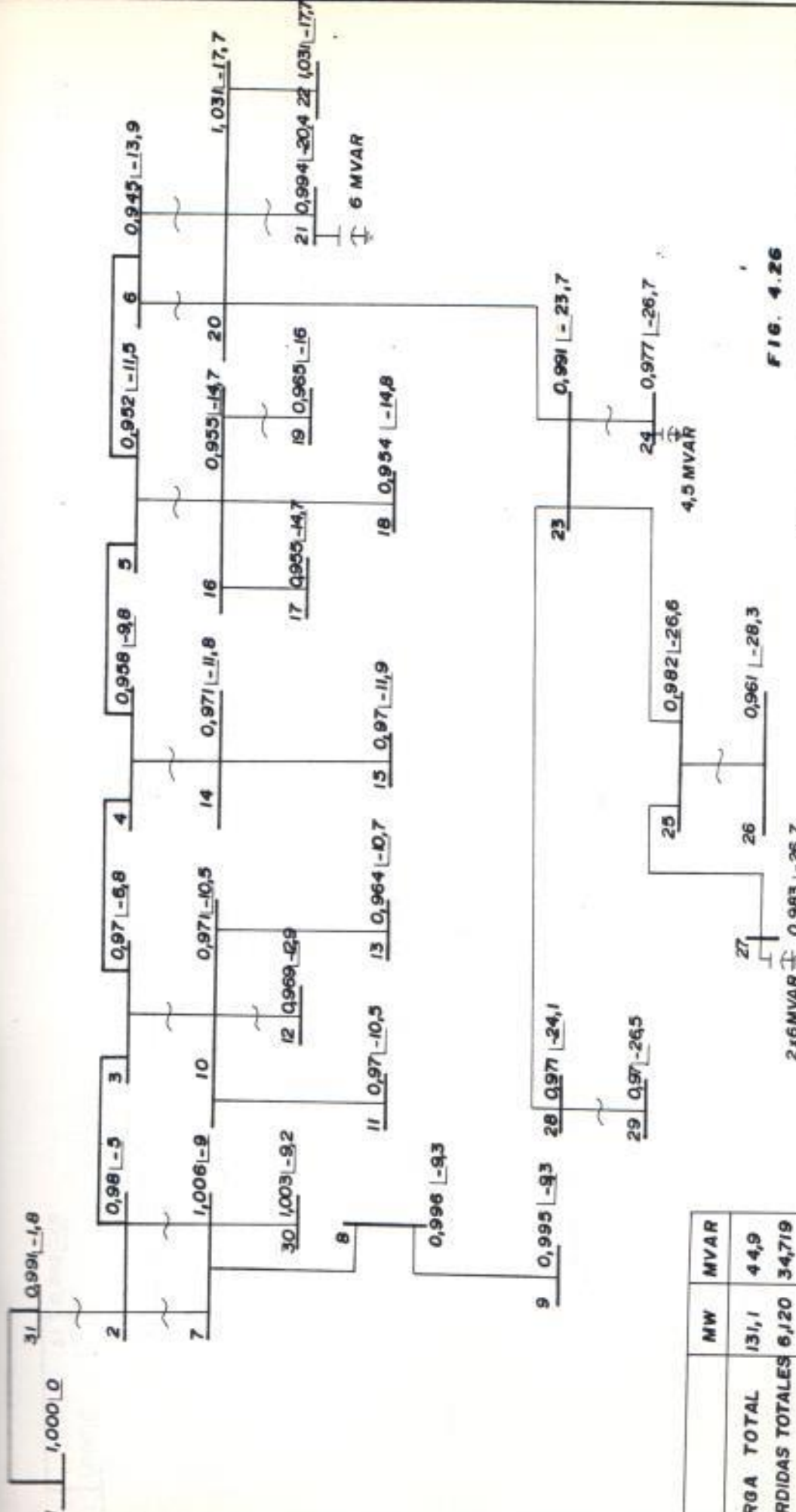


FIG. 4.26

	MW	MVAR
ARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	6,120	34,719
ARGA DE LINEA		-43,443
APAC FIJOS		-21,773
ESAJUSTE	0,988	0,307
ENERACION TOTAL	138,207	15,01

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA ANO 2000	ALTERNATIVA 2-3

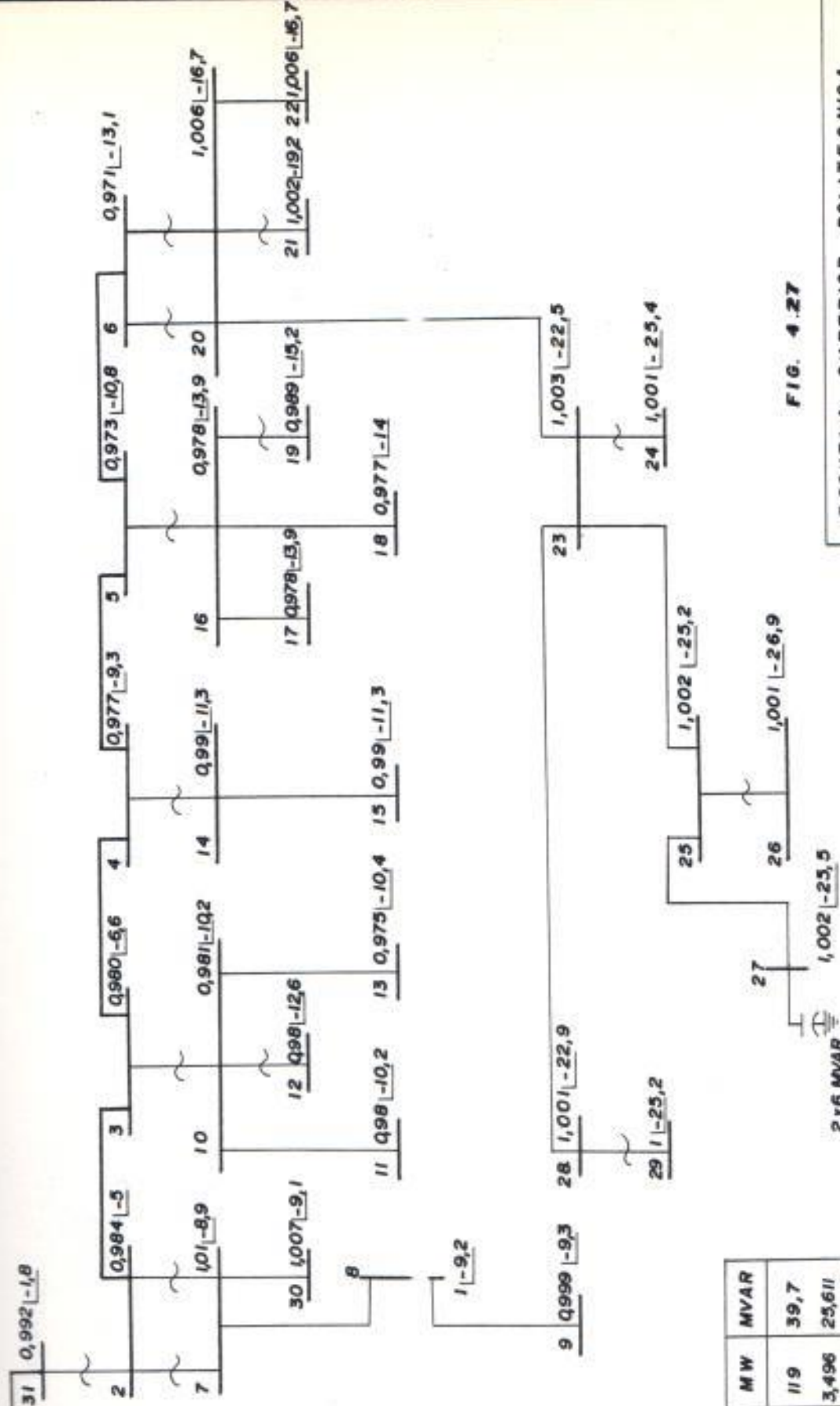
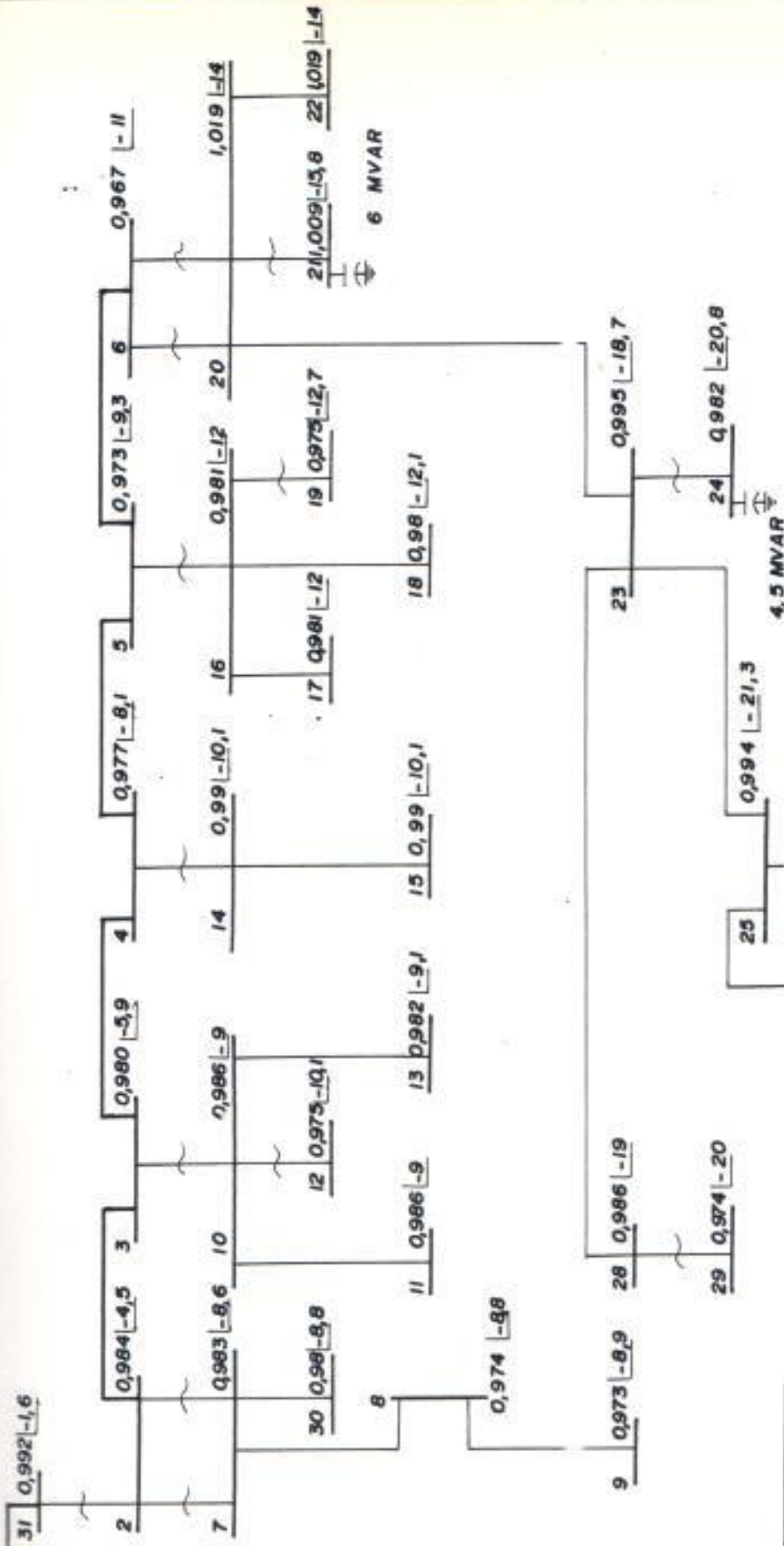


FIG. 4.27

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	3,496	25,611
CARGA DE LINEA		-45,487
CAPAC. FIJOS		-11,85
DESAJUSTE	1,201	0,184
GENERACION TOTAL	123,697	8,158

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 2-4



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	5,106	33,335
CARGA DE LINEA		-45,637
CAPAC. FIJOS		-23,47
DESAJUSTE	1,18	0,223
GENERACION TOTAL	137,386	9,351

FIG. 4.28

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DE TRANSMISION NOR ORIENTAL
FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000
ALTERNATIVA 2 - 4

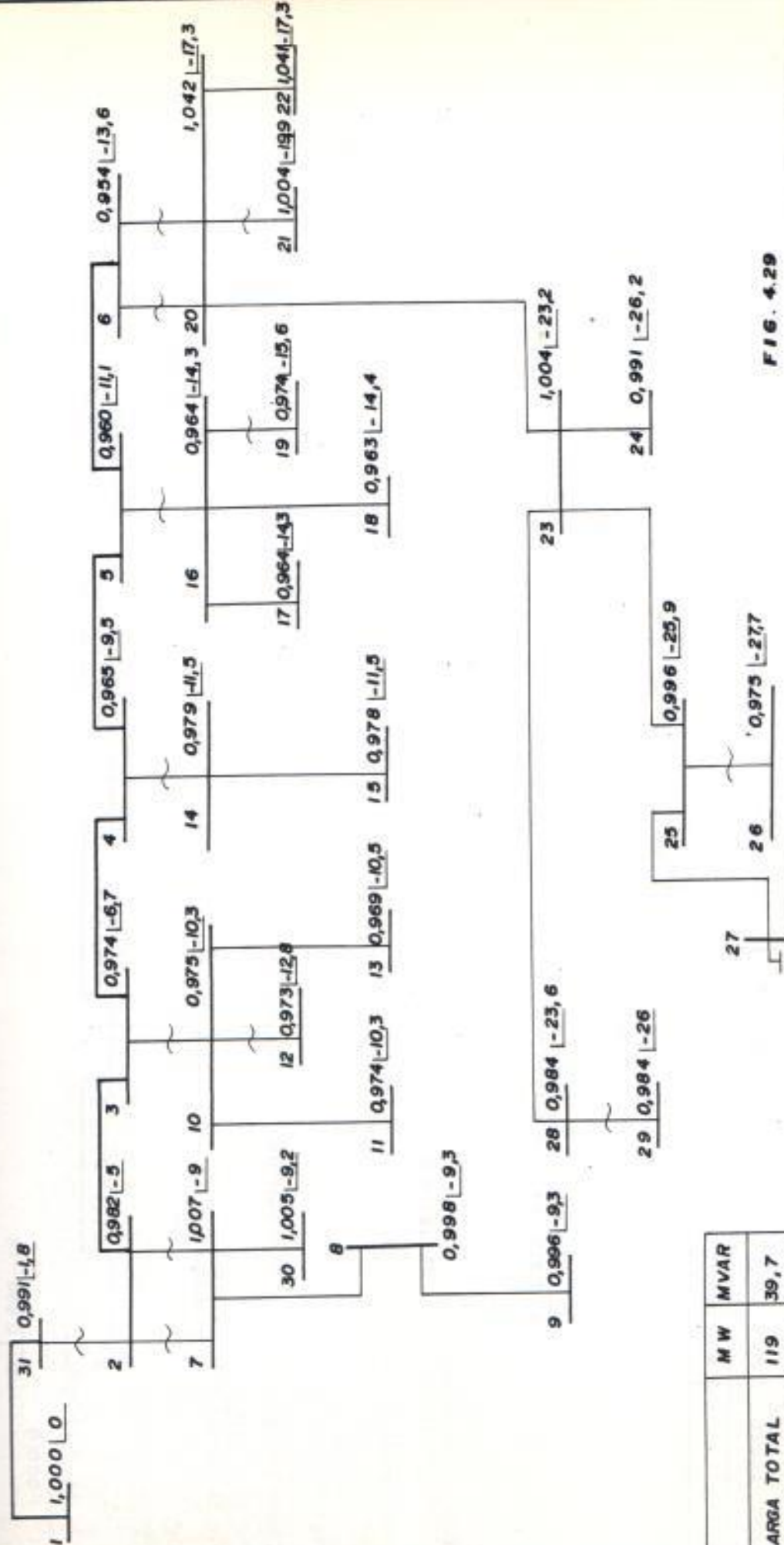


FIG. 4.29

2x6 MVAR \oplus 0,997|-26,2

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	3,923	26,111
CARGA DE LINEA		-44068
CAPAC. FIJOS		-14,414
DESAJUSTE	1,146	0,31
GENERACION TOTAL	124069	10,639

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 2-5

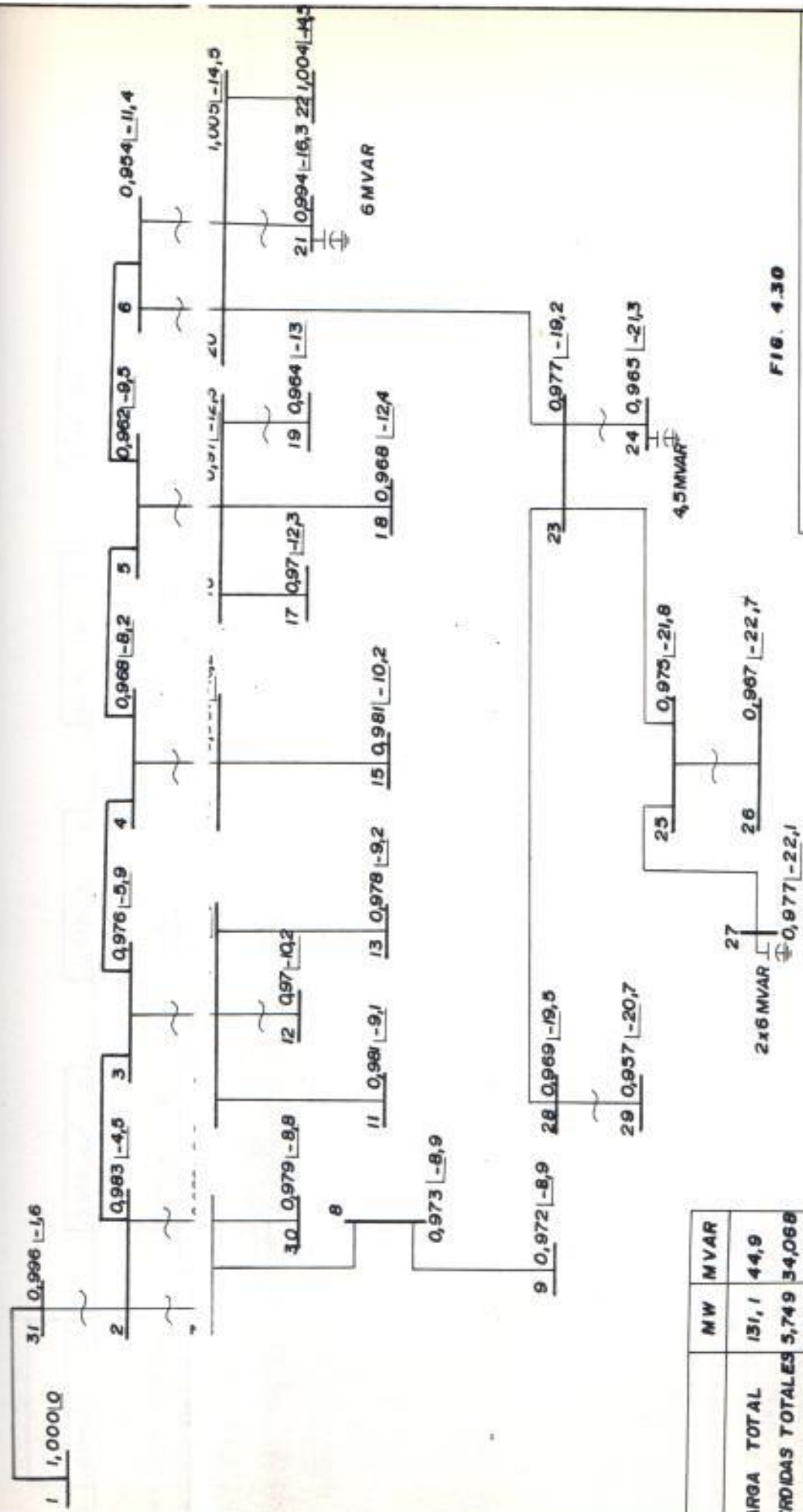


FIG. 4.30

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	5,749	34,068
CARGA DE LINEA		-44,068
CAPAC. FIJOS		-22,349
DESAJUSTE	1,002	0,244
GENERACION TOTAL	137,851	12,796

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
 DEL LITORAL
 SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL
 FLUJO DE POTENCIA
 AÑO 2000
 ALTERNATIVA 2-5

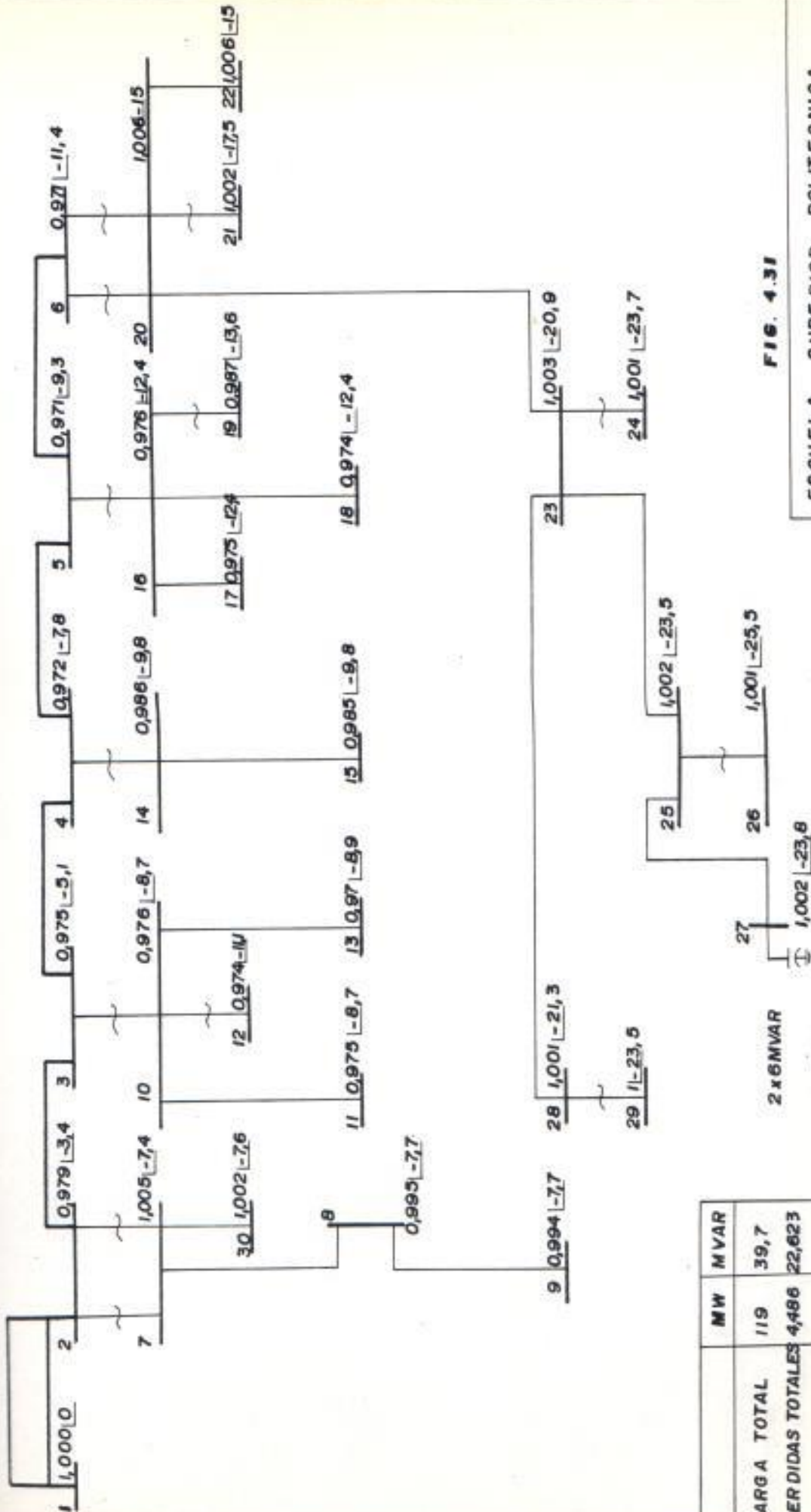


FIG. 4.31

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	4,86	22,623
CARGA DE LINEA		-36,448
CAPAC. FIJOS		-11,85
DESAJUSTE	1,14	0,295
GENERACION TOTAL	24,626	14,319

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR - ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA	ALTERNATIVA 3-1
AÑO	1990

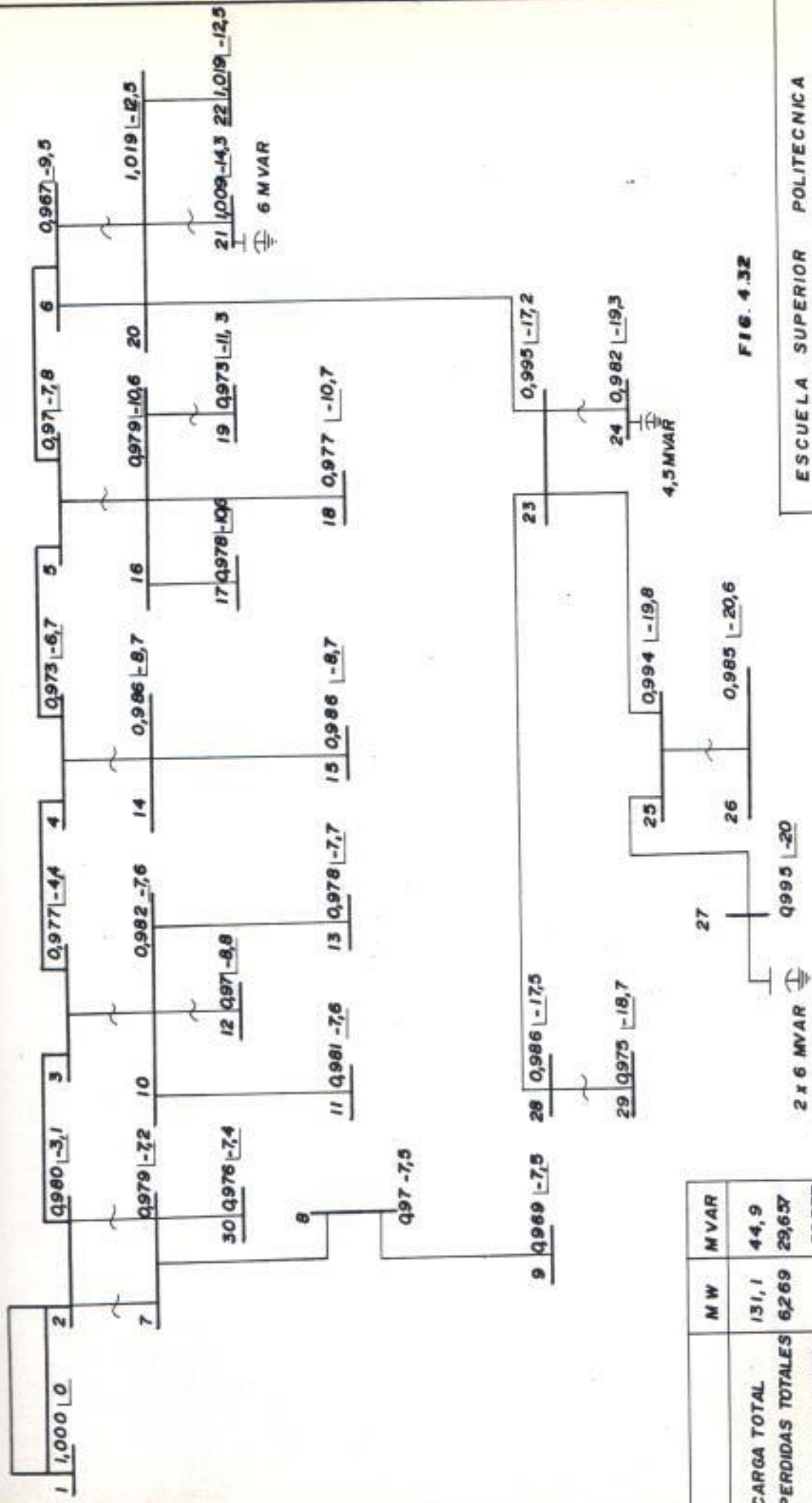


FIG. 4.32

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	6269	29,637
CARGA DE LINEA		-36,577
CAPAC. FIJOS		-23,491
DE SAJUSTE	1,096	0,266
GENERACION TOTAL	139,466	14,755

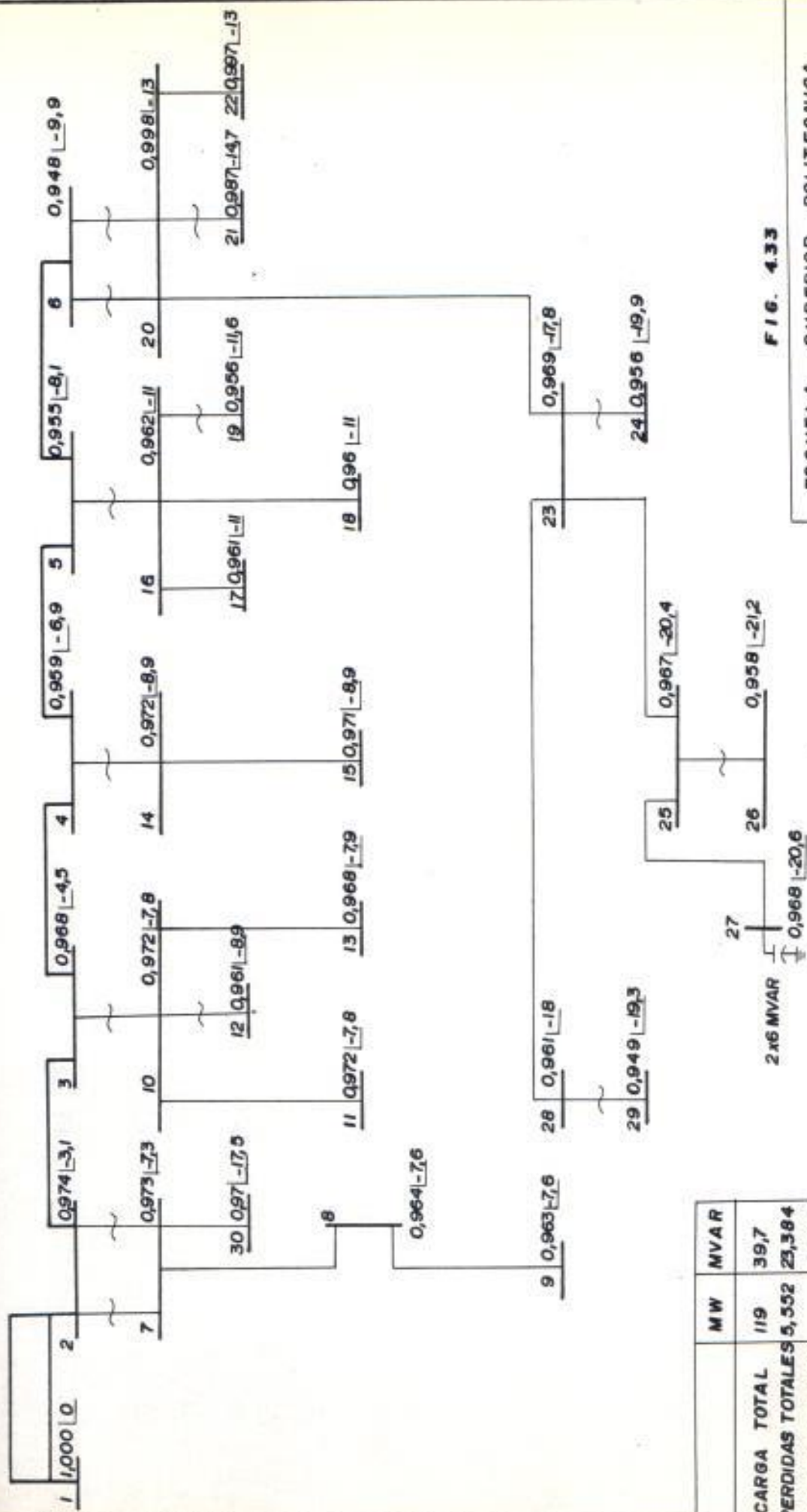
2 x 6 MVAR

4,5 MVAR

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL

FLUJO DE POTENCIA ALTERNATIVA 3 - 1 AÑO 2000



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	5,552	23,384
CARGA DE LINEA		-34,846
CAPAC. FIJOS		-11,212
DESAJUSTE	1,048	0,669
GENERACION TOTAL	123,6	17,695

FIG. 4.33

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DE TRANSMISION NOR - ORIENTAL
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990
ALTERNATIVA 3-2

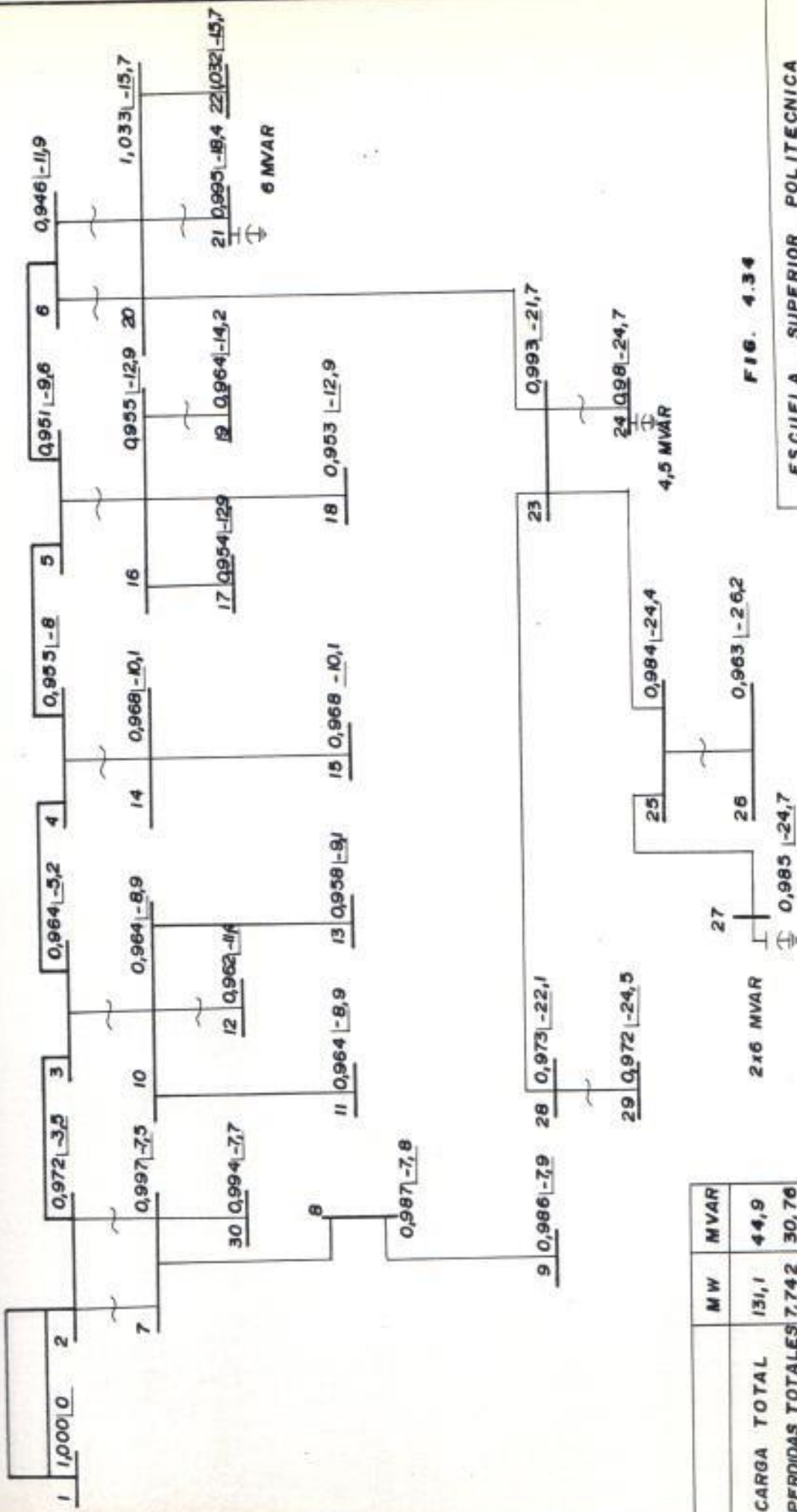


FIG. 4.34

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL
FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000 ALTERNATIVA 3-2

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	7,742	30,76
CARGA DE LINEA		-34,758
CAPAC. FIJOS		-21,86
DESAJUSTE	0,939	0,378
GENERACION TOTAL	139,78	19,42

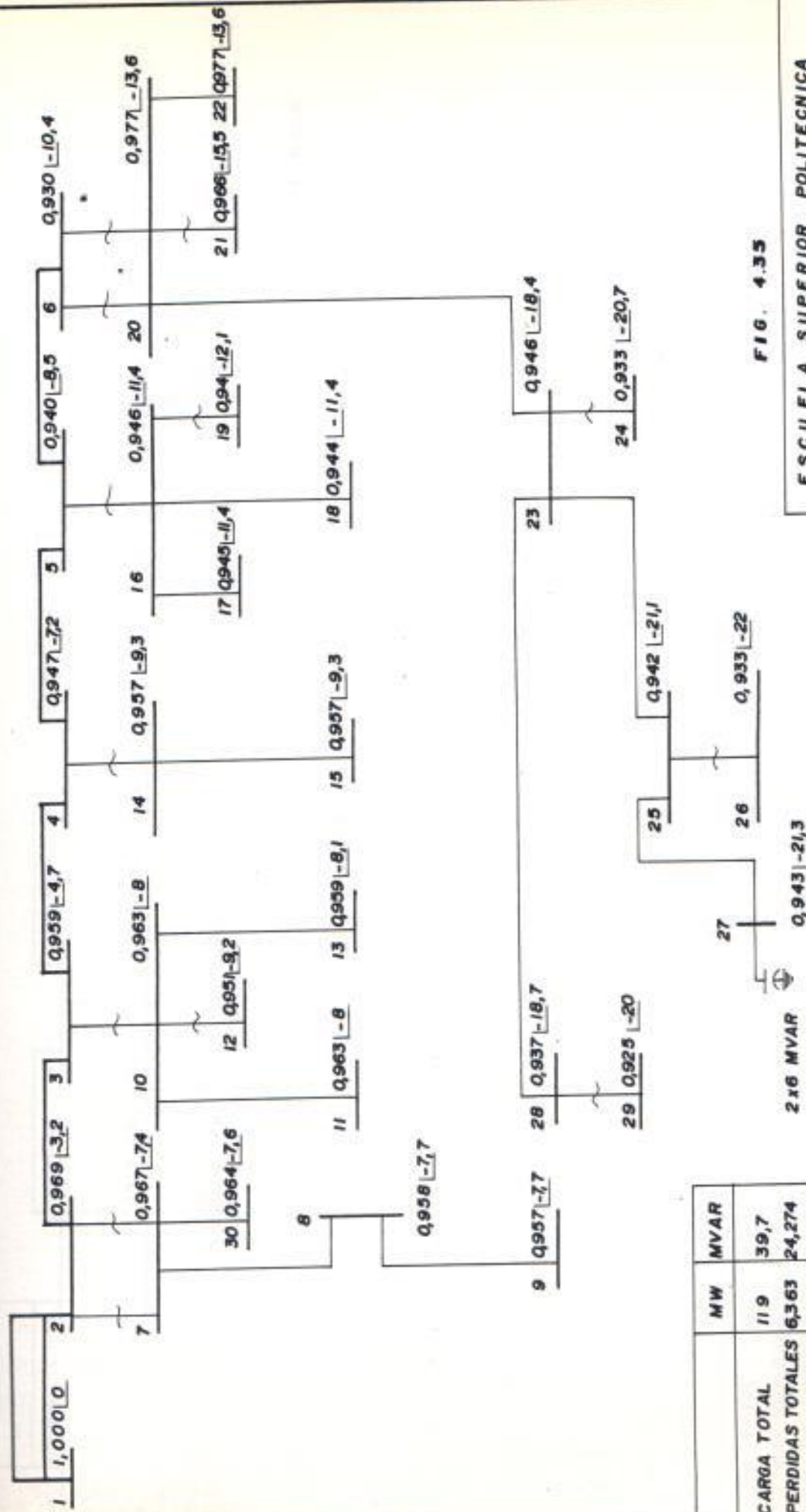


FIG. 4.35

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 3-3

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	6,363	24,274
CARGA DE LINEA		-32,506
CAPAC. FIJOS		-10,638
DESAJUSTE	0,293	1,261
GENERACION TOTAL	125,656	22,091

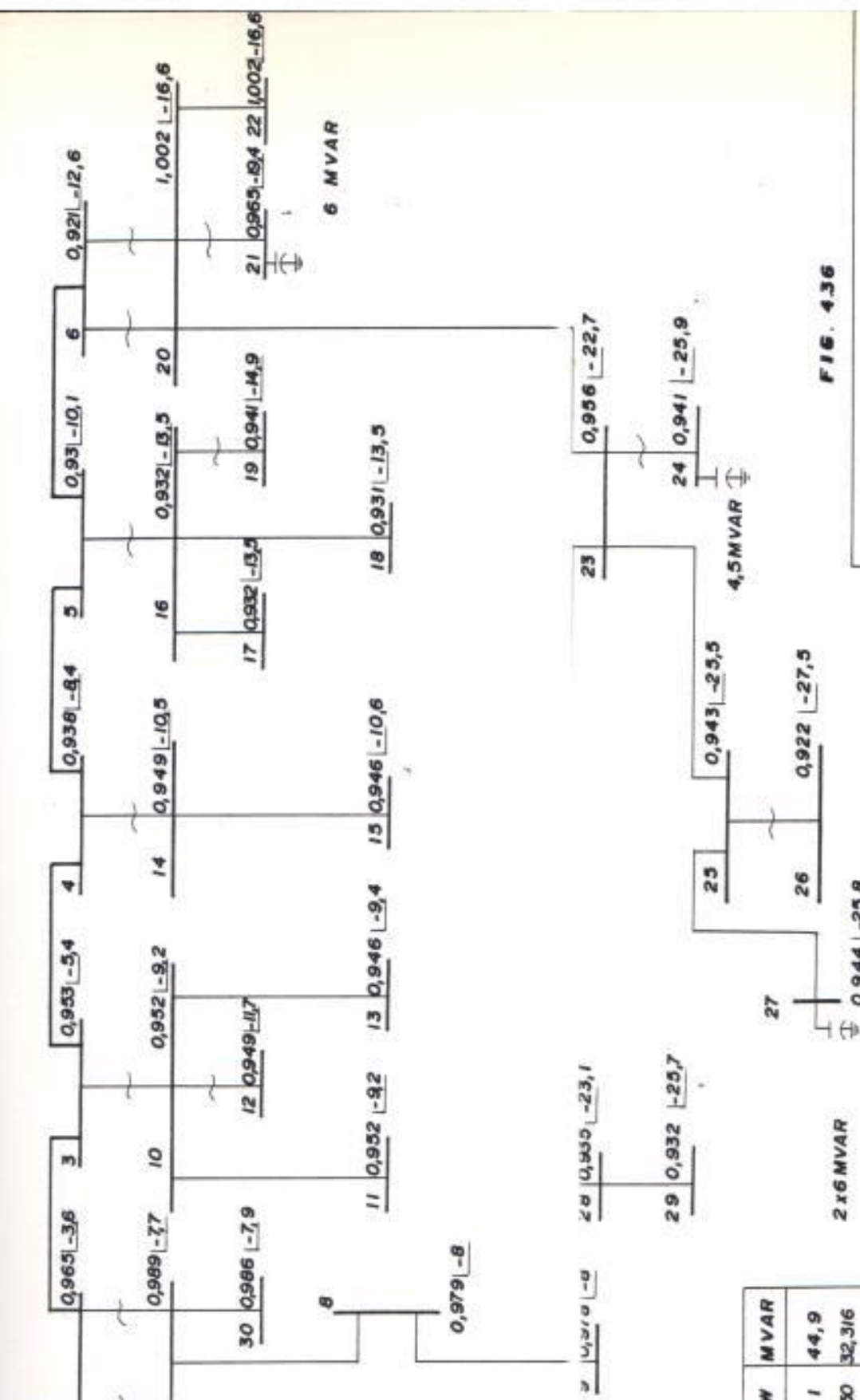


FIG. 4.36

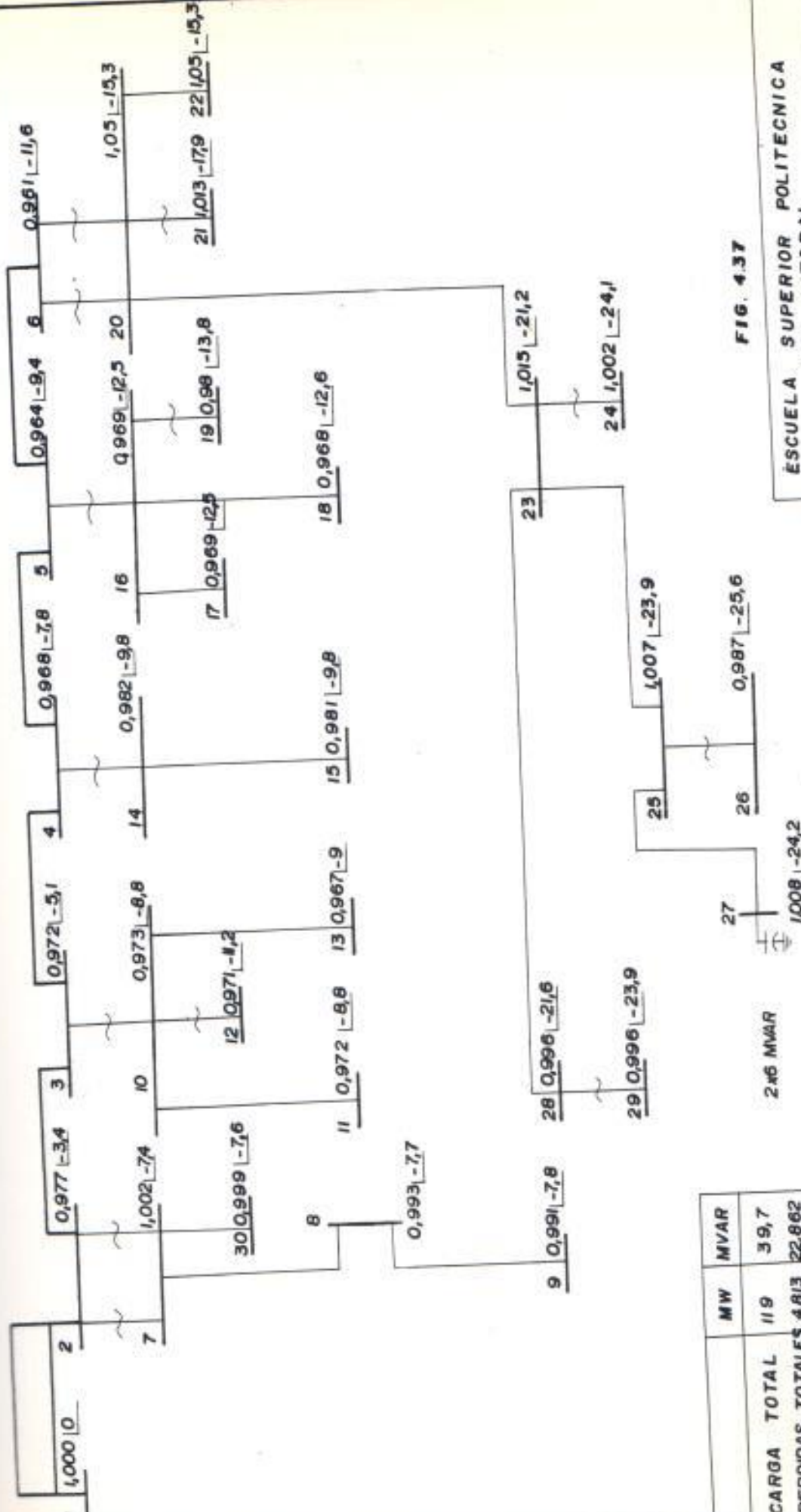
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	8,950	32,316
CARGA DE LINEA		-32,161
CAPAC. FIJOS		-20,232
DESAJUSTE	0,313	1,164
GENERACION TOTAL	140,363	25,986

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL

FLUJO DE POTENCIA
ANO 2000

ALTERNATIVA 3 - 3



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	4,813	22,862
CARGA DE LINEA		-35,822
CAPAC. FIJOS		-11,607
DESAJUSTE	1,1	0,348
GENERACION TOTAL	124,912	15, 48

FIG. 4.37

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 3-4

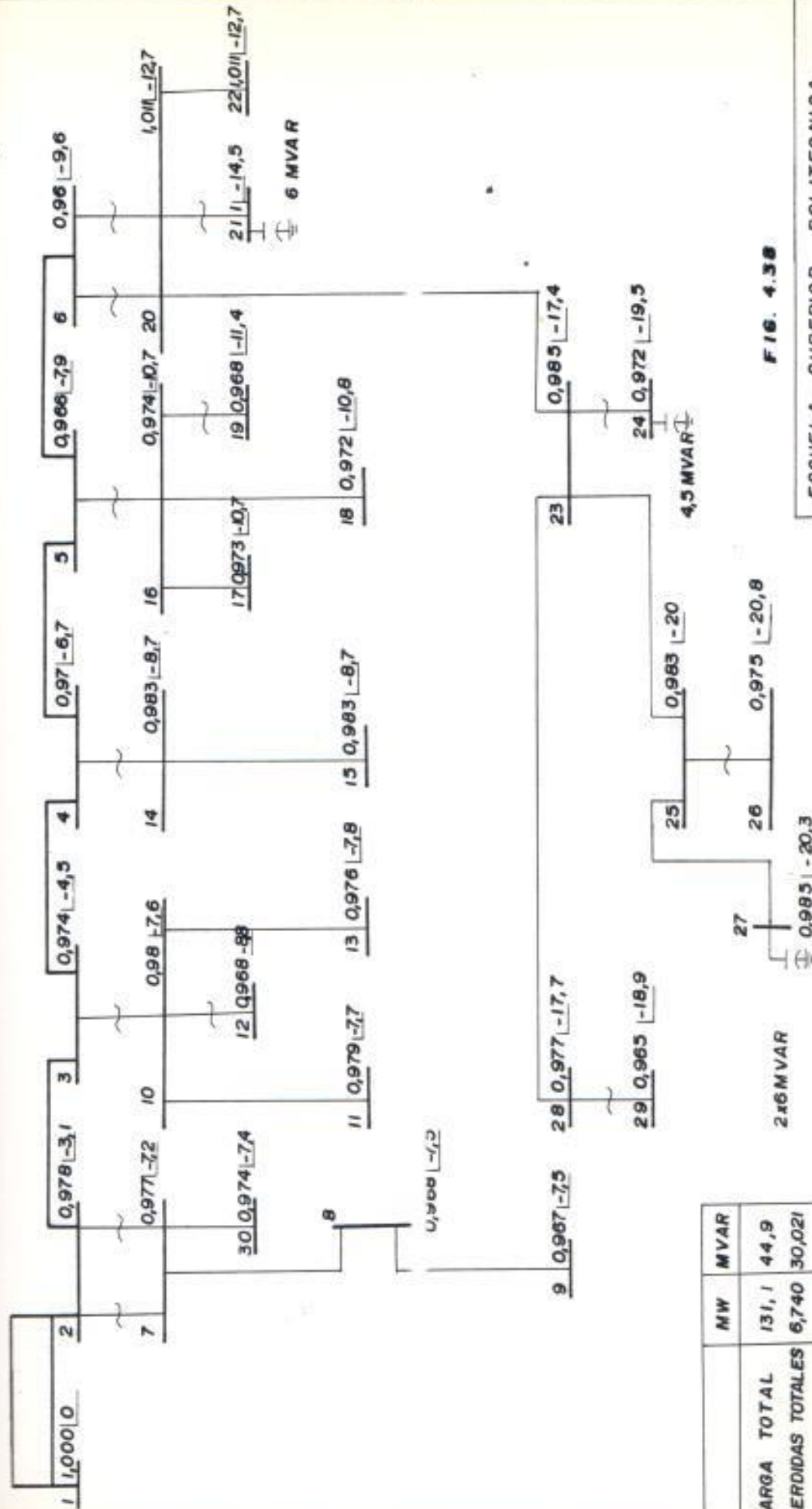
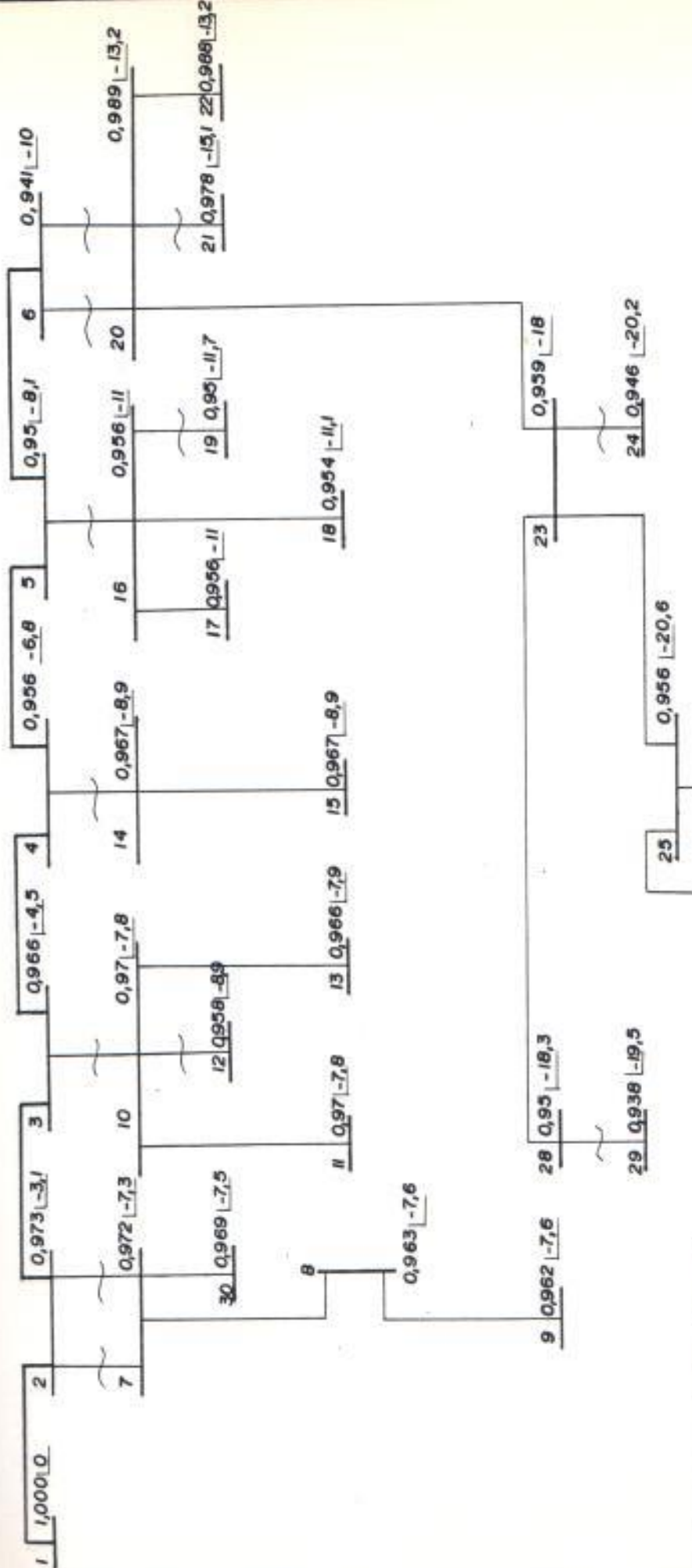


FIG. 4.38

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000	ALTERNATIVA 3-4

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	6,740	30,021
CARGA DE LINEA		-35,865
CAPAC. FIJOS		-22,84
DESAJUSTE	1,046	0,296
GENERACION TOTAL	138,886	16,512



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	5,683	23,61
CARGA DE LINEA		-33,95
CAPAC FIJOS		-10,953
DESAJUSTE	0,946	1,362
GENERACION TOTAL	125,63	19,766

FIG. 4.39

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 3-5

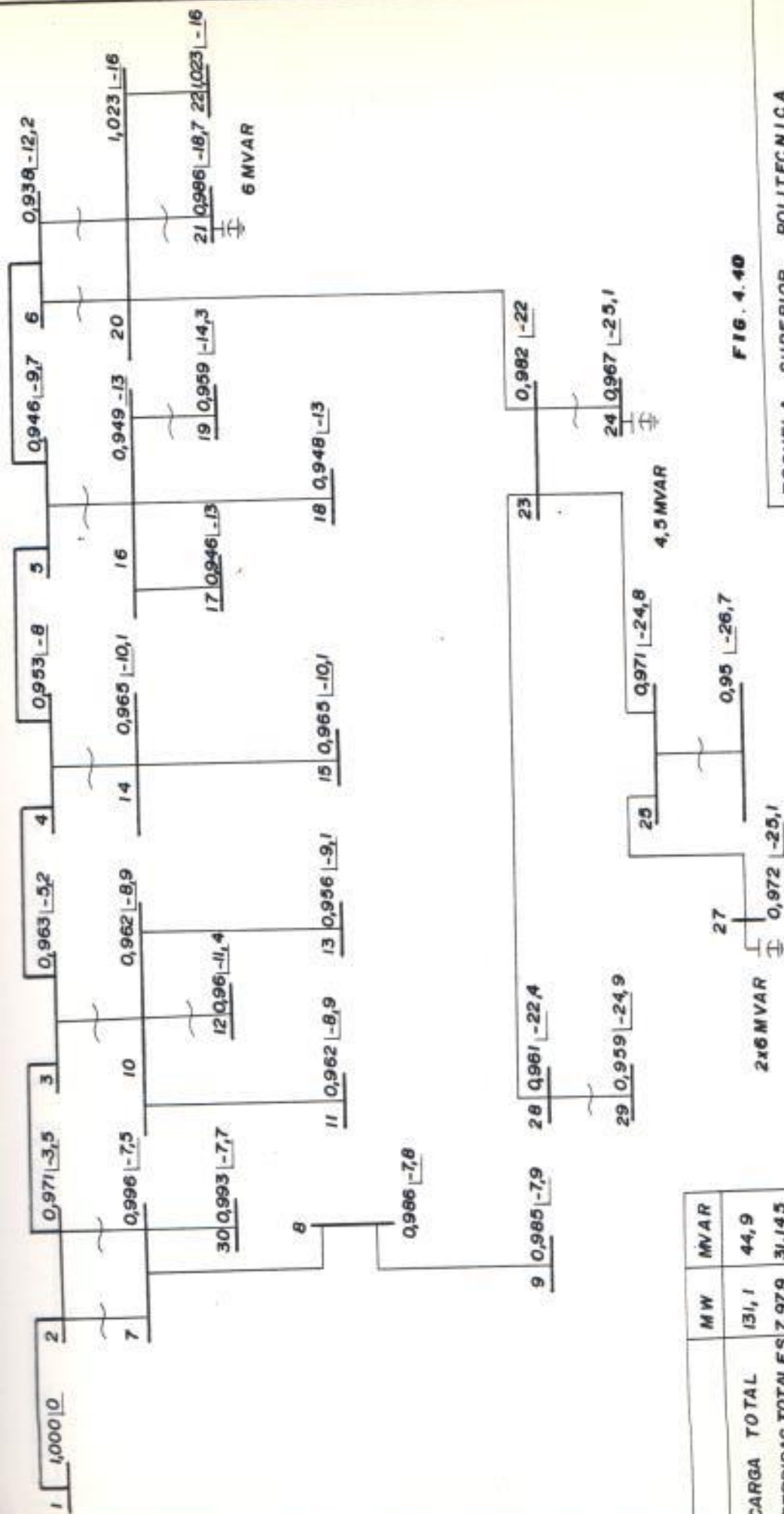


FIG. 4.40

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA	ALTERNATIVA 3-5
AÑO	2000

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	7,979	31,145
CARGA DE LINEA		-33,865
CAPAC FIJOS		-21,343
DESAJUSTE	0,909	0,424
GENERACION TOTAL	139,988	21,26

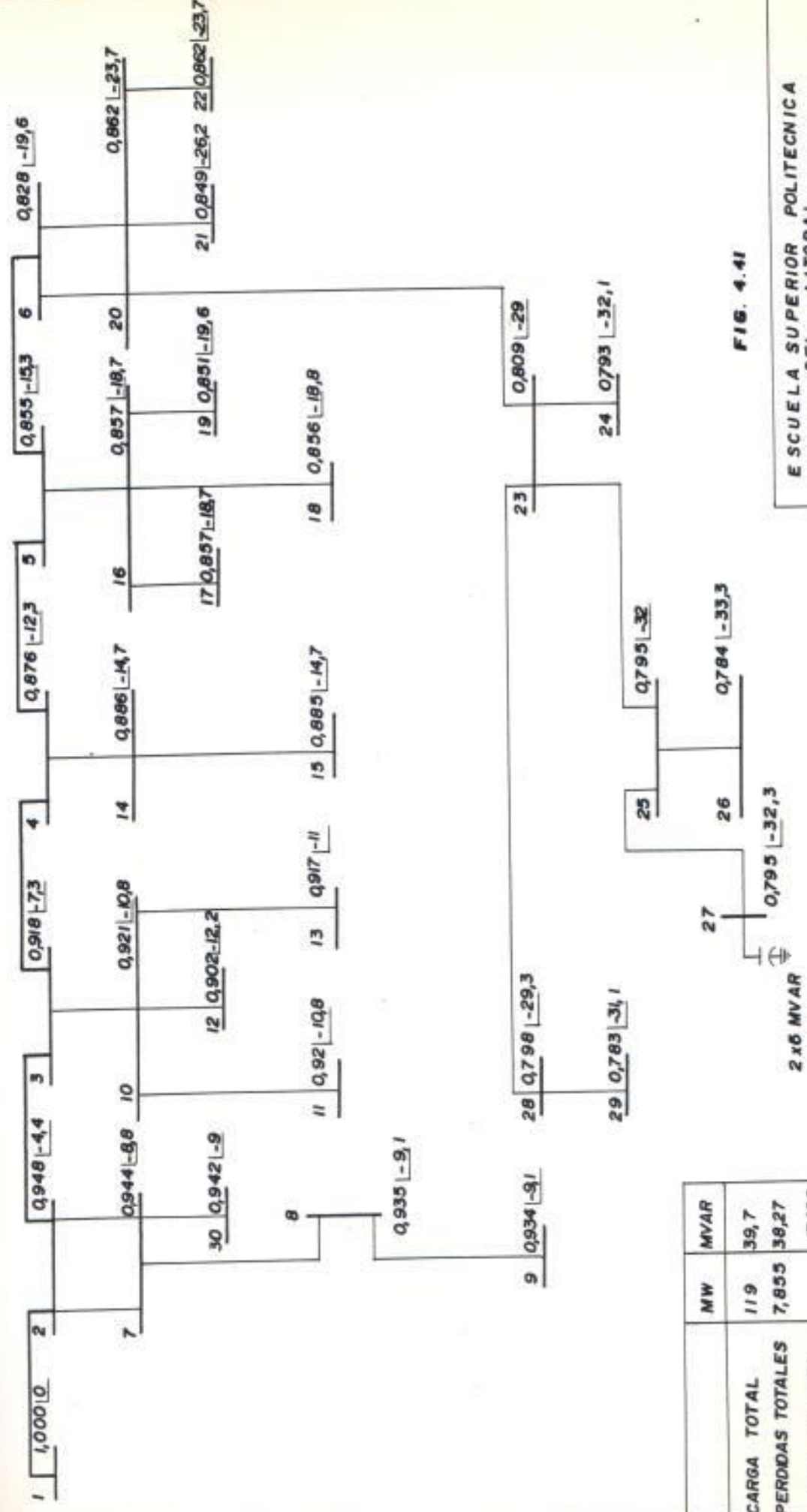


FIG. 4.41

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	7,855	38,27
CARGA DE LINEA		-17496
CAPAC FIJOS		-7,553
DESAJUSTE	-0,769	-0093
GENERACION TOTAL	126,065	52828

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA AÑO 1990	ALTERNATIVA 4 - 1

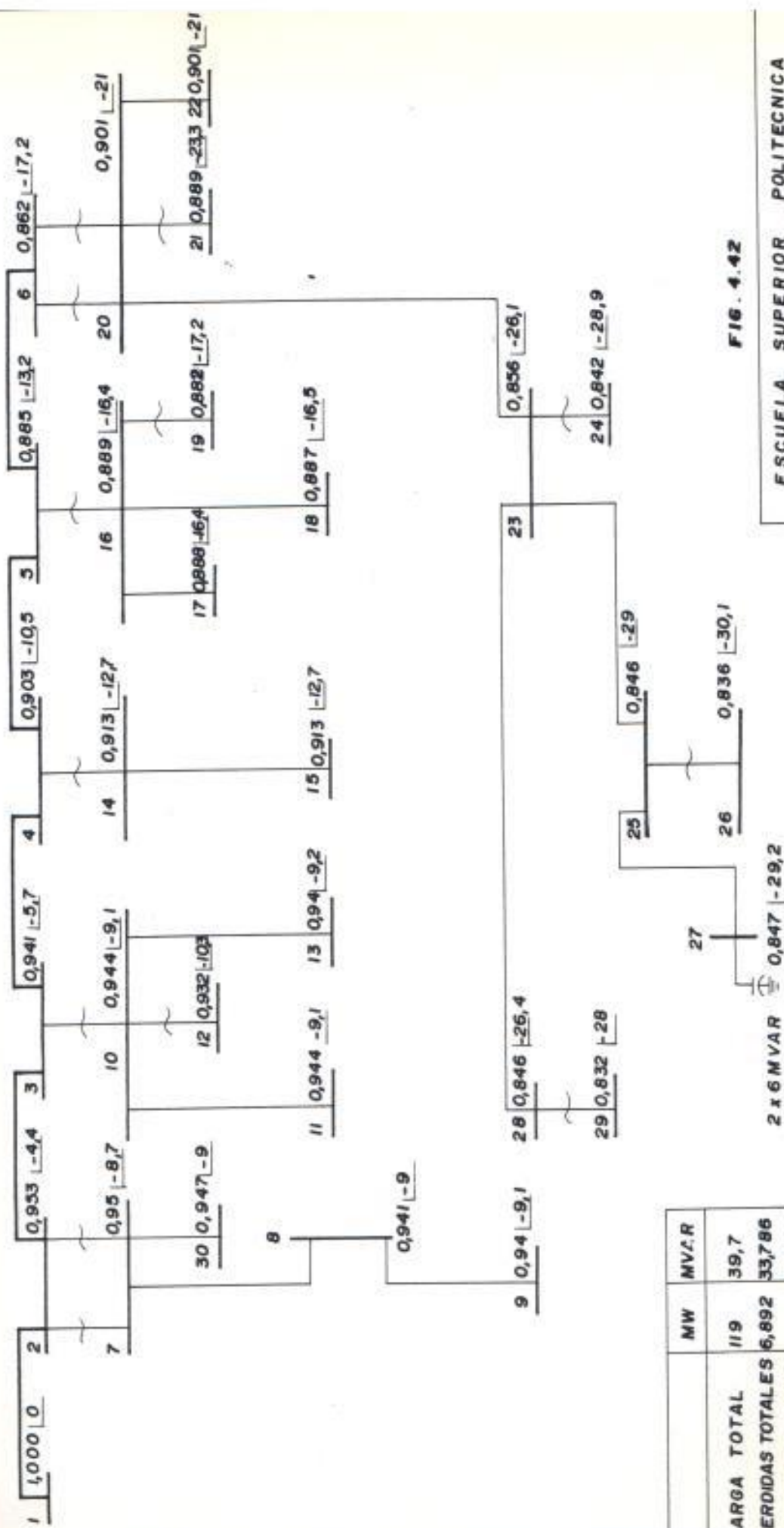
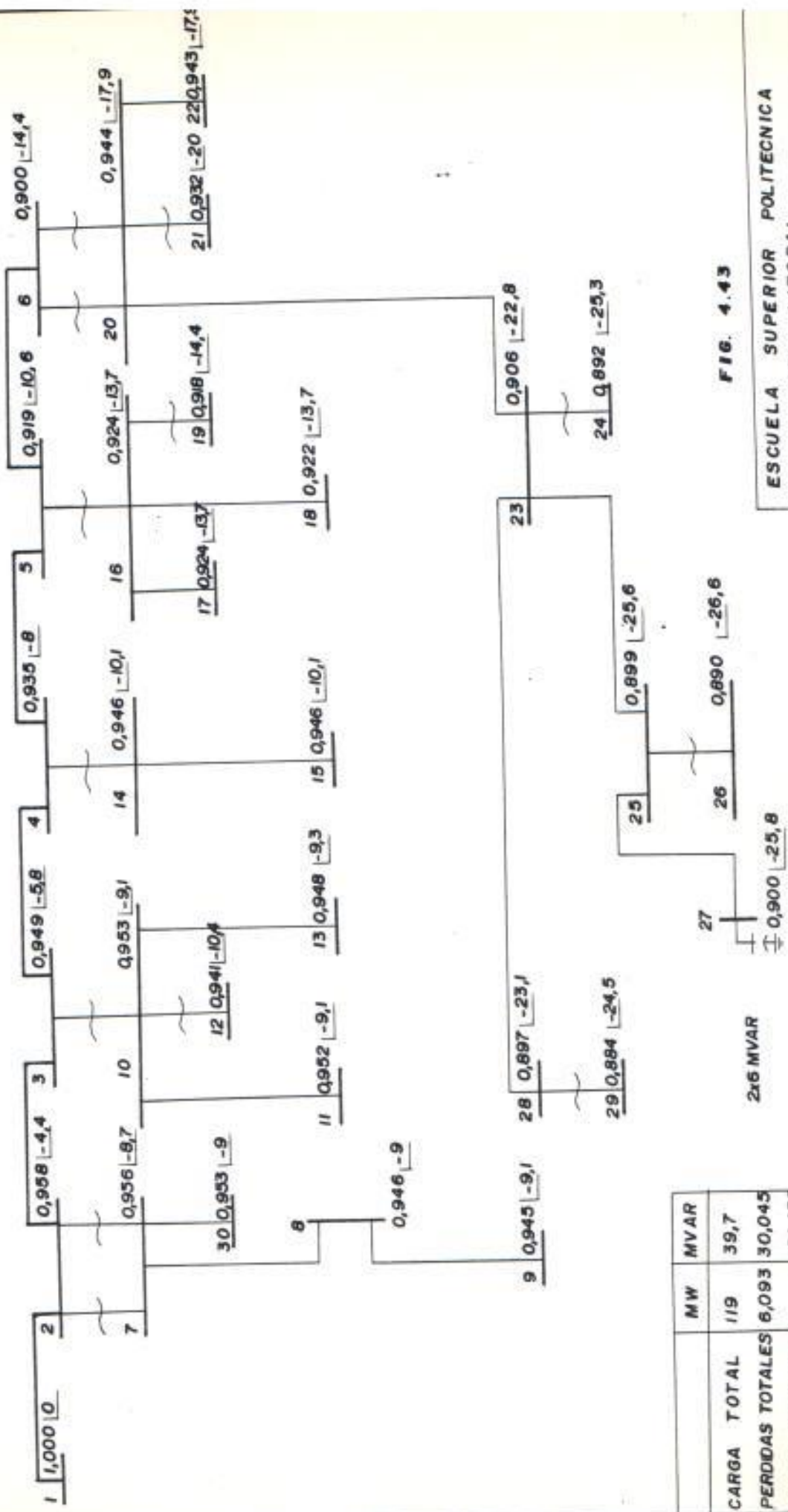


FIG. 4.42

2 x 6 MVAR ± 0,847 | -29,2

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	6,892	33,786
CARGA DE LINEA		-20,06
CAPAC. FIJOS		-8,564
DESAJUSTE	-0,929	0,411
GENERACION TOTAL	124,963	45,272

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL	
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL	
FLUJO DE POTENCIA	ALTERNATIVA 4-2
ANO	1990



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	119	39,7
PERDIDAS TOTALES	6,093	30,045
CARGA DE LINEA		-24,455
CAPAC. FIJOS		-9,688
DESARJUNTE	0,151	1,039
GENERACION TOTAL	125,243	36,64

FIG. 4.43

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL

FLUJO DE POTENCIA
AÑO 1990
ALTERNATIVA 4-3

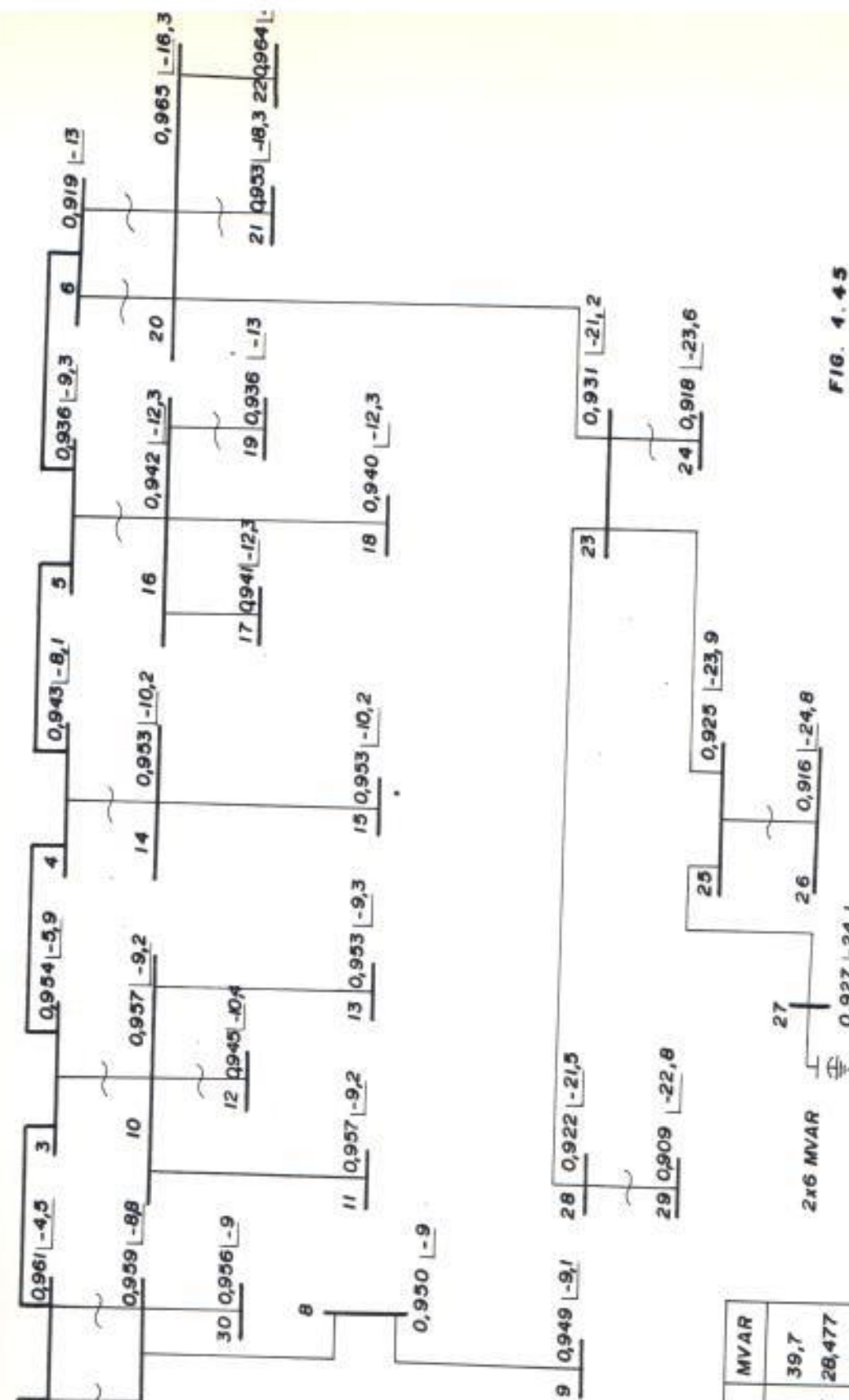


FIG. 4.45

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	19	39,7
PERDIDAS TOTALES	5,767	28,477
CARGA DE LINEA		-27,121
CAPAC. FIJOS		-10,27
DESAJUSTE	0,722	1,358
GENERACION TOTAL	125,488	32,144

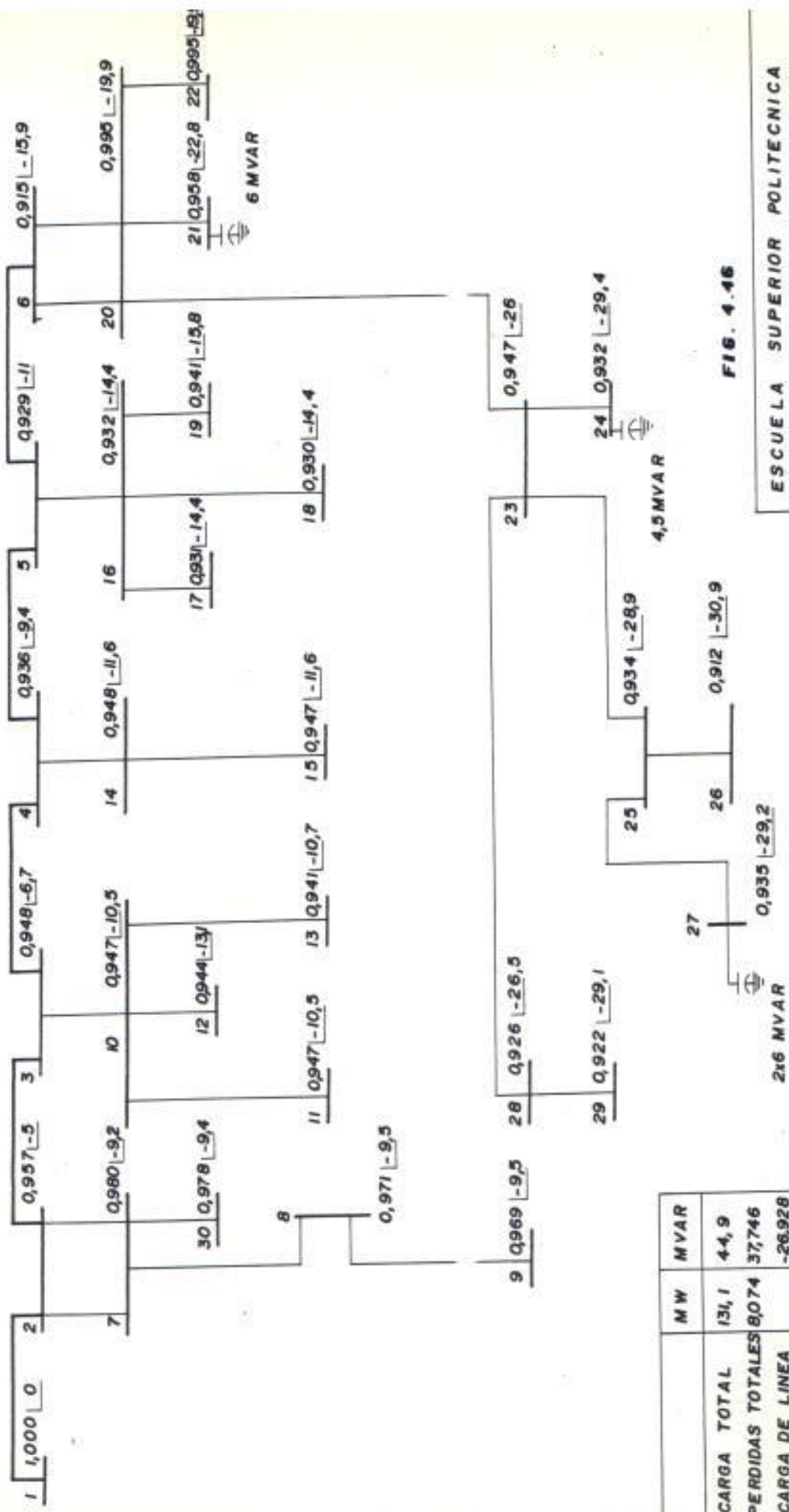


FIG. 4.46

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DE TRANSMISION NOR-ORIENTAL
FLUJO DE POTENCIA AÑO 2000
ALTERNATIVA 4-4

	MW	MVAR
CARGA TOTAL	131,1	44,9
PERDIDAS TOTALES	8,074	37,746
CARGA DE LINEA		-26,928
CAPAC. FIJOS		-19,864
DESAJUSTE	0,661	0,438
GENERACION TOTAL	139,99	36,291

Hay que anotar que no se partió del caso más crítico, debido a que el capacitor instalado en este caso va a ser mayor que el utilizado en el caso menos crítico, razón por la cual los voltajes para todas las alternativas se van a mantener dentro de los límites deseados, dando como resultado que no se eliminen ninguna de las alternativas.

Para la selección de las alternativas se corrió el flujo de carga para los años 1987, 1988,.....,2000; y para efecto de comparación se han graficado los esquemas para el año que entra en operación la línea (1990) y para el año final de estudio (2000).

En las figuras 4.11 hasta la 4.46, se presentan los gráficos en por unidad de los diferentes esquemas alternativos.

4.6 RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA

Del análisis técnico comparativo de las 19 alternativas analizadas, se eliminó aquellas alternativas cuya regulación de voltaje era superior al 7%, quedando como resultado 10 alternativas.

	QUITO	PAPALLACTA	BAEZA	SALADO	LUMBAQUI	LAGO AGRIO	TOTAL (%)
(230 KV) <--> (138 KV)							
ALTERNATIVA 1-1	3.41	0.54	0.43	0.33	0.44		5.15
ALTERNATIVA 1-2	4.49	0.77	1.12	0.69	0.92		7.99
ALTERNATIVA 1-3	5.37	1.13	1.61	0.94	1.20		10.25
ALTERNATIVA 1-4	3.63	0.75	1.11	0.67	0.79		6.50
ALTERNATIVA 1-5	3.73	0.87	1.11	0.79	1.14		7.64
ALTERNATIVA 2-1	0.81	0.41	0.20	0.11			0.72
ALTERNATIVA 2-2	0.91	0.72	0.83	0.32	0.42		2.29
ALTERNATIVA 2-3	0.81	0.92	1.16	0.64	0.87		3.59
ALTERNATIVA 2-4	0.81	0.41	0.31	0.41	0.21		1.34
ALTERNATIVA 2-5	0.91	0.82	0.94	0.53	0.65		2.94
ALTERNATIVA 3-1	2.15	0.41	0.32	0.11			2.99
ALTERNATIVA 3-2	2.67	0.63	0.99	0.42	0.78		5.49
ALTERNATIVA 3-3	3.20	1.08	1.32	0.78	1.15		7.53
ALTERNATIVA 3-4	2.35	0.53	0.43	0.42	0.33		4.06
ALTERNATIVA 3-5	2.77	0.75	1.08	0.66	1.01		6.27
ALTERNATIVA 4-1	5.49	3.44	5.23	2.80	3.81		20.77
ALTERNATIVA 4-2	4.93	1.34	4.47	2.25	3.01		16.00
ALTERNATIVA 4-3	4.38	0.99	1.58	1.86	2.30		11.11
ALTERNATIVA 4-4	4.06	0.76	1.22	0.80	1.97		8.81

± REGULACION ACEPTABLE = 7%

TABLA 4.9 REGULACION DE VOLTAJE (%) ENTRE QUITO - LAGO AGRIO, DEMANDA DE POTENCIA AÑO 1990

	QUITO	PAPALLACTA	BAEZA	SALADO	LUMBAQUI	LAGO AGRIO	TOTAL (%)
(230 KV) <--> (138 KV)							
ALTERNATIVA 1-1	3.73	0.55	0.54	0.22	0.11		5.15
ALTERNATIVA 1-2	5.04	1.12	1.37	0.70	0.82		9.05
ALTERNATIVA 1-3	6.27	1.49	2.01	1.09	1.50		12.36
ALTERNATIVA 1-4	3.95	0.98	1.11	0.68	0.58		7.30
ALTERNATIVA 1-5	4.17	1.09	1.35	0.92	1.17		8.70
ALTERNATIVA 2-1	0.70	0.40	0.32	0.20	0.31		1.23
ALTERNATIVA 2-2	0.81	0.51	0.83	0.42	0.64		2.40
ALTERNATIVA 2-3	0.91	1.03	1.27	0.64	0.76		3.70
ALTERNATIVA 2-4	0.81	0.41	0.31	0.41	0.63		1.76
ALTERNATIVA 2-5	0.81	0.72	0.83	0.63	0.86		3.04
ALTERNATIVA 3-1	2.04	0.31	0.42	0.32	0.32		3.41
ALTERNATIVA 3-2	2.88	0.85	0.98	0.44	0.56		5.71
ALTERNATIVA 3-3	3.63	1.30	1.68	0.92	1.05		8.58
ALTERNATIVA 3-4	2.25	0.42	0.42	0.43	0.65		4.17
ALTERNATIVA 3-5	2.99	0.85	1.09	0.78	0.90		6.61
ALTERNATIVA 4-1							INESTABLE
ALTERNATIVA 4-2							INESTABLE
ALTERNATIVA 4-3	5.04	1.34	1.96	2.28	2.50		13.12
ALTERNATIVA 4-4	4.49	1.00	1.35	0.80	1.65		9.29

% REGULACION ACEPTABLE = 7%

TABLA 4.10 REGULACION DE VOLTAJE (%) ENTRE QUITO - LAGO AGRIO, DEMANDA DE POTENCIA AÑO 2000

	QUITO	PAPALLACTA	BAEZA	SALADO	LUMBAQUI	LAGO AGRIO	TOTAL (MW)
ALTERNATIVA 1-1	2.50	0.38	0.47	0.22	0.22		3.79
ALTERNATIVA 1-2	3.44	0.51	0.64	0.30	0.29		5.18
ALTERNATIVA 1-3	4.19	0.62	0.77	0.36	0.37		6.31
ALTERNATIVA 1-4	2.54	0.51	0.63	0.29	0.29		4.26
ALTERNATIVA 1-5	2.54	0.52	0.64	0.35	0.36		4.41
ALTERNATIVA 2-1	0.48	0.37	0.46	0.21	0.21		1.73
ALTERNATIVA 2-2	0.49	0.50	0.62	0.28	0.29		2.16
ALTERNATIVA 2-3	0.49	0.61	0.75	0.35	0.35		2.55
ALTERNATIVA 2-4	0.49	0.37	0.46	0.28	0.29		1.89
ALTERNATIVA 2-5	0.49	0.50	0.63	0.35	0.35		2.32
ALTERNATIVA 3-1	0.50	—	—	—	—	}	2.87
	1.12	0.37	0.46	0.21	0.21		
ALTERNATIVA 3-2	0.69	—	—	—	—	}	3.94
	1.53	0.50	0.64	0.29	0.29		
ALTERNATIVA 3-3	0.87	—	—	—	—	}	4.76
	1.82	0.61	0.76	0.35	0.35		
ALTERNATIVA 3-4	0.63	—	—	—	—	}	3.18
	1.15	0.37	0.46	0.29	0.28		
ALTERNATIVA 3-5	0.69	—	—	—	—	}	4.06
	1.54	0.51	0.63	0.34	0.35		
ALTERNATIVA 4-1	2.90	0.90	1.14	0.54	0.55		6.03
ALTERNATIVA 4-2	2.73	0.41	1.04	0.49	0.50		5.17
ALTERNATIVA 4-3	2.63	0.39	0.49	0.46	0.47		4.44
ALTERNATIVA 4-4	2.59	0.38	0.48	0.22	0.45		4.12

TABLA 4.11 PERDIDAS DE TRANSMISION (MW) ENTRE QUITO - LAGO AGRIO, DEMANDA DE POTENCIA AÑO 1990

	QUITO	PAPALLACTA	BAEZA	SALADO	LUMBADUI	LAGO AGRIO	TOTAL (MW)
ALTERNATIVA 1-1	3.08	0.54	0.69	0.33	0.36		5.00
ALTERNATIVA 1-2	4.29	0.74	0.94	0.45	0.50		6.92
ALTERNATIVA 1-3	5.29	0.90	1.15	0.56	0.61		8.51
ALTERNATIVA 1-4	3.15	0.74	0.95	0.46	0.50		5.80
ALTERNATIVA 1-5	3.18	0.74	0.94	0.55	0.60		6.01
ALTERNATIVA 2-1	0.60	0.53	0.67	0.32	0.35		2.47
ALTERNATIVA 2-2	0.60	0.71	0.91	0.44	0.48		3.14
ALTERNATIVA 2-3	0.61	0.87	1.11	0.53	0.58		3.70
ALTERNATIVA 2-4	0.60	0.53	0.67	0.43	0.47		2.70
ALTERNATIVA 2-5	0.60	0.72	0.91	0.53	0.58		3.34
ALTERNATIVA 3-1	0.61 1.37	— 0.53	— 0.68	— 0.33	— 0.36	}	3.88
ALTERNATIVA 3-2	0.84 1.90	— 0.72	— 0.92	— 0.45	— 0.49		}
ALTERNATIVA 3-3	1.08 2.27	— 0.88	— 1.12	— 0.54	— 0.59	}	
ALTERNATIVA 3-4	0.78 1.42	— 0.53	— 0.68	— 0.44	— 0.49		}
ALTERNATIVA 3-5	0.85 1.92	— 0.73	— 0.93	— 0.54	— 0.59	}	
ALTERNATIVA 4-1							
ALTERNATIVA 4-2							INESTABLE
ALTERNATIVA 4-3	3.30	0.57	0.73	0.72	0.78		6.10
ALTERNATIVA 4-4	3.22	0.56	1.71	0.35	0.76		5.60

TABLA 4.12 PERDIDAS DE TRANSMISION (MW) ENTRE QUITO - LAGO AGRIO, DEMANDA DE POTENCIA AÑO 2000

Las alternativas que cumplen desde el punto de vista técnico de la regulación de voltaje son las siguientes:

Alternativa 1-1

Alternativa 2-1, 2-2, 2-3, 2-4, 2-5

Alternativa 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 3-5

Un resumen de la regulación de voltaje y pérdidas de transmisión se muestran en las tablas 4.9 hasta la 4.12.

4.7 CONCLUSIONES

De todas las 10 alternativas que han quedado como resultado, la selección de la mejor alternativa se la va a obtener luego de efectuar la evaluación económica de cada una de ellas, esta evaluación se lo hará en capítulos posteriores.

CAPITULO V

ANALISIS DE COSTOS

5.1 OBJETIVO

En el presente capítulo se describirán las características más importantes de las líneas de transmisión, subtransmisión, subestaciones y banco de capacitores.

Tomando como base esto se procedió a determinar los costos de líneas, subestaciones y bancos de capacitores.

5.2 COSTO DE LINEAS

5.2.1 Generalidades

En esta sección describiremos las características más importantes de las líneas de transmisión y su transmisión.

- Líneas de Transmisión.- Las líneas de transmisión que se van a analizar son a nivel de 230 KV y 138 KV, sujetas por medio de aisladores de suspensión, las estructuras utilizadas son torres metálicas autosoportadas.

Los conductores que conforman el sistema de transmisión son los siguientes:

Línea de Transmisión 230 KV, doble circuito, 1113 MCM ACSR 45/7 (Bluejay)

Línea de Transmisión 138 KV, doble circuito, 636 MCM ACSR 24/7 (Rook)

Línea de Transmisión 138 KV, doble circuito, 477 MCM ACSR 24/7 (Flicker)

Línea de Transmisión 138 KV, doble circuito, 397.5 MCM ACSR 24/7 (Brant)

Línea de Transmisión 138 KV, un circuito, 636 MCM ACSR 24/7 (Rook)

Línea de Transmisión 138 KV, un circuito, 477 MCM ACSR 24/7 (Flicker)

Línea de Transmisión 138 KV, un circuito, 397.5 MCM ACSR 24/7 (Brant).

- Líneas de Subtransmisión.- Las líneas de subtransmisión que se van a analizar son de doble circuito y de simple circuito, las de doble circuito están sujetas a estructuras tipo S-2-G y las de simple circuito están sujetas a estructuras tipo S-1-G.

Los conductores que conforman el sistema de subtransmisión son los siguientes:

Línea de Subtransmisión 69 KV, doble circuito, 2/O AWG ACSR 6/1 (Quail)

Línea de Subtransmisión 69 KV, un circuito, 477 MCM ACSR 24/7 (Flicker)

5.2.2 Costo total de líneas

Los costos totales de líneas considerados en esta sección, son los costos totales de líneas de transmisión y subtransmisión, estos costos fueron obtenidos de INECEL y vienen expresados en moneda extranjera y moneda local.

Los costos en moneda extranjera son aquellos relacionados con la importación de materiales y vienen expresados en dólares, estos costos tienen que ver con todo lo que es conductor, aislador, torre, construcción y contingencia.

Los costos de construcción son aquellos relacionados con los trabajos civiles, trabajos de erección y los costos de contingencia consiste en considerar un posible incremento en los precios de los materiales.

Los costos de líneas obtenidos de INECEL son a niveles de precios de Enero de 1986 y deberán ser escalados a Enero de 1987, lo que involucra ajustes por escalamiento local y extranjero y aplicación de la paridad cambiaria.

La tasa de escalamiento utilizada es la siguiente:

Año	Tasa de Escalamiento (%)		Paridad Cambiaria
	M.L	M.E	sucre/dólar
1986	25	5	131

Los casos a analizarse para establecer los costos de líneas y subestaciones se muestran en la tabla 5.1.

TOTAL	LINEAS	SUBESTACIONES
Ejemplo 1	Alternativa 1-1	Alternativa 1
Ejemplo 2	Alternativa 2-1	Alternativa 2
Ejemplo 3	Alternativa 2-2	Alternativa 2
Ejemplo 4	Alternativa 2-3	Alternativa 2
Ejemplo 5	Alternativa 2-4	Alternativa 2
Ejemplo 6	Alternativa 2-5	Alternativa 2
Ejemplo 7	Alternativa 3-1	Alternativa 3
Ejemplo 8	Alternativa 3-2	Alternativa 3
Ejemplo 9	Alternativa 3-4	Alternativa 3
Ejemplo 10	Alternativa 3-5	Alternativa 3

Tabla 5.1 Alternativas Seleccionadas

Los costos totales de líneas expresados a nivel de precios de Enero de 1987 se presen-

UNIDAD = 1000 DOLARES

	138 Kv 636 MCM 20CT 68,7 Km	138 Kv 636 MCM 20CT 173,6 Km	69 Kv 2/0 1ECT 119,8 Km 69 Kv 2/0 2ECT 12,8 Km 69 Kv 477 MCM 1ECT 1 Km	T O T A L
MONEDA EXTRANJERA				
MATERIAL				
CONDUCTOR	2,605.647	5,068.129	582.950	7,656.726
AISLADOR	654.633	1,654.212	328.720	2,637.565
TORRE	1,472.289	4,313.653	699.750	6,485.692
SUBTOTAL	4,132.569	11,035.394	1,611.420	16,779.383
CONSTRUCCION				
CONTINGENCIA	901.687	2,589.247	161.140	3,490.934
T O T A L	5,034.256	13,624.641	1,772.560	20,431.457

UNIDAD = 1000 SUCRET

	138 Kv 636 MCM 20CT 68,7 Km	138 Kv 636 MCM 20CT 173,6 Km	69 Kv 2/0 1ECT 119,8 Km 69 Kv 2/0 2ECT 12,8 Km 69 Kv 477 MCM 1ECT 1 Km	T O T A L
MONEDA LOCAL				
MATERIAL				
POSTE	13,495.643	35,997.950	37,743.560	37,743.560
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	140,128.340	402,456.700	5,254.070	54,747.663
CONSTRUCCION	73,196.400	200,388.000	143,263.440	685,848.480
INGENIERIA/ADMINISTRACION	7,695.300	21,937.663	33,492.390	307,076.790
CONTINGENCIA			18,626.220	48,259.183
T O T A L	234,515.683	660,780.313	238,379.680	1,133,675.676

Tabla 5.2. Costo total de líneas, Alternativa 1 - 1

UNIDAD = 1000 DOLARES

	230 Kv 1113 MCM 20CT 52,1 Km	138 Kv 636 MCM 20CT 121,5 Km	138 Kv 636 MCM 20CT 68,7 Km	69 Kv 2/0 10CT 119,8 Km	69 Kv 2/0 20CT 12,8 Km	69 Kv 477 MCM 10CT 1 Km	T O T A L
MUNEDA EXTRANJERA							
MATERIAL							
CONDUCTOR	2,313.220	3,533.690	1,998.050	582.950			8,427.910
AISLADOR	765.580	1,153.370	652.150	328.720			2,899.820
TORRE	1,732.250	2,827.630	1,466.670	699.750			6,726.300
SUBTOTAL	4,811.050	7,514.690	4,116.870	1,611.420			18,054.030
CONSTRUCCION	958.370	1,717.660	901.680				3,577.710
CONTINGENCIA	288.490	474.980	250.810	161.140			1,175.420
T O T A L	6,057.910	9,707.330	5,269.360	1,772.560			22,807.160

MUNEDA LOCAL
MATERIAL

UNIDAD = 1000 SUEDES

POSTE				37,743.560			37,743.560
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	15,771.430	25,194.530	13,495.640	5,254.070			59,715.670
CONSTRUCCION	139,816.440	281,673.160	140,128.340	143,263.440			704,881.380
INGENIERIA/ADMINISTRACION	81,879.100	137,835.310	73,017.190	33,492.390			326,223.990
CONTINGENCIA	7,780.880	15,353.840	7,695.300	18,626.220			49,456.240
T O T A L	245,247.850	460,056.840	254,336.470	238,378.680			1,178,020.840

Tabla 5.3. Costo total de líneas, Alternativa 2 - 1

		UNIDAD = 1000 DOLARES				T O T A L
MONEDA EXTRANJERA						
MATERIAL						
	230 Kv 1113 MCM 20CT 52,1 Ka	138 Kv 477 MCM 20CT 121,5 Ka	138 Kv 477 MCM 20CT 68,7 Ka	69 Kv 2/0 10CT 119,8 Ka 69 Kv 2/0 20CT 12,8 Ka 69 Kv 477 MCM 10CT 1 Ka		
CONDUCTOR	2,325.620	2,697.280	1,525.500	582.950	7,131.350	
ATSLADOR	769.690	1,159.560	655.650	328.720	2,913.620	
TORRE	1,741.540	2,618.170	1,277.120	699.750	6,336.580	
SUBTOTAL	4,836.850	6,475.010	3,458.270	1,611.420	16,381.550	
CONSTRUCCION						
CONTINGENCIA		956.370	1,612.910	778.720		3,350.000
	288.490	404.290	211.910	161.140		1,065.830
T O T A L	6,083.710	8,492.210	4,448.900	1,772.560		20,797.380
MONEDA LOCAL						
MATERIAL						
POSTE						37,743.560
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	15,771.440	21,076.640	11,285.900	5,254.070		53,388.050
CONSTRUCCION	139,816.440	250,686.330	121,028.810	143,263.440		654,795.020
INGENIERIA/ADMINISTRACION	82,144.470	120,113.780	62,002.970	33,492.390		297,753.610
CONTINGENCIA	7,780.800	13,609.380	6,590.150	18,626.220		46,606.630
T O T A L	245,513.230	405,486.130	200,907.830	238,379.680		1,090,286.870

Tabla 5.4. Costo total de líneas, Alternativa 2 - 2

UNIDAD = 1000 DOLARES

	230 Kv 1113 MCM 2CCT 52,1 Km	138 Kv 397,5 MCM 2CCT 121,5 Ka	138 Kv 397,5 MCM 2CCT 68,7 Ka	69 Kv 2/0 1CCT 119,8 Ka	69 Kv 2/0 2CCT 12,8 Ka	69 Kv 477 MCM 1CCT 1 Ka	T O T A L
MONEDA EXTRANJERA							
MATERIAL							
CONDUCTOR	2,334.300	2,174.140	1,229.330	582.950			6,320.720
AISLADOR	772.570	1,163.890	658.090	328.720			2,923.270
TORRE	1,748.040	2,399.440	1,169.840	699.750			6,017.070
SUBTOTAL	4,854.910	5,737.470	3,057.260	1,611.420			15,261.060
CONSTRUCCION							
CONSTRUCCION	958.380	1,485.950	717.230				3,161.560
CONTINGENCIA	280.070	360.730	188.660	161.140			990.600
T O T A L	6,093.360	7,584.150	3,963.150	1,772.560			19,413.220

UNIDAD = 1000 SUZRES

MONEDA LOCAL							
MATERIAL							
POSTE				37,743.560			37,743.560
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	15,771.440	18,634.260	9,944.100	5,254.070			49,603.870
CONSTRUCCION	139,816.440	230,935.990	111,479.330	143,263.440			625,495.200
INGENIERIA/ADMINISTRACION	82,351.840	108,012.230	55,541.500	33,492.390			279,397.960
CONTINGENCIA	7,780.890	12,423.220	6,077.200	18,626.220			44,907.530
T O T A L	245,720.610	370,005.700	183,042.130	238,379.680			1,037,148.120

Tabla 5.5. Costo total de lineas, Alternativa 2 - 3

UNIDAD = 1000 DOLARES

	230 Kv 1113 NCM 20CT 52,1 Ka	138 Kv 636 NCM 20CT 85,6 Ka	138 Kv 477 NCM 20CT 35,9 Ka	138 Kv 477 NCM 20CT 68,7 Ka	69 Kv 2/0 ICCT 119,8 Ka 69 Kv 2/0 20CT 12,8 Ka 69 Kv 477 NCM ICCT 1 Ka	T O T A L
MOMEDA EXTRANJERA						
MATERIAL						
CONDUCTOR	2,317.970	2,494.680	794.350	1,520.470	582.950	7,710.420
AISLADOR	767.160	814.250	341.490	653.490	328.720	2,905.110
TORRE	1,735.800	2,123.010	771.060	1,272.910	699.750	6,602.530
SUBTOTAL	4,820.930	5,431.940	1,906.900	3,446.870	1,611.420	17,218.060
CONSTRUCCION	958.380	1,276.730	476.570	778.710		3,490.390
CONTINGENCIA	280.070	360.730	116.140	209.840	161.140	1,127.920
T O T A L	6,059.380	7,069.400	2,499.610	4,435.420	1,772.560	21,836.370

UNIDAD = 1000 SUERES

MOMEDA LOCAL						
MATERIAL						
POSTE						
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	15,771.440	17,750.260	6,227.700	11,285.900	37,743.560	37,743.560
CONSTRUCCION	139,816.440	198,446.500	74,071.210	121,028.810	5,254.070	56,289.370
INGENIERIA/ADMINISTRACION	81,961.240	97,932.560	35,417.220	61,815.140	143,263.440	676,626.400
CONTINGENCIA	7,780.890	10,817.190	4,020.820	6,590.150	33,492.390	310,618.550
T O T A L	245,330.010	324,946.510	119,736.950	200,720.000	18,626.220	47,835.270
						1,129,113.150

Tabla 5.6. Costo total de líneas, Alternativa 2 - 4

UNIDAD = 1000 DOLARES

	230 Kv 1113 MCM 20CT 52,1 Ka	138 Kv 477 MCM 20CT 85,6 Ka	138 Kv 397,5 MCM 20CT 35,9 Ka	138 Kv 397,5 MCM 20CT 68,7 Ka	69 Kv 2/0 10CT 119,8 Ka	69 Kv 2/0 20CT 12,8 Ka	69 Kv 477 MCM 10CT 1 Ka	T O T A L
MONEDA EXTRANJERA								
MATERIAL								
CONDUCTOR	2,329.760	1,903.630	641.130	1,226.900	582.950			6,684.310
AISLADOR	771.040	818.370	343.220	656.800	328.720			2,918.150
TORRE	1,744.580	1,847.800	707.560	1,167.510	699.750			6,167.200
SUBTOTAL	4,845.320	4,569.800	1,691.910	3,051.210	1,611.420			15,769.660
CONSTRUCCION	958.370	1,136.340	439.060	717.230				3,251.000
CONTINGENCIA	290.200	285.240	106.410	188.360	161.140			1,031.350
T O T A L	6,093.890	5,991.380	2,237.380	3,956.800	1,772.560			20,052.010

UNIDAD = 1000 SUZRES

MONEDA LOCAL								
MATERIAL								
POSTE								
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	15,771.440	14,848.940	5,505.670	9,944.100	37,743.560			37,743.560
CONSTRUCCION	139,816.440	176,615.160	68,235.260	111,478.750	51,254.070			51,254.220
INGENIERIA/ADMINISTRACION	82,241.550	84,714.360	31,876.010	55,471.410	143,263.440			639,408.990
CONTINGENCIA	7,780.890	9,587.960	3,671.020	6,077.200	33,492.390			287,795.720
T O T A L	245,610.320	285,766.360	109,287.960	182,971.460	238,379.680			1,062,015.780

Tabla 5.7. Costo total de líneas, Alternativa 2 - 5

UNIDAD = 1000 DOLARES

	138 Kv 636 MCM ICCT 52,1 Km	138 Kv 636 MCM 2CCT 173,6 Km	138 Kv 636 MCM 2CCT 68,7 Km	69 Kv 2/0 ICCT 119,8 Km	69 Kv 2/0 2CCT 12,8 Km	69 Kv 477 MCM ICCT 1 Km	T O T A L
MONEDA EXTRANJERA							
MATERIAL							
CONDUCTOR	756.160	5.038.790	1.594.040	582.950			9.371.880
AISLADOR	186.970	1.644.620	650.840	328.720			2.811.150
TORRE	962.800	4.288.080	1.463.760	699.750			7.414.390
SUBTOTAL	1.905.870	10.971.490	4.108.640	1.611.420			18.597.420
CONSTRUCCION	582.740	2.589.250	901.690				4.073.680
CONTINGENCIA	124.440	677.540	250.390	161.140			1.213.510
T O T A L	2.613.050	14.238.280	5.260.720	1.772.560			23.884.610
MONEDA LOCAL							
MATERIAL							
POSTE				37.743.560			37.743.560
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	6.254.690	35.997.950	13.495.640	5.254.070			61.002.350
CONSTRUCCION	90.587.650	492.456.700	140.128.340	143.263.440			776.436.130
INGENIERIA/ADMINISTRACION	38.288.100	199.653.900	72.921.840	53.492.390			344.356.230
CONTINGENCIA	4.818.110	21.937.660	7.695.300	18.626.220			53.077.290
T O T A L	139,948.550	660,046.210	234,241.120	238,379.680			1,272,615.560

UNIDAD = 1000 SUQUES

Tabla 5.8. Costo total de líneas, Alternativa 3 - 1

UNIDAD = 1000 DOLARES

	138 kv 477 MCM ICCT 52,1 Km	138 kv 477 MCM 2CCT 173,6 Km	138 kv 477 MCM 2CCT 68,7 Km	69 kv 2/0 ICCT 119,8 Km	69 kv 2/0 2CCT 12,8 Km	69 kv 477 MCM ICCT 1 Km	T O T A L
MONEDA EXTRANJERA							
MATERIAL							
CONDUCTOR	578.940	3.858.090	1.527.150	582.950			6.547.130
ATLADOR	188.560	1.658.590	556.350	328.720			2.832.230
TORRE	840.930	3.744.940	1.278.510	699.750			6.564.130
SUBTOTAL	1.608.430	9.261.620	3.462.020	1.611.420			15.943.490
CONSTRUCCION							
CONTINGENCIA	520.740	2.304.540	778.710				3.603.990
	106.390	578.160	212.090	161.140			1.057.780
T O T A L	2.235.560	12.144.320	4.452.820	1.772.560			20.605.260

UNIDAD = 1000 SUERES

MONEDA LOCAL							
MATERIAL							
POSTE				37.743.560			37.743.560
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	5.237.420	30.114.320	11.285.900	5.254.070			51.891.710
CONSTRUCCION	80.921.000	358.182.150	121.028.810	143.263.440			703.395.400
INGENIERIA/ADMINISTRACION	33.094.320	171.733.810	61.988.610	33.492.390			300.309.130
CONTINGENCIA	4.309.760	19.444.750	6.590.150	18.626.220			48.970.880
T O T A L	123.562.500	579.475.030	200.893.470	238.379.680			1,142,310.680

Tabla S.9. Costo total de lineas, Alternativa 3 - 2

UNIDAD = 1000 DOLARES

	138 Kv 477 MCM 10CT 52,1 Km	138 Kv 636 MCM 20CT 137,7 Km	138 Kv 477 MCM 20CT 35,9 Km	138 Kv 477 MCM 20CT 68,7 Km	69 Kv 2/0 10CT 119,8 Km	69 Kv 2/0 20CT 12,8 Km	69 Kv 477 MCM 10CT 1 Km	T O T A L
MONEDA EXTRANJERA MATERIAL								
CONDUCTOR	580.800	4.043.640	800.400	1.532.050	582.950			7.539.840
AISLADOR	189.170	1.319.820	344.090	658.460	328.720			2.840.260
TORRE	843.630	2.968.320	776.930	1.282.620	699.750			6.571.250
SUBTOTAL	1.613.600	8.331.780	1.921.420	3.473.130	1.611.420			16.951.350
CONSTRUCCION	520.740	1.921.530	476.570	778.710				3.697.550
CONTINGENCIA	106.650	512.410	119.870	212.650	161.140			1.112.720
T O T A L	2.240.990	10.765.720	2.517.860	4.464.490	1.772.560			21.761.620

UNIDAD = 1000 SUCRET

	138 Kv 477 MCM 10CT 52,1 Km	138 Kv 636 MCM 20CT 137,7 Km	138 Kv 477 MCM 20CT 35,9 Km	138 Kv 477 MCM 20CT 68,7 Km	69 Kv 2/0 10CT 119,8 Km	69 Kv 2/0 20CT 12,8 Km	69 Kv 477 MCM 10CT 1 Km	T O T A L
MONEDA LOCAL MATERIAL								
POSTE								
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	5.237.420	28.760.450	6.227.700	11.285.900	37.743.560			56.765.540
CONSTRUCCION	80.921.000	298.619.250	74.071.210	121.028.810	143.263.440			717.903.710
INGENIERIA/ADMINISTRACION	33.154.070	156.529.090	35.585.520	62.116.700	33.492.390			314.877.770
CONTINGENCIA	4.309.760	16.398.690	4.021.410	6.590.150	18.626.220			49.946.230
T O T A L	123.622.250	494.307.480	119.905.840	201.021.560	238.379.680			1.177.236.810

Tabla 5.10. Costo total de líneas, Alternativa 3 - 4

UNIDAD = 1000 DOLARES

138 Kv 477 MCM 138 Kv 477 MCM 138 Kv 397,5 MCM 69 Kv 2/0 10CT 119,8 Km
 10CT 52,1 Km 20CT 137,7 Km 20CT 35,9 Km 69 Kv 2/0 20CT 12,8 Km
 69 Kv 477 MCM 10CT 1 Km

T O T A L

MONEDA EXTRANJERA
 MATERIAL

CONDUCTOR	580.300	3.067.470	1.228.980	582.950	6.101.920
AISLADOR	189.000	1.318.690	657.920	328.720	2.838.130
TORRE	842.920	2.977.500	1.169.500	699.750	6.398.430
SUBTOTAL	1.612.220	7.363.660	3.056.400	1.611.420	15.338.480
CONSTRUCCION	520.740	1.827.960	439.060	717.230	3.504.990
CONTINGENCIA	106.570	459.460	188.610	161.140	1.022.340
T O T A L	2.239.530	9.651.080	2.240.400	1.772.560	19.865.810

MONEDA LOCAL
 MATERIAL

UNIDAD = 1000 SUCHES

POSTE				37.743.560	37.743.560
TRANSPORTE DENTRO DEL PAIS	5.237.420	23.886.620	9.944.100	5.254.070	49.827.880
CONSTRUCCION	80.921.000	284.110.940	68.235.260	143.263.440	680.009.970
INGENIERIA/ADMINISTRACION	33.137.990	136.418.260	31.908.750	33.492.390	290.488.540
CONTINGENCIA	4.309.760	15.423.910	3.671.020	18.626.220	48.108.110
T O T A L	123.606.170	459.839.730	109.326.700	238.379.680	1.114.178.060

Tabla 5.11. Costo total de líneas, Alternativa 3 - 5

tan en las tablas 5.2 hasta la 5.11.

5.3 COSTO DE SUBESTACIONES

5.3.1 Generalidades

De acuerdo a la configuración de los esquemas planteados, tenemos subestaciones de 230/138 KV, 138/69 KV y 69/13.8 KV, las capacidades de estas subestaciones son las siguientes:

Subestación de 230/138 KV

Capacidad 3x63 F/A

Subestación de 138/69 KV

Capacidad 66 F/A, 16/20 MVA, 12/16 MVA, 30/40 MVA

Subestación de 69/13.8 KV

Capacidad 12/16 MVA, 5/6 MVA, 1.5/2 MVA, 3/4 MVA, 2.5 MVA

5.3.2 Costo total de subestaciones

Los costos totales de subestaciones considerados en esta sección son los costos totales de los transformadores de las

subestaciones, arreglo de barras en las subestaciones, equipos auxiliares.

Los costos de los transformadores están relacionados con lo que es: equipo, instalación, ingeniería/administración, contingencia.

Los costos debido al arreglo de barras están relacionados con lo que es: interruptores, barras, cuchillas, dentro de estos costos podemos incluir los debidos a trabajos civiles, instalación, ingeniería/administración, contingencia.

Los costos debido a equipos auxiliares están relacionados con lo que es: equipo, instalación, ingeniería/administración, contingencia.

Los equipos auxiliares consisten en generadores diesel que sirven para dar iluminación a las instalaciones industriales existentes en el área de estudio.

Los costos totales de abestaciones a nivel de precios de Enero de 1987 se presentan en las tablas 5.12 hasta la 5.14.

Descripción	Moneda Extranjera x1000 dólares	Moneda Local x1000 sucres
Transformador		
Equipo	2766.75	-----
Instalación	-----	63569.37
Ingeniería/Administ.	-----	31787.56
Contingencia	138.35	-----
Subtotal	2905.10	95356.93
Arreglo de barras		
Equipo	23462.40	-----
Trabajo civil	703.85	242582.63
Instalación	1055.80	363873.93
Ingeniería/Administ.	-----	269539.44
Contingencia	1173.10	-----
Subtotal	26395.15	875996.00
Equipo Auxiliar		
Equipo	4585.50	-----
Instalación	229.30	105357.33
Ingeniería/Administ.	-----	26342.20

Contingencia	229.30	-----
Subtotal	5044.10	131699.53
Total	34344.35	1103052.46

Tabla 5.12 Costo total de subestaciones, Alternativa 1

Descripción	Moneda Extranjera x1000 dólares	Moneda Local x1000 sucres
Transformador		
Equipo	4774.35	-----
Instalación	-----	109694.08
Ingeniería/Administ.	-----	54849.91
Contingencia	238.69	-----
Subtotal	5013.04	164543.99
Arreglo de barras		
Equipo	26453.75	-----
Trabajo civil	793.60	273514.31
Instalación	1190.39	410268.60
Ingeniería/Administ.	-----	303906.08
Contingencia	1322.69	-----
Subtotal	29760.43	987688.99
Equipo Auxiliar		

Equipo	4653.55	-----
Instalación	232.70	106919.70
Ingeniería/Administ.	-----	26732.80
Contingencia	232.70	-----
Subtotal	5118.95	1336632.50
Total	39892.42	1285885.48

Tabla 5.13 Costo total de subestaciones, Alternativa 2

Descripción	Moneda Extranjera x1000 dólares	Moneda Local x1000 sucres
Transformador		
Equipo	2766.75	-----
Instalación	-----	63569.37
Ingeniería/Administ.	-----	31787.56
Contingencia	138.35	-----
Subtotal	2905.10	95356.93
Arreglo de barras		
Equipo	24455.89	-----
Trabajo civil	733.70	252858.73
Instalación	1100.50	379285.21
Ingeniería/Administ.	-----	280952.86
Contingencia	1222.80	-----

Subtotal	27512.89	91309.80
Equipo Auxiliar		
Equipo	4622.20	-----
Instalación	231.10	10620.70
Ingeniería/Administ.	-----	2654.99
Contingencia	231.10	-----
Subtotal	5084.40	13275.69
Total	35502.39	114120.42

Tabla 5.14 Costo total de subestaciones, Alternativa 3

5.4 COSTO DE BANCO DE CAPACITORES

5.4.1 Generalidades

Los bancos de capacitores fueron utilizados con el fin de mejorar el nivel de voltaje en las líneas de transmisión, así como también para reducir las pérdidas totales del sistema.

Del análisis operacional de los esquemas alternativos se dedujo que la compensación de bancos de capacitores en paralelo era necesaria y se utilizó a nivel de 13.8 KV

bancos de capacitores de hasta 6 MVAR, siendo necesario para el año 2000 tres bancos de 6 MVAR y uno de 4.5 MVAR, cada uno de estos bancos están formados por unidades de 300 KVAR.

5.4.2 Costo total de banco de capacitores

Los costos totales de bancos de capacitores están incluidos dentro de los costos de subestaciones y de estos costos expresados a nivel de precios de Enero de 1987 son los siguientes:

	Moneda Extranjera dólares	Moneda Local sucres	TOTAL dólares
Equipo	2673.22	105814.84	3480.96
Instalació	-----	50080.39	382.29
Ingeniería Administ.	-----	39148.87	298.84
Contingencia	162.78	11139.84	247.81
TOTAL	2836.00	206183.94	4409.90

A continuación se presenta un resumen de los costos de bancos de capacitores utilizados.

	Moneda Extranjera dólares	Moneda Local sucres	TOTAL dólares
300 KVAR	2836	206183.94	4409.9
4.5 MVAR	42540	3092759.10	66148.5
6 MVAR	56720	4123678.80	88198.0

Tabla 5.15 Costo total de banco de capacitores

5.5 COSTO TOTAL DEL NUEVO SISTEMA

El costo total del nuevo sistema o costo de inversión del nuevo sistema, son los costos de líneas de transmisión, líneas de subtransmisión, subestaciones, bancos de capacitores, y se ha considerado paridad cambiaria de 131 sucres/dólar, debido a que esta cantidad era el valor promedio del dólar en el año 1986.

Los costos totales del nuevo sistema se presentan en las tablas 5.16 hasta 5.18.

	EJEMPLO 1	EJEMPLO 2	EJEMPLO 3	EJEMPLO 4
L/T: MONEDA EXTRANJERA (x 1000 DOLARES)	21363,786	22807,16	20797,38	19413,22
MONEDA LOCAL (x 1000 SUCRES)	1133675,676	1178020,84	1090286,87	1037148,12
S/E: MONEDA EXTRANJERA (x 1000 DOLARES)	34344,35	39892,42	39892,42	39892,42
MONEDA LOCAL (x 1000 SUCRES)	1103052,46	1285885,48	1285885,48	1285885,48
TOTAL MONEDA EXTRANJERA (x 1000 DOLARES)	55708,136	62699,58	60689,80	59305,64
TOTAL MONEDA LOCAL (x 1000 SUCRES)	2236728,136	2463906,32	2376172,35	2323033,60
GRAN TOTAL (M\$)	72,782	81,508	78,828	77,03

Tabla 5.16 Costo total del Sistema; Ejemplos 1, 2, 3, 4.

	EJEMPLO 5	EJEMPLO 6	EJEMPLO 7	EJEMPLO 8
L/T: MONEDA EXTRANJERA (x 1000 DOLARES)	21836,37	20052,01	23884,61	20605,26
MONEDA LOCAL (x 1000 SUCRES)	1129113,15	1062015,78	1272615,56	1142310,68
S/E: MONEDA EXTRANJERA (x 1000 DOLARES)	39892,42	39892,42	35502,39	35502,39
MONEDA LOCAL (x 1000 SUCRES)	1285885,48	1285885,48	1141204,42	1141204,42
TOTAL MONEDA EXTRANJERA (x 1000 DOLARES)	61728,79	59944,43	59387,00	56107,65
TOTAL MONEDA LOCAL (x 1000 SUCRES)	2414998,63	2347901,26	2413819,98	2283515,10
GRAN TOTAL (M\$)	80,164	77,868	77,812	73,53

Tabla 5.17 Costo total del Sistema; Ejemplos 5, 6, 7, 8.

	EJEMPLO 9	EJEMPLO 10
L/T: MONEDA EXTRANJERA (x 1000 DOLARES)	21761,62	19865,81
MONEDA LOCAL (x 1000 SUCRES)	1177236,81	1114178,06
S/E: MONEDA EXTRANJERA (x 1000 DOLARES)	35502,39	35502,39
MONEDA LOCAL (x 1000 SUCRES)	1141204,42	1141204,42
TOTAL MONEDA EXTRANJERA (x 1000 DOLARES)	57264,01	55368,20
TOTAL MONEDA LOCAL (x 1000 SUCRES)	2318441,23	2255382,48
GRAN TOTAL (M\$)	74,962	72,584

Tabla 5.18 Costo total del Sistema; Ejemplos 9, 10.

CAPITULO VI

EVALUACION ECONOMICA DE ALTERNATIVAS (ANALISIS DE BENEFICIOS/COSTOS)

6.1 GENERALIDADES

El análisis económico consiste en considerar situaciones con y sin proyecto, la situación con proyecto tiene que ver con evaluar los costos debido a la construcción de la línea de transmisión y la situación sin proyecto corresponde en continuar con el sistema existente que tiene altos costos de operación y mantenimiento incluyendo combustibles, es decir la evaluación económica consta de 2 factores que son: costos y beneficios.

El método de evaluación económica utilizado es el método del costo anual y como resultado de la diferencia de los dos niveles de costo mencionados anteriormente, se obtienen los beneficios del proyecto.

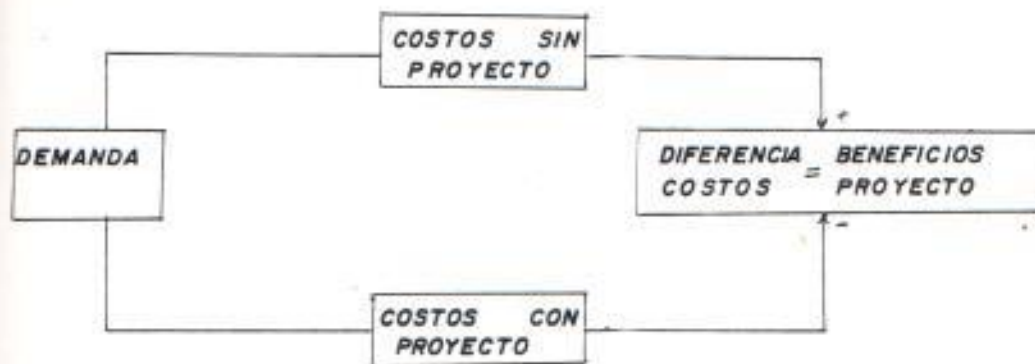


Fig. 6.1 Beneficios del Proyecto

A medida que tengamos mayores beneficios según las diversas alternativas que se van a analizar, vamos a tener el costo mínimo del proyecto. El criterio adoptado para efectuar la evaluación económica, se lo va a hacer considerando el enfoque económico desde el punto de vista del país (Estado), es decir tomando en consideración la tasa interna de retorno y el análisis de los beneficios/costos.

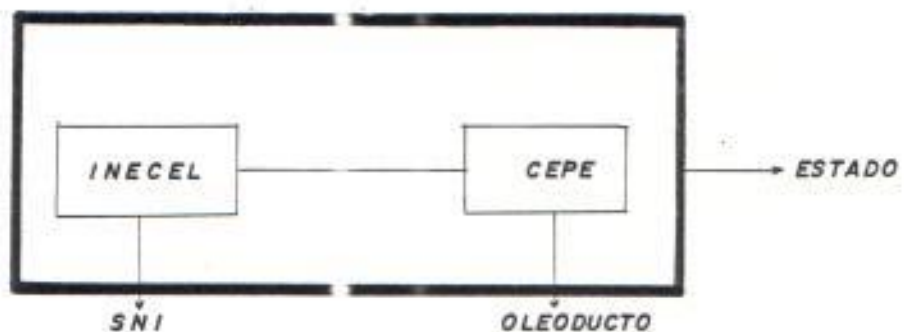


Fig. 6.2 Entidades Estatales

INECEL y CEPE, son dos entidades que pertenecen al Estado, INECEL posee el Sistema Nacional Interconectado (SNI) y CEPE posee el Oleoducto Transecuatoriano.

Al efectuar la evaluación económica se va hacer uso del método de valor presente del proyecto, que nos da una idea cuantitativa y una visión global de los gastos que se tiene que afrontar en la ejecución del proyecto.

6.2 CRITERIOS ECONOMICOS ADOPTADOS

En la evaluación económica de cada una de las alternativas se adoptaron los siguientes criterios:

6.2.1 Periodo de estudio

El periodo de estudio es de 1987-2000, siendo el año 1987 en donde se efectúan las licitaciones para la adquisición de materiales, equipos eléctricos, montaje de los equipos, etc.

6.2.2 Año de actualización

El año de actualización es Enero de 1987.

6.2.3 Nivel de precios

El costo de las obras que comprende cada alternativa se calculan a niveles de precios a Enero de 1987.

6.2.4 Paridad cambiaria

Los costos del nuevo sistema fueron llevados a dólares (\$) y se utilizó la paridad cambiaria de 131 sucre /dólar, este valor representa el valor promedio del dólar en el año 1986.

6.2.5 Periodo de construcción

El periodo de construcción de la línea de transmisión es de 2 años: 1988, 1989.

6.2.6 Año que entra en servicio

La línea de transmisión entra en operación en el año de 1990.

6.2.7 Vida útil de los equipos

Se ha estimado 35 años como vida útil de las líneas, subestaciones y demás equipos.

6.2.8 Tasa de actualización

Para el análisis económico de cada una de las alternativas seleccionadas se ha considerado las siguientes tasas de actualización:

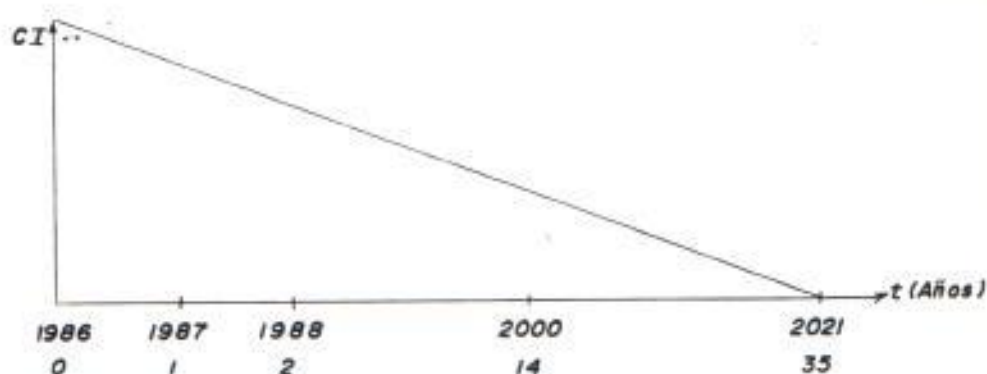
8 %, 10 %, 12%.

Estas tasas de actualización sirven para llevar los costos totales de inversión de cada una de las alternativas seleccionadas a valor presente.

Tasa de actualización = Tasa de interés = i

6.2.9 Depreciación

En la presente evaluación económica se ha considerado la depreciación lineal de las inversiones.

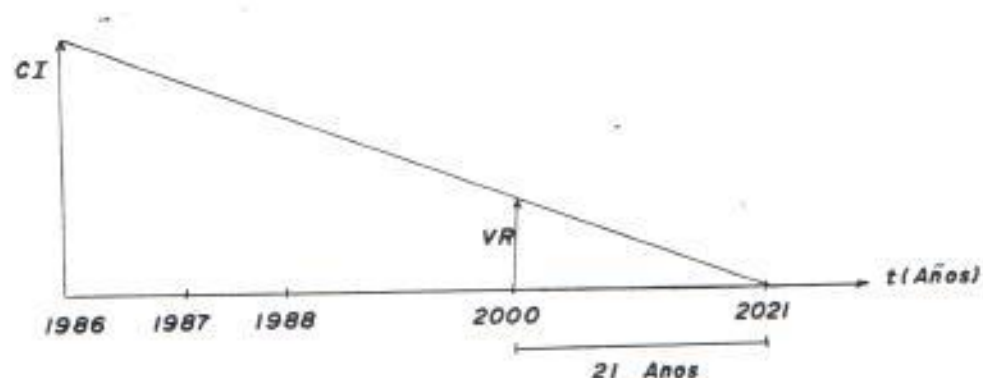


C.I = Costo de inversión

Fig. 6.3 Depreciación lineal

6.2.10 Valor residual

Debido a que la vida útil de las líneas, subestaciones y demás equipos es de 35 años y considerando que el periodo de estudio es 14 años (1987-2000), esto quiere decir que los 21 años restantes tienen un valor, que se llama valor residual, y se lo puede evaluar utilizando la curva de depreciación lineal de la siguiente forma:



$$\frac{C.I.}{35} = \frac{V.R.}{21}$$

$$V.R. = \frac{21}{35} * C.I.$$

C.I = Costos de inversión

V.R = Valor residual

Fig. 6.4 Valor residual

6.2.11 Valor presente de las inversiones

Para la evaluación económica de cada una de las alternativas se utilizó el método de valor presente, que consiste en llevar los

costos totales anuales a un valor actual o valor presente (año cero) para poder comparar las alternativas.

Los costos totales anuales tienen que ver con todo lo que es costos de inversión del nuevo sistema, costos de operación y mantenimiento, costos de suministro de electricidad al área de estudio por parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

$$I_n = I_0 (1 + i)^n$$

$$I_0 = \frac{I_n}{(1 + i)^n}$$

I_0 = Valor presente de las inversiones o valor equivalente en el año cero.

I_n = Valor futuro de las inversiones o costos totales anuales en el año n.

n = Número de años.

i = Tasa de actualización = 8%, 10%, 12%.

Para obtener el valor presente de los costos totales anuales, es necesario multiplicar el factor de valor presente para cada año de estudio por sus respectivos costos totales anuales.

$$\text{Factor de valor presente} = \text{FVP} = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

$$I_0 = \text{FVP} \times I^n$$

Los valores presentes de los costos totales anuales son sumados luego, este valor acumulado representa el valor que será utilizado para comparar las alternativas.

6.3 COSTOS CON PROYECTO (COSTOS)

Debido a la construcción de la línea de transmisión, se tiene que sustituir todas las unidades que consumen combustible por unidades que consuman energía eléctrica, por tanto una vez que se construya la línea, las unidades existentes pueden servir de emergencia o también pueden ser trasladadas a otros lugares en donde no tengan servicio eléctrico.

Los costos con proyecto son aquellos costos que tienen que ver con la construcción de la línea de transmisión y son los siguientes:

- Costos de inversión debido a la construcción de la línea de transmisión (nuevo sistema).
- Costos de Pérdidas.
- Costos de electricidad debido al suministro de energía por parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI).
- Costos de Operación y Mantenimiento del nuevo sistema.
- Inversiones adicionales:
 - Motores eléctricos y subestaciones para las estaciones de bombeo de petróleo.
 - Motores eléctricos y subestaciones para las estaciones de bombeo de gas.
 - Subestación para la instalación de CEPE ubicada Shushufindi (Nueva refinería).
- Costos de operación y mantenimiento debido a las inversiones adicionales.

6.3.1 Costos de Inversión debido a la construcción de la línea de transmisión (Nuevo sistema)

Estos costos fueron calculados anteriormente y se los puede encontrar en el capítulo 5.

6.3.2 Costos de Pérdidas

Las pérdidas totales consideradas en esta sección, son las pérdidas de potencia y pérdidas de energía.

Para obtener las pérdidas totales de potencia (MW) durante el periodo 1987-2000, se corrieron flujos de carga año a año y de los cuales se obtuvieron las pérdidas totales.

Las pérdidas totales de potencia tienen que ver con todo lo que es pérdidas en líneas de transmisión, subtransmisión, subestaciones. Para determinar los costos de pérdidas totales de potencia y energía se ha considerado los costos marginales de electricidad, es decir el costo de servicio eléctrico en la subestación Santa Rosa

(Quito) del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

6.3.3 Costo de electricidad debido al suministro de energía por parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI)

Los costos de electricidad tienen que ver con los costos de producción de energía en la subestación Santa Rosa (Quito) y para determinar los costos de electricidad es necesario considerar la demanda de potencia y energía requerida por el área de estudio así como también las pérdidas totales de potencia y energía requerida por el sistema.

Los costos marginales de electricidad para las diferentes tasas de actualización y expresados a nivel de precios de Enero de 1987 son los siguientes:

Tasas de Actualización	Costo de potencia \$/kW/Año	Costo de Energía \$/MWH
8%	66,05	16,54
10%	85,61	16,75
12%	109,98	17,48

Tabla 6.1 Costos marginales de electricidad

6.3.4 Costo de Operación y mantenimiento del nuevo sistema

Los costos de operación y mantenimiento son calculados como porcentajes fijos de los costos de inversión, siendo dichos porcentajes los siguientes:

Para líneas de transmisión, subestaciones y motores eléctricos:

1,57% de los costos de inversión/año.

Para motores diesel de las estaciones de bombeo de petróleo y gas:

5% de los costos de inversión/año.

Para generadores diesel: 3,5% de los costos de inversión/año.

6.3.5 Inversiones adicionales

Las inversiones adicionales requeridas por el nuevo sistema son las siguientes:

- Motores eléctricos y subestaciones para las estaciones de bombeo de petróleo.
- Motores eléctricos y subestaciones para las estaciones de bombeo de gas.
- Subestación para la instalación de CEPE ubicada en Shushufindi (Nueva Refinería).

6.3.5.1 Motores eléctricos y subestaciones para las estaciones de bombeo de petróleo.

Estos costos tienen que ver con todo lo que es equipo (motores eléctricos, transformadores de la subestación), instalación, ingeniería/administración, contingencia.

La evaluación de estos costos se muestra en la tabla 6.3 y un gráfico del sistema se indica en la figura 6.5.

6.3.5.2 Motores eléctricos y subestaciones para las estaciones de bombeo de gas.

Estos costos tienen que ver con todo lo que es equipo (motores eléctricos, transformadores de la subestación), instalación, ingeniería/administración, contingencia.

La evaluación de estos costos se muestra en la tabla 6.3 y un gráfico del sistema se indica en la figura 6.6.

6.3.5.3 Subestación para la instalación de CEPE ubicada en Shushufindi.

Estos costos tienen que ver con todo lo que es equipo (transformadores de la subestación), instalación, ingeniería/administración, contingencia.

La evaluación de estos costos se muestra en la tabla 6.3 y un gráfico

del sistema se indica en la figura 6.7.

6.3.6 Costos de operación y mantenimiento debido a las inversiones adicionales

Los costos de operación y mantenimiento son calculados como porcentajes fijos de los costos de inversión, siendo dichos porcentajes los siguientes:

Para líneas de transmisión, subestaciones, motores eléctricos: 1,57% de los costos de inversión/año.

6.4 COSTOS SIN PROYECTO (BENEFICIOS)

La justificación de la construcción de la línea de transmisión (nuevo sistema se encuentra en los beneficios, de tal forma que si la línea de transmisión no se construye, los costos de inversión debido a que continuamos con el sistema existente van a ser mayores, siendo la diferencia entre los dos niveles de costos los beneficios del proyecto.

Debido a que la evaluación económica se la va a efectuar con enfoque económico desde el punto de vista del País (Estado), significa en considerar a INECEL y CEPE como una sola entidad cuyo dueño absoluto es el Estado, por tal motivo no se considera como beneficio la venta de energía de INECEL a CEPE.

Los beneficios se los evalúa considerando que continuamos con el sistema existente y a las inversiones futuras que se van a tener, por tanto la construcción de la línea de transmisión evita efectuar las siguientes inversiones, siendo los beneficios que presenta su construcción los que se muestran a continuación:

- Motores diesel adicionales para las estaciones de bombeo de petróleo, debido al incremento en la capacidad de transporte de petróleo por el oleoducto.

- Generadores diesel adicionales para la población y para las instalaciones de CEPE (Nueva Refinería).

- Línea de transmisión exclusiva Quito-Papallacta para satisfacer la demanda de la estación de bombeo de agua a instalarse en Papallacta.

- Costo de electricidad debido a que se tiene que abastecer la demanda de la estación de bombeo de agua.

- Ahorro de combustible (crudo y diesel)

- Costo de operación y mantenimiento del sistema existente, así como también de las nuevas adquisiciones.

6.4.1 Motores diesel adicionales para las estaciones de bombeo de petróleo, debido al incremento en la capacidad de transporte de petróleo por el oleoducto.

Actualmente se transporta por el oleoducto 300.000 barriles de petróleo por día, requiriéndose de 5 unidades de bombeo por estación.

Debido a que se tiene planificado para el año 1988 transportar por el oleoducto 400.000 barriles de petróleo por día, se requiere para lograr este propósito de 8 unidades de bombeo por estación, incrementando en tres el número de unidades de bombeo.

Los costos de estas nuevas unidades tienen que ver con lo que es equipo (motores diesel), instalación, ingeniería/administración, contingencia, y la evaluación de estos costos se muestra en las tabla 6.3.

6.4.2 Generadores diesel adicionales para la población y para las instalaciones de CEPE (Nueva Refinería).

Debido a que la población se va a incrementar durante el período de estudio, por tal motivo se va a hacer uso de más generadores diesel para satisfacer los requerimientos futuros de demanda de la población.

Tomando en consideración que la zona correspondiente a Lago Agrio es la zona que presente mayor demanda en comparación con las otras zonas, por tal motivo se ha considerado dos tipos de sistemas que son el sistema tipo 1 y tipo 2.

El sistema tipo 1 es para pequeños poblados, siendo la capacidad de los 4 generadores diesel que conforman el sistema de 1600 KW (4x400 KW), o sea 1.6 MW.

Es decir que con el sistema tipo 1 satisfacemos la demanda futura de las zonas correspondientes a Baeza, Jivino Verde (Sacha), Shushufindi, y Coca, necesitando un sistema tipo 1 para abastecer la demanda poblacional de cada una de las zonas antes mencionadas.

Los costos del sistema tipo 1 tienen que ver con todo lo que es equipo, instalación, ingeniería/administración, contingencia. La evaluación de estos costos se muestra en

la tabla 6.3 y un gráfico del sistema se indica en la figura 6.8.

El sistema tipo 2 es para grandes poblados, siendo la capacidad de los 4 generadores diesel que conforman el sistema de 3600 KW(4X900), o sea 3.6 MW.

Es decir que con el sistema tipo 2 satisfacemos la demanda futura de la zona correspondiente a Lago Agrío y se necesitan dos sistemas tipo 2 para abastecer la demanda poblacional de Lago Agrío.

Los costos del sistema tipo 2 tienen que ver con todo lo que es equipo, instalación, ingeniería/administración, contingencia.

La evaluación de estos costos se muestra en la tabla 6.3 y un gráfico del sistema se indica en la figura 6.9.

En lo referente a CEPE, esta institución tiene planificado para el año 1987 la

construcción de la nueva refinería Amazonas ubicada en Shushufindi, con capacidad de 2.5 MW, por tanto se va a hacer uso de 4 generadores diesel de 900 KW cada uno (4x900 KW). Los costos de este sistema tienen que ver con equipo (generadores diesel), instalación, ingeniería/administración, contingencia y la evaluación de estos costos se muestra en la tabla 6.3.

6.4.3 Línea de Trasmisión exclusiva Quito-Papallacta para satisfacer la demanda de la estación de bombeo de agua a instalarse en Papallacta

En el caso de que la línea de transmisión Quito-Lago Agrio no se construya, se tiene previsto la construcción de una línea de transmisión exclusiva Quito-Papallacta de 138 KV, un circuito, para satisfacer la demanda de la estación de bombeo de agua ubicada en Papallacta.

Los costos de la línea de transmisión exclusiva y subestación se muestra en la

tabla 6.3 y un gráfico del sistema se indica en la figura 6.10.

- 6.4.4 Costo de electricidad debido a que se tiene que satisfacer la demanda de la estación de bombeo de agua.

Se utilizó los costos marginales de electricidad, es decir los costos de producción de energía en la subestación Santa Rosa (Quito)

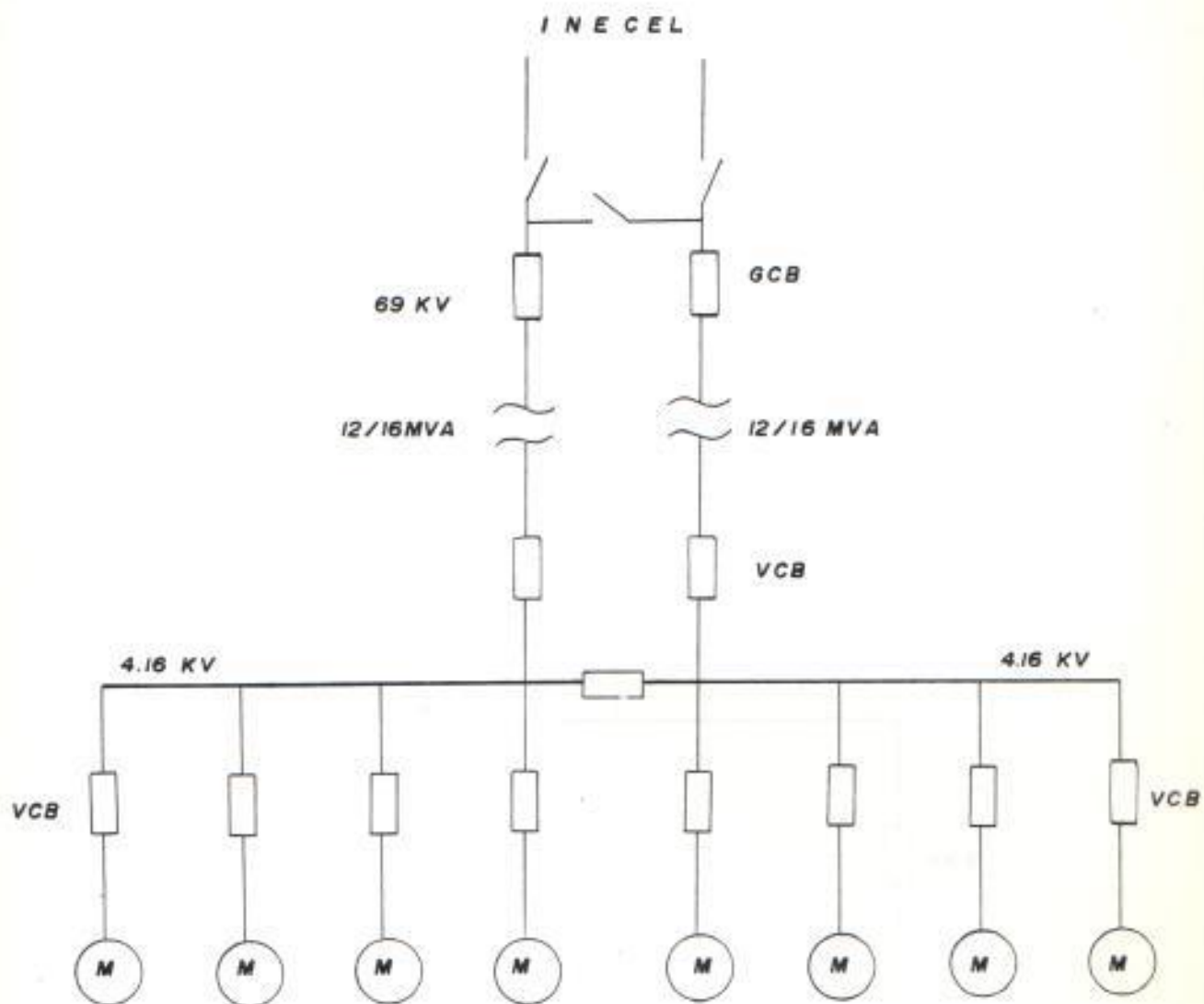
- 6.4.5 Ahorro de combustible (crudo y diesel)

La carga más importante del área de estudio la constituyen las estaciones de bombeo de petróleo del oleoducto y las estaciones de bombeo del gasoducto, las unidades con las que están formadas estas estaciones utilizan para su operación petróleo crudo.

Por tal motivo si la línea de transmisión se construye, tendríamos como beneficio un ahorro de combustible (crudo y diesel),

I N V E R S I O N E S A D I C I O N A L E S

E S T A C I O N D E B O M B E O D E P E T R O L E O



INVERSIONES ADICIONALES

ESTACION DE BOMBEO DE GAS

BIBLIOTECA
Ser. No. _____

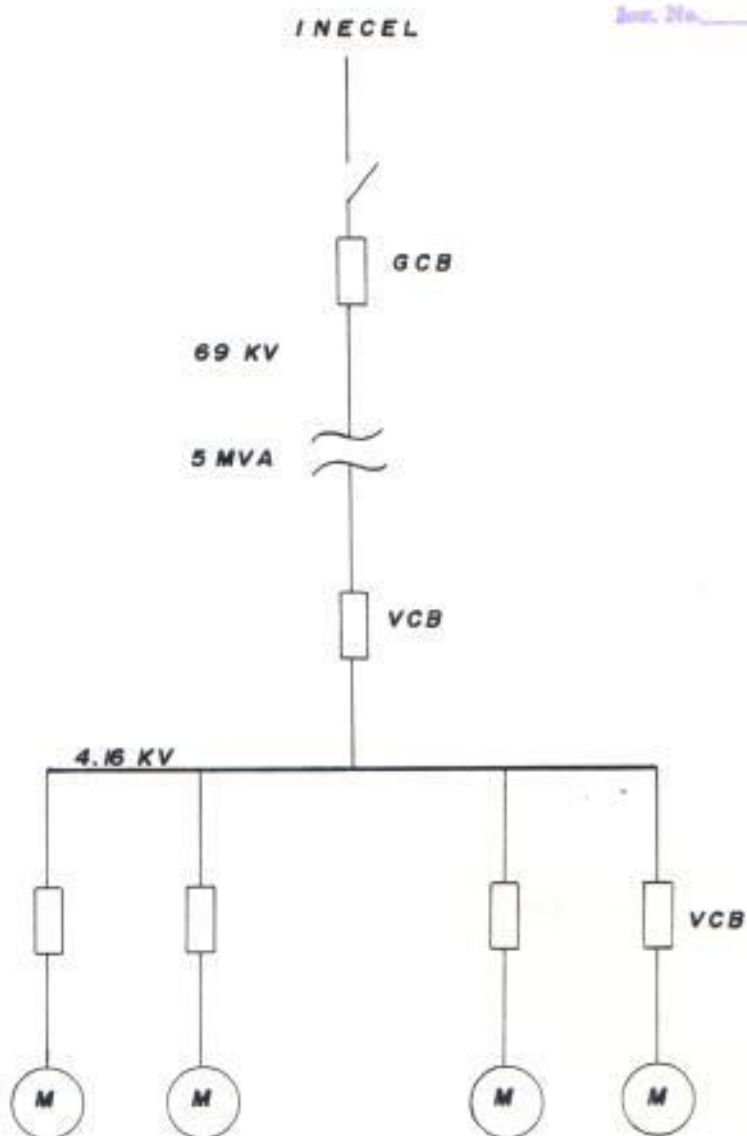


FIG. 6.7

INVERSIONES ADICIONALES
INSTALACIONES CEPE / TEXACO

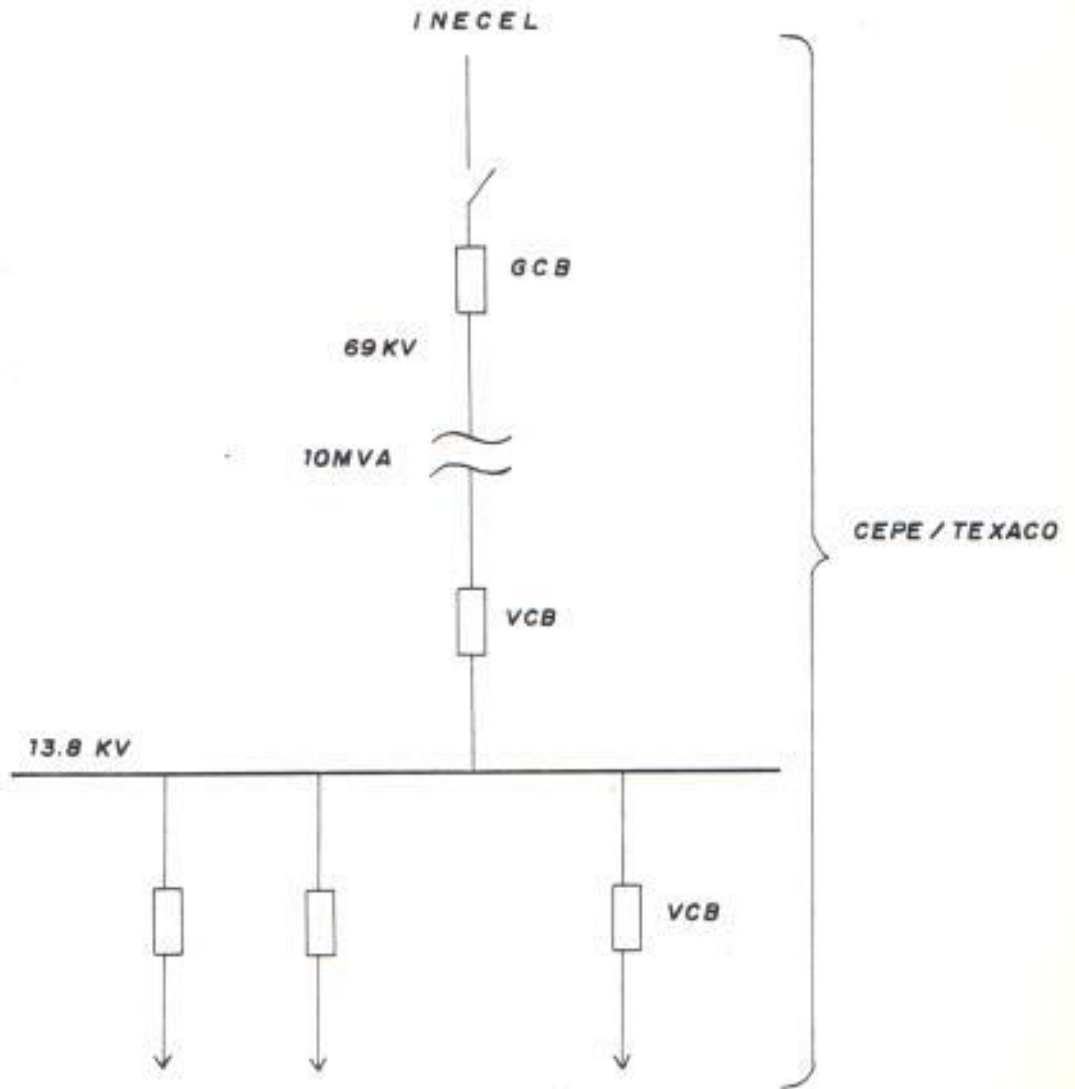


FIG. 6.8

ELECTRIFICACION RURAL
SISTEMA TIPO 1

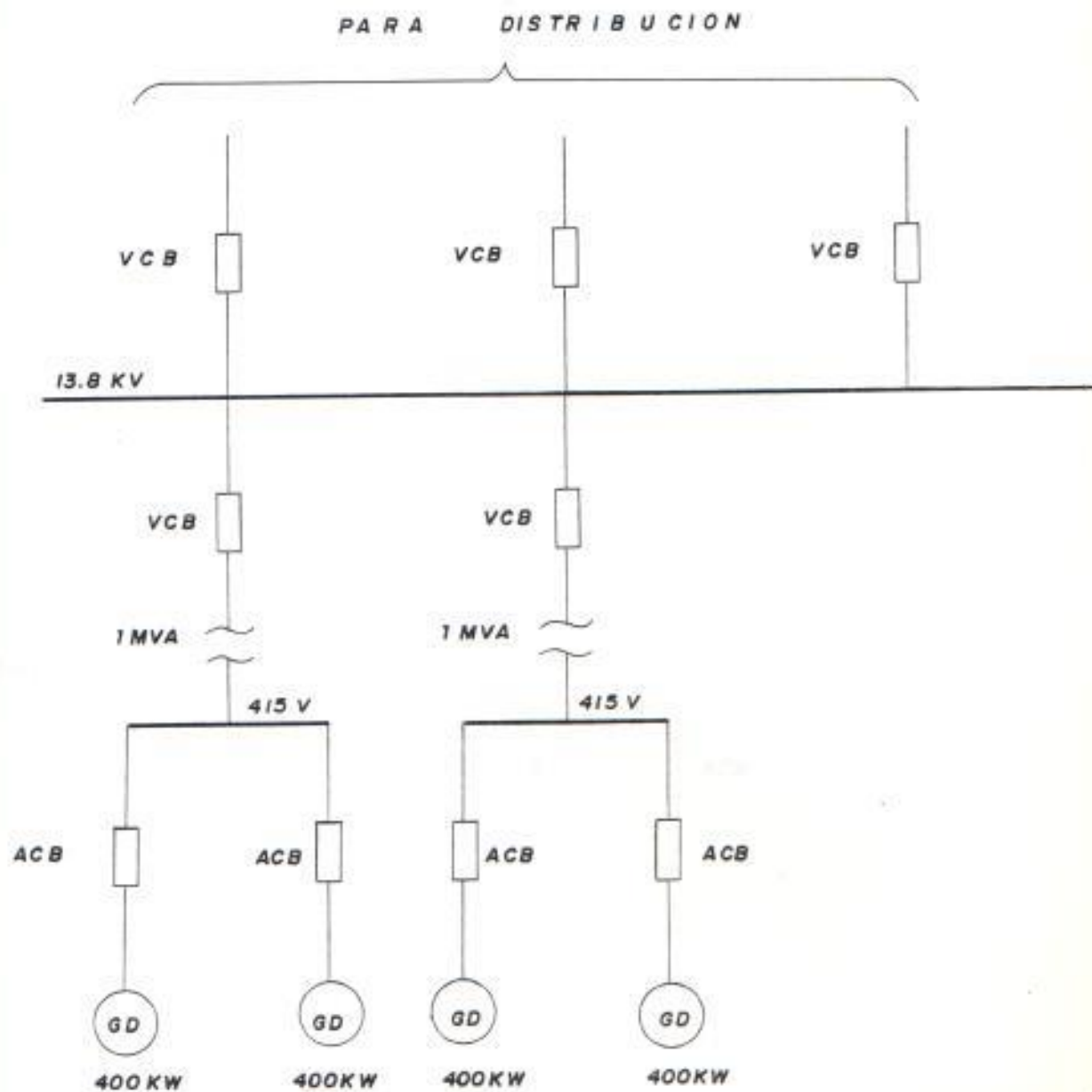
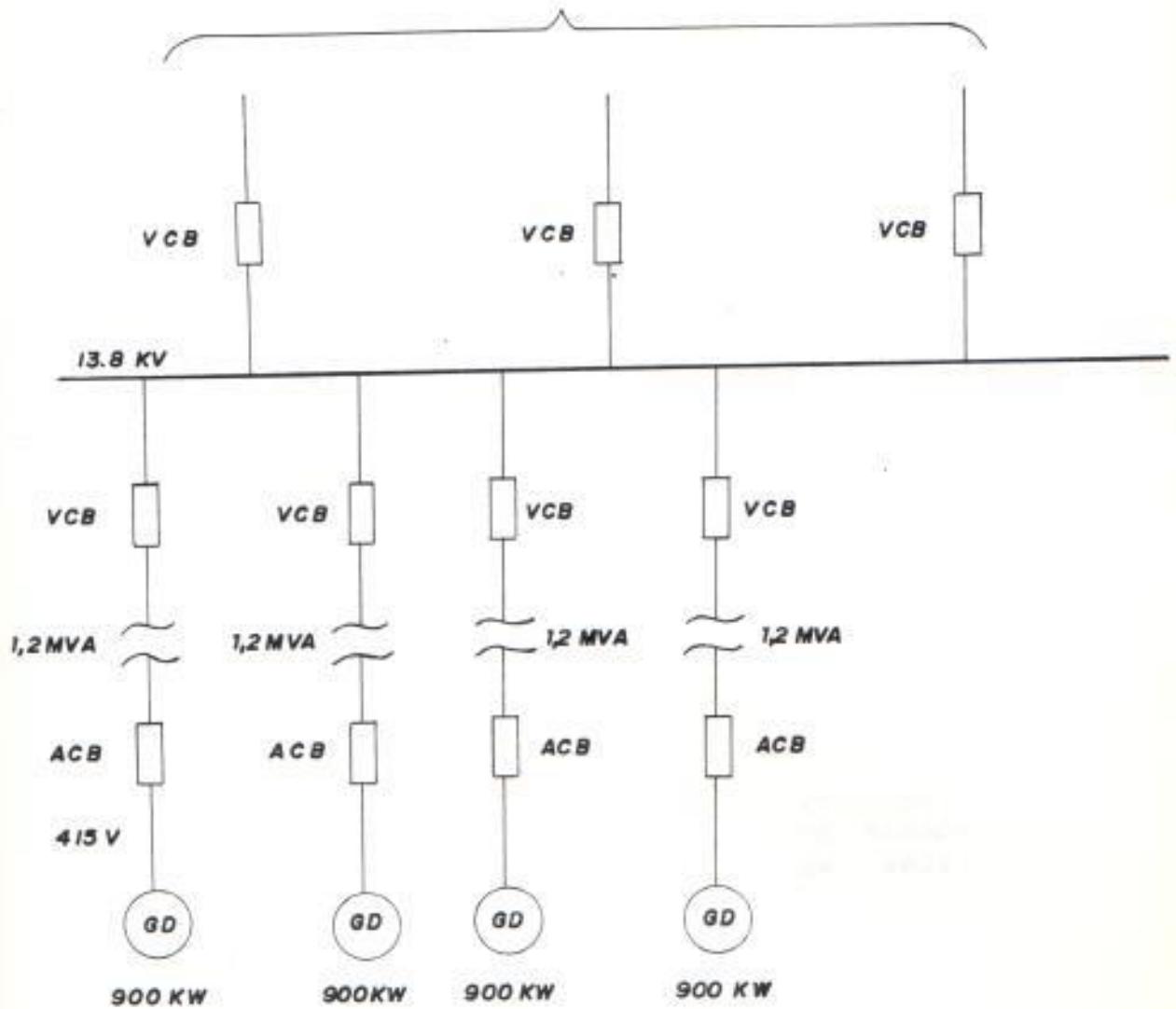


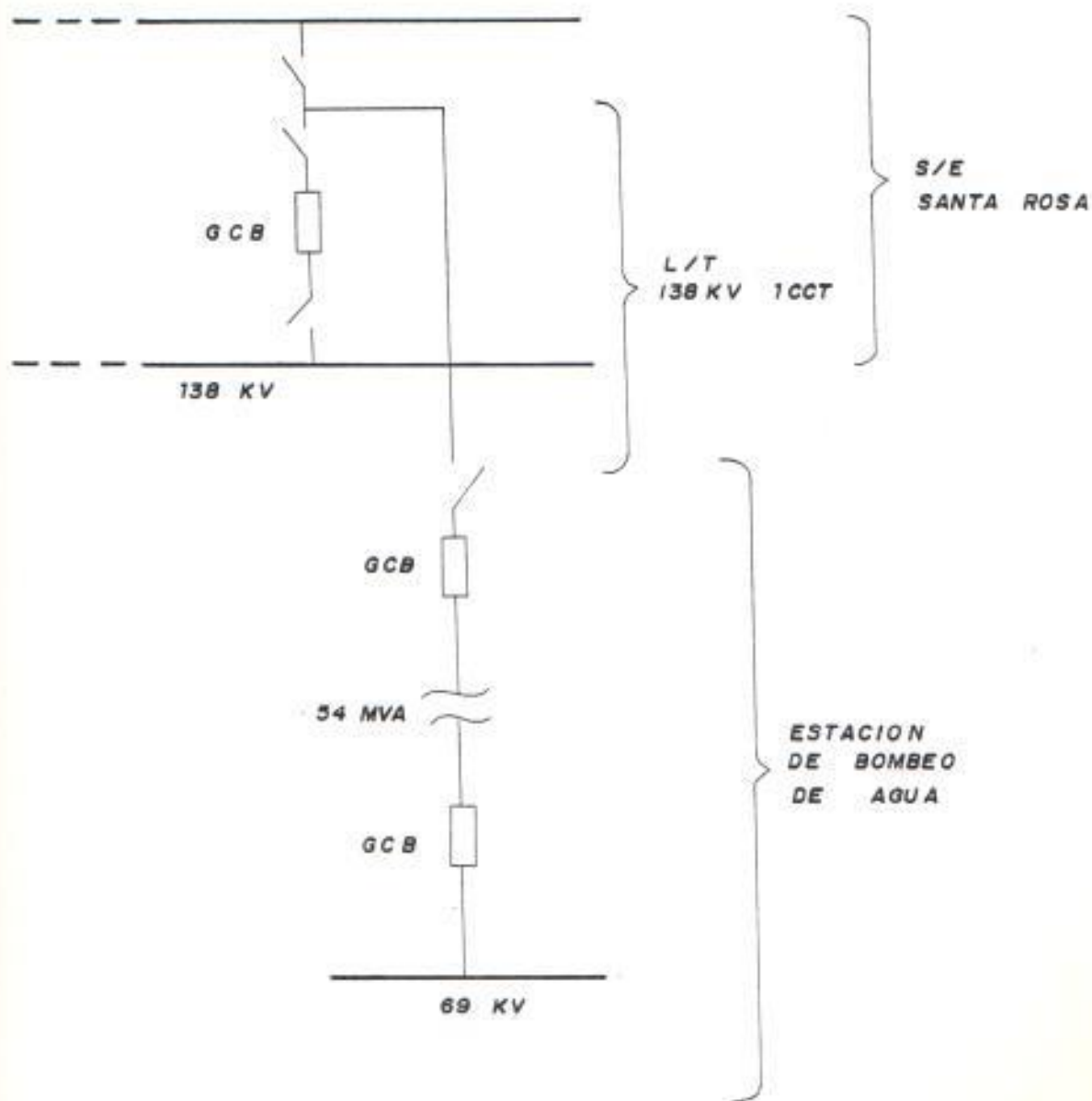
FIG. 6.9

ELECTRIFICACION RURAL
SISTEMA TIPO 2

PARA DISTRIBUCION



**ESTACION DE BOMBEO DE AGUA
UBICADA EN PAPALLACTA**



debido a la sustitución de la combustión de petróleo crudo por energía eléctrica proveniente del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

La línea de transmisión va a servir también para sustituir las centrales térmicas existentes que consumen diesel y sirven para suministrar energía a la población.

El ahorro de combustible expresado en millones de dólares (M\$) se lo puede obtener como producto entre el consumo de combustible (barriles/año) y el costo de combustible (\$/barril).

Debido a que en año de 1986 los precios internacionales de petróleo crudo y diesel no se estabilizaron, se va a asumir que para el año 1986 se van a mantener los precios del año 1985, siendo estos preciso los siguientes:

	\$/Barril
Crudo	27,5
Diesel	35

Tabla 6.2 Costos de crudo y diesel

El ahorro de combustible (crudo y diesel) se establece como un gran beneficio, debido a que se puede utilizar este combustible para la exportación, con los beneficios consiguientes para el País, debido a que el Estado puede utilizar estas divisas para efectuar obras que precisa el desarrollo nacional.

6.4.6 Costo de Operación y mantenimiento del sistema existente, así como también de las nuevas adquisiciones

Los costos de operación y mantenimiento son calculados como porcentajes fijos de los costos de inversión, siendo dichos porcentajes los siguientes:

Para líneas de transmisión, subestaciones,

INVERSIONES ADICIONALES REQUERIDAS POR EL NUEVO SISTEMA + COSTOS DE O/M		COSTO DE INVERSION BEBIDA A SER CONTINUADA CON EL SISTEMA EXISTENTE + COSTO DE O/M	
ESTACION DE BOMBEO	EQUIPO EXISTENTE	MOTORES ELECTRICOS Y S/E + COSTO DE O/M	COSTO DE O/M DE LAS UNIDADES DE BOMBEO EXISTENTES
ESTACION DE DE PETROLEO	EQUIPO FUTURO	MOTORES ELECTRICOS Y S/E + COSTO DE O/M	UNIDADES DE BOMBEO ADICIONALES + COSTO DE O/M
ESTACION DE BOMBEO DE GAS	EQUIPO EXISTENTE	MOTORES ELECTRICOS Y S/E + COSTO DE O/M	COSTO DE O/M DE LAS UNIDADES DE BOMBEO EXISTENTES
ESTACION DE BOMBEO DE AGUA	EQUIPO FUTURO		
INSTALACION DE EFECTUADO	EQUIPO EXISTENTE		
INSTALACION DE EFECTUADO	EQUIPO FUTURO (NUEVA REFINERIA)		
POBLACION RURAL	EQUIPO EXISTENTE		
POBLACION RURAL	EQUIPO FUTURO		
	TOTAL	325.65 + 0.371/ANIO	TOTAL
			34.08 + 3.268/ANIO

COSTO DE O/M DE LAS UNIDADES DE BOMBEO EXISTENTES	0.57/ANIO
UNIDADES DE BOMBEO ADICIONALES + COSTO DE O/M	26.81 + 1.84/ANIO
COSTO DE O/M DE LAS UNIDADES DE BOMBEO EXISTENTES	0.084/ANIO
T.I.T. EXCLUSIVA BIODI-PAPALACTA PARA ALIMENTAR LA LA ESTACION DE BOMBEO DE AGUA UBICADA EN PAPALACTA Y S/E + COSTO DE O/M	LIT: 2.66 S/E: 2.89 TOTAL 5.55 + 0.087/ANIO
COSTO DE O/M DE LOS GENERADORES DIESEL EXISTENTES	0.307/ANIO
GENERADORES DIESEL ADICIONALES + COSTO DE O/M	1.8 + 0.953/ANIO
COSTO DE O/M DE LOS GENERADORES DIESEL EXISTENTES	0.93/ANIO
GENERADORES DIESEL ADICIONALES + COSTO DE O/M	6.12 + 0.214/ANIO
TOTAL	34.08 + 3.268/ANIO

TABLA 6.3. COSTOS BEBIDA A INVERSIONES ADICIONALES

motores eléctricos: 1,57% de los costos de inversión/año.

Para motores diesel de las estaciones de bombeo de petróleo y gas: 5% de los costos de inversión/año.

Para generadores diesel: 3,5% de los costos de inversión/año.

6.5 RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

Los resultados de la evaluación económica se muestran en las tablas 6.4 hasta la 6.63.

Nota: En las tablas de evaluación de los beneficios, la columna de inversiones adicionales y costos de operación y mantenimiento se la obtuvo de la siguiente manera:

Beneficios debido a inversiones adicionales
 $= B - C = 34,08 - 23,65 = 10,43 \text{ M\$}$

Debido a que el tiempo de construcción de la línea es de dos años, el 50% de las

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.227	15.92	59.667	426.620	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.879	37.94	121.149	942.040	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	5.125	39.68	122.765	950.580	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	5.416	41.77	124.476	960.070	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	5.594	42.99	126.154	969.390	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	5.780	44.26	127.890	979.360	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	6.000	45.78	129.780	990.280	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	6.259	47.62	131.779	1002.520	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	6.471	49.05	133.451	1011.550	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	6.618	49.96	134.448	1014.960	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	6.769	50.91	135.399	1018.310	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	7.031	52.67	136.531	1022.770	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	7.195	53.71	137.515	1026.510	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	7.440	55.32	138.660	1031.020	0.06605	0.01654

POTENCIA	COSTO TOTAL	ENERGIA	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAM	FACTOR	COSTO
M\$	M\$	M\$	M\$	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
0	0	0	0	0	0	0.000	0.926	0.000
0	0	0	36.391	0	0	36.391	0.857	31.198
0	0	0	36.391	0	0	36.391	0.794	28.887
8.222	15.880	24.102	0	1.143	25.245	0.735	18.555	
8.332	16.034	24.366	0	1.143	25.509	0.681	17.361	
8.447	16.199	24.646	0	1.143	25.789	0.630	16.252	
8.572	16.379	24.951	0	1.143	26.094	0.584	15.226	
8.704	16.582	25.286	0	1.143	26.429	0.540	14.279	
8.814	16.731	25.545	0	1.143	26.688	0.500	13.349	
8.880	16.787	24.667	0	1.143	25.810	0.463	12.418	
8.943	16.843	25.786	0	1.143	26.929	0.429	11.550	
8.018	16.917	25.935	0	1.143	27.078	0.397	10.753	
9.083	16.978	26.061	0	1.143	27.204	0.368	10.000	
9.158	17.053	26.211	-43.669	1.143	-16.315	0.344	-5.555	
TOTAL ->								194.273

TABLA 6.4 COSTO EJEMPLO 1, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MM/ANI	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.227	15.92	59.667	426.62	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.879	37.94	121.149	942.04	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	5.125	39.68	122.765	950.58	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	5.416	41.77	124.476	960.07	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	5.594	42.99	126.154	969.39	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	5.780	44.26	127.890	979.36	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	6.000	45.78	129.780	990.28	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	6.259	47.62	131.779	1002.52	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	6.471	49.05	133.451	1011.55	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	6.618	49.96	134.448	1014.96	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	6.769	50.91	135.399	1018.31	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	7.031	52.67	136.531	1022.77	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	7.195	53.71	137.515	1026.51	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	7.440	55.32	138.660	1031.02	0.08561	0.01675

POTENCIA	COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAN	FACTOR	COSTO
M\$	ENERGIA	M\$	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.00
0.000	0.000	0.000	36.391	0	36.391	0.8264	30.07
0.000	0.000	0.000	36.391	0	36.391	0.7513	27.34
10.656	16.081	26.737	0	1.143	27.880	0.6830	19.04
10.800	16.237	27.037	0	1.143	28.180	0.6209	17.50
10.949	16.400	27.349	0	1.143	28.492	0.5645	16.08
11.100	16.587	27.697	0	1.143	28.840	0.5132	14.80
11.282	16.792	28.074	0	1.143	29.217	0.4665	13.63
11.425	16.943	28.368	0	1.143	29.511	0.4241	12.51
11.510	17.000	28.510	0	1.143	29.653	0.3855	11.43
11.592	17.057	28.649	0	1.143	29.792	0.3505	10.44
11.688	17.131	28.819	0	1.143	29.962	0.3186	9.54
11.773	17.194	28.967	0	1.143	30.110	0.2897	8.72
11.870	17.270	29.140	-43.669	1.143	-13.386	0.2633	-3.52
TOTAL->							187.58

TABLA 6.5 COSTO EJEMPLO 1, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.227	15.92	59.667	426.620	0	0
1988	116.27	904.10	4.879	37.94	121.149	942.040	0	0
1989	117.64	910.90	5.125	39.68	122.765	950.580	0	0
1990	119.06	918.30	5.416	41.77	124.476	960.070	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	5.594	42.99	126.154	969.390	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	5.780	44.26	127.890	979.360	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	6.000	45.78	129.780	990.280	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	6.259	47.62	131.779	1002.520	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	6.471	49.05	133.451	1011.550	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	6.618	49.96	134.448	1014.960	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	6.769	50.91	135.399	1018.310	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	7.031	52.67	136.531	1022.770	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	7.195	53.71	137.515	1026.510	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	7.440	55.32	138.660	1031.020	0.10998	0.01748

COSTO TOTAL		TOTAL	COSTO	COSTO	GRAN	FACTOR	COSTO
POTENCIA	ENERGIA						
M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
0.000	0.000	0.000	0.000	0	0.000	0.893	0.000
0.000	0.000	0.000	36.391	0	36.391	0.797	29.010
0.000	0.000	0.000	36.391	0	36.391	0.712	25.903
13.690	16.782	30.472	0.000	1.143	31.615	0.636	20.091
13.874	16.945	30.819	0.000	1.143	31.962	0.567	18.135
14.065	17.119	31.184	0.000	1.143	32.327	0.507	16.377
14.273	13.310	31.583	0.000	1.143	32.726	0.452	14.800
14.493	17.524	32.017	0.000	1.143	33.160	0.404	13.393
14.677	17.682	32.359	0.000	1.143	33.502	0.361	12.080
14.787	17.741	32.528	0.000	1.143	33.671	0.322	10.842
14.891	17.800	32.691	0.000	1.143	33.834	0.288	9.727
15.016	17.878	32.894	0.000	1.143	34.037	0.257	8.737
15.124	17.943	33.067	0.000	1.143	34.210	0.229	7.840
15.250	18.022	33.272	-43.669	1.143	-9.254	0.205	-1.893

TOTAL -> 185.042

TABLA 6.6 COSTO EJEMPLO 1, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	1.755	12.55	59.195	423.250	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	2.931	22.79	119.201	926.890	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.111	24.09	120.751	934.990	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.348	25.82	122.408	944.120	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	3.465	26.63	124.025	953.030	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	3.591	27.50	125.701	962.600	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	3.742	28.55	127.522	973.050	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	3.914	29.78	129.434	984.680	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	4.067	30.83	131.047	993.330	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	4.175	31.52	132.005	996.520	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	4.292	32.28	132.922	999.680	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	4.531	33.94	134.031	1004.040	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	4.660	34.79	134.980	1007.590	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	4.861	36.14	136.081	1011.840	0.06605	0.01654

COSTO TOTAL		TOTAL M\$	COSTO INVERSION M\$	COSTO O/M M\$	GRAN TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
POTENCIA M\$	ENERGIA M\$						
0	0	0	0	0	0.000	0.9259	0.000
0	0	0	40.754	0	40.754	0.8573	34.938
0	0	0	40.754	0	40.754	0.7938	32.350
8.085	15.616	23.701	0	1.28	24.981	0.7350	18.361
8.192	15.763	23.955	0	1.28	25.235	0.6806	17.175
8.302	15.921	24.223	0	1.28	25.503	0.6302	16.072
8.423	16.094	24.517	0	1.28	25.797	0.5835	15.052
8.549	16.207	24.836	0	1.28	26.116	0.5403	14.110
8.656	16.43	25.086	0	1.28	26.366	0.5002	13.189
8.719	16.482	25.201	0	1.28	26.481	0.4632	12.266
8.779	16.535	25.314	0	1.28	26.594	0.4289	11.406
8.853	16.607	25.46	0	1.28	26.740	0.3971	10.618
8.915	16.665	25.58	0	1.28	26.860	0.3677	9.876
8.988	16.735	25.724	-48.9	1.28	-21.896	0.3405	-7.455

TOTAL -> 197.957

TABLA 6.7 COSTO EJEMPLO 2, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	1.755	12.55	59.195	423.250	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	2.931	22.79	119.201	926.890	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.111	24.09	120.751	934.990	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.348	25.82	122.408	944.120	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	3.465	26.63	124.025	953.030	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	3.591	27.50	125.701	962.600	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	3.742	28.55	127.522	973.050	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	3.914	29.78	129.434	984.680	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	4.067	30.83	131.047	993.330	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	4.175	31.52	132.005	996.520	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	4.292	32.28	132.922	999.680	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	4.531	33.94	134.031	1004.040	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	4.660	34.79	134.980	1007.590	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	4.861	36.14	136.081	1011.840	0.08561	0.01675

POTENCIA M\$	ENERGIA M\$	TOTAL M\$	COSTO INVERSION M\$	COSTO O/M M\$	GRAN TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.000
0.000	0.000	0.000	40.754	0	40.754	0.8264	33.679
0.000	0.000	0.000	40.754	0	40.754	0.7513	30.618
10.479	15.814	26.293	0	1.28	27.573	0.6830	18.832
10.618	15.963	26.581	0	1.28	27.861	0.6209	17.299
10.761	16.123	26.884	0	1.28	28.164	0.5645	15.898
10.917	16.299	27.216	0	1.28	28.496	0.5132	14.624
11.080	16.493	27.573	0	1.28	28.853	0.4665	13.460
11.219	16.638	27.857	0	1.28	29.137	0.4241	12.357
11.300	16.692	27.992	0	1.28	29.272	0.3855	11.284
11.379	16.745	28.124	0	1.28	29.404	0.3505	10.306
11.474	16.818	28.292	0	1.28	29.572	0.3186	9.421
11.556	16.877	28.433	0	1.28	29.713	0.2897	8.608
11.650	16.948	28.598	-48.900	1.28	-19.022	0.2633	-5.000

TOTAL -> 191.386

TABLA 6.8 COSTO EJEMPLO 2, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	1.755	12.55	59.195	423.250	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	2.931	22.79	119.201	926.890	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.111	24.09	120.751	934.990	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.348	25.82	122.408	944.120	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	3.465	26.63	124.025	953.030	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	3.591	27.50	125.701	962.600	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	3.742	28.55	127.522	973.050	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	3.914	29.78	129.434	984.680	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	4.067	30.83	131.047	993.330	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	4.175	31.52	132.005	996.520	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	4.292	32.28	132.922	999.680	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	4.531	33.94	134.031	1004.040	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	4.660	34.79	134.980	1007.590	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	4.861	36.14	136.081	1011.840	0.10998	0.01748

POTENCIA	COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAM	FACTOR	COSTO
M\$	ENERGIA	M\$	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.8929	0.000
0.000	0.000	0.000	40.754	0	40.754	0.7972	32.489
0.000	0.000	0.000	40.754	0	40.754	0.7118	29.000
13.462	16.500	29.962	0	1.28	31.242	0.6335	19.854
13.640	16.659	30.299	0	1.28	31.579	0.5674	17.918
13.824	16.826	30.650	0	1.28	31.930	0.5066	16.175
14.025	17.000	31.025	0	1.28	32.305	0.4523	14.611
14.235	17.212	31.447	0	1.28	32.727	0.4039	13.218
14.412	17.363	31.775	0	1.28	33.055	0.3606	11.920
14.518	17.419	31.937	0	1.28	33.217	0.3220	10.696
14.619	17.474	32.093	0	1.28	33.373	0.2875	9.594
14.740	17.550	32.290	0	1.28	33.570	0.2567	8.617
15.845	18.613	34.458	0	1.28	35.738	0.2292	8.191
15.966	18.687	34.653	-48.900	1.28	-12.967	0.2046	-2.653
TOTAL ->							189.630

TABLA 6.9 COSTO EJEMPLO 2, TASA DE ACTUALIZACION 12 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.039	14.58	59.479	425.280	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.335	25.93	119.605	930.030	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.539	27.40	121.179	938.300	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.796	29.28	122.856	947.580	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	3.938	30.26	124.498	956.660	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	4.089	31.31	126.199	966.410	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	4.269	32.57	128.049	977.070	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	4.477	34.06	129.997	988.960	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	4.660	35.32	131.640	997.820	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	4.782	36.10	132.612	1001.100	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	4.922	37.02	133.552	1004.420	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	5.175	38.77	134.675	1008.870	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	5.321	39.72	135.641	1012.520	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	5.548	41.25	136.768	1016.950	0.06605	0.01654

POTENCIA	COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAN	FACTOR	COSTO
MW	ENERGIA	MW	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	MW
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	PRESENTE	M\$
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9259	0.000
0.000	0.000	0.000	39.414	0	39.414	0.8573	33.790
0.000	0.000	0.000	39.414	0	39.414	0.7938	31.287
8.115	15.673	23.788	0	1.237	25.025	0.7350	18.393
8.223	15.823	24.046	0	1.237	25.283	0.6806	17.200
8.335	15.984	24.319	0	1.237	25.556	0.6302	16.100
8.458	16.160	24.618	0	1.237	25.855	0.5835	15.086
8.586	16.357	24.943	0	1.237	26.180	0.5403	14.145
8.695	16.504	25.199	0	1.237	26.436	0.5002	13.223
8.759	16.558	25.317	0	1.237	26.554	0.4632	12.300
8.821	16.613	25.434	0	1.237	26.671	0.4289	11.439
8.895	16.687	25.582	0	1.237	26.819	0.3971	10.650
8.959	16.747	25.706	0	1.237	26.943	0.3677	9.907
9.033	16.820	25.853	-47.297	1.237	-20.207	0.3405	-6.880
TOTAL ->							196.640

TABLA 6.10 COSTO EJEMPLO 3, TASA DE ACTUALIZACION 8 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.039	14.58	59.479	425.280	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.335	25.93	119.605	930.030	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.539	27.40	121.179	938.300	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.796	29.28	122.856	947.580	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	3.938	30.26	124.498	956.660	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	4.089	31.31	126.199	966.410	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	4.269	32.57	128.049	977.070	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	4.477	34.06	129.997	988.960	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	4.660	35.32	131.640	997.820	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	4.782	36.10	132.612	1001.100	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	4.922	37.02	133.552	1004.420	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	5.175	38.77	134.675	1008.870	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	5.321	39.72	135.641	1012.520	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	5.548	41.25	136.768	1016.950	0.08561	0.01675

POTENCIA	COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAN	FACTOR	COSTO
M\$	ENERGIA	M\$	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	PRESENTE	M\$
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.000
0.000	0.000	0.000	39.414	0	39.414	0.8264	32.572
0.000	0.000	0.000	39.414	0	39.414	0.7513	29.612
10.518	15.872	26.390	0	1.237	27.627	0.6830	18.869
10.658	16.024	26.682	0	1.237	27.919	0.6209	17.335
10.804	16.187	26.991	0	1.237	28.228	0.5645	15.935
10.962	16.366	27.328	0	1.237	28.565	0.5132	14.660
11.129	16.567	27.696	0	1.237	28.933	0.4665	13.496
11.270	16.713	27.983	0	1.237	29.220	0.4241	12.392
11.353	16.768	28.121	0	1.237	29.358	0.3855	11.317
11.433	16.824	28.257	0	1.237	29.494	0.3505	10.338
11.529	16.899	28.428	0	1.237	29.665	0.3186	9.451
11.612	16.960	28.572	0	1.237	29.809	0.2897	8.635
11.709	17.034	28.743	-47.297	1.237	-17.317	0.2633	-4.560
TOTAL ->							190.052

TABLA 6.11 COSTO EJEMPLO 3, TASA DE ACTUALIZACION 10 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.039	14.58	59.479	425.280	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.335	25.93	119.605	930.030	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.539	27.40	121.179	938.300	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.796	29.28	122.856	947.580	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	3.938	30.26	124.498	956.660	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	4.089	31.31	126.199	966.410	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	4.269	32.57	128.049	977.070	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	4.477	34.06	129.997	988.960	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	4.660	35.32	131.640	997.820	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	4.782	36.10	132.612	1001.100	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	4.922	37.02	133.552	1004.420	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	5.175	38.77	134.675	1008.870	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	5.321	39.72	135.641	1012.520	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	5.548	41.25	136.768	1016.950	0.10998	0.01748

POTENCIA	COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAM	FACTOR	COSTO
M\$	ENERGIA	M\$	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.8929	0.000
0.000	0.000	0.000	39.414	0	39.414	0.7972	31.420
0.000	0.000	0.000	39.414	0	39.414	0.7118	28.055
13.512	16.564	30.076	0	1.237	31.313	0.6355	19.900
13.692	16.722	30.414	0	1.237	31.651	0.5674	17.960
13.879	16.893	30.772	0	1.237	32.009	0.5066	16.216
14.083	17.079	31.162	0	1.237	32.399	0.4523	14.654
14.297	17.287	31.584	0	1.237	32.821	0.4039	13.256
14.478	17.442	31.920	0	1.237	33.157	0.3606	11.956
14.585	17.499	32.084	0	1.237	33.321	0.3220	10.729
14.688	17.557	32.245	0	1.237	33.482	0.2875	9.626
14.811	17.635	32.446	0	1.237	33.683	0.2567	8.646
15.918	18.699	34.617	0	1.237	35.854	0.2292	8.218
16.042	18.776	34.818	-47.297	1.237	-11.242	0.2046	-2.300

TOTAL -> 188.336

TABLA 6.12 COSTO EJEMPLO 3, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.274	16.26	59.714	426.960	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.667	28.51	119.937	932.610	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.892	30.14	121.532	941.040	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	4.168	32.15	123.228	950.450	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	4.331	33.28	124.891	959.680	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	4.504	34.49	126.614	969.590	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	4.709	35.93	128.489	980.430	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	4.948	37.64	130.468	992.540	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	5.144	38.99	132.124	1001.490	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	5.290	39.93	133.120	1004.930	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	5.444	40.94	134.074	1008.340	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	5.710	42.77	135.210	1012.870	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	5.872	43.83	136.192	1016.630	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	6.12	45.50	137.340	1021.200	0.06605	0.01654

POTENCIA	COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAN	FACTOR	COSTO
M\$	ENERGIA	M\$	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9259	0.000
0.000	0.000	0.000	39.519	0	39.519	0.8573	33.022
0.000	0.000	0.000	39.519	0	39.519	0.7938	30.576
8.139	15.720	23.859	0	1.209	25.068	0.7350	18.424
8.249	15.873	24.122	0	1.209	25.331	0.6806	17.240
8.363	16.037	24.400	0	1.209	25.609	0.6302	16.139
8.487	16.216	24.703	0	1.209	25.912	0.5835	15.120
8.617	16.417	25.034	0	1.209	26.243	0.5403	14.179
8.727	16.565	25.292	0	1.209	26.501	0.5002	13.256
8.792	16.621	25.413	0	1.209	26.622	0.4632	12.331
8.855	16.678	25.533	0	1.209	26.742	0.4289	11.470
8.930	16.753	25.683	0	1.209	26.892	0.3971	10.679
8.995	16.815	25.810	0	1.209	27.019	0.3677	9.935
9.071	16.890	25.961	-46.223	1.209	-19.053	0.3405	-6.487
TOTAL->							195.884

TABLA 6.13 COSTO EJEMPLO 4, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.274	16.26	59.714	426.960	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.667	28.51	119.937	932.610	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.892	30.14	121.532	941.040	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	4.168	32.15	123.228	950.450	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	4.331	33.28	124.891	959.680	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	4.504	34.49	126.614	969.590	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	4.709	35.93	128.489	980.430	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	4.948	37.64	130.468	992.540	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	5.144	38.99	132.124	1001.490	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	5.290	39.93	133.120	1004.930	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	5.444	40.94	134.074	1008.340	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	5.710	42.77	135.210	1012.870	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	5.872	43.83	136.192	1016.630	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	6.12	45.50	137.340	1021.200	0.08561	0.01675

POTENCIA	COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAN	FACTOR	COSTO
M\$	ENERGIA	M\$	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.000
0.000	0.000	0.000	38.519	0	38.519	0.8264	31.832
0.000	0.000	0.000	38.519	0	38.519	0.7513	28.939
10.549	15.920	26.469	0	1.209	27.678	0.6830	18.900
10.692	16.075	26.767	0	1.209	27.976	0.6209	17.370
10.839	16.240	27.079	0	1.209	28.288	0.5645	15.970
11.000	16.422	27.422	0	1.209	28.631	0.5132	14.693
11.169	16.625	27.794	0	1.209	29.003	0.4665	13.530
11.311	16.775	28.086	0	1.209	29.295	0.4241	12.424
11.396	16.832	28.228	0	1.209	29.437	0.3855	11.348
11.478	16.890	28.368	0	1.209	29.577	0.3505	10.367
11.575	16.965	28.540	0	1.209	29.749	0.3186	9.478
11.659	17.028	28.687	0	1.209	29.896	0.2897	8.660
11.758	17.105	28.863	-46.223	1.209	-16.151	0.2633	-4.252
TOTAL ->							189.259

TABLA 6.14 COSTO EJEMPLO 4, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.274	16.26	59.714	426.960	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.667	28.51	119.937	932.610	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.892	30.14	121.532	941.040	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	4.168	32.15	123.228	950.450	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	4.331	33.28	124.891	959.680	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	4.504	34.49	126.614	969.590	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	4.709	35.93	128.489	980.430	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	4.948	37.64	130.468	992.540	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	5.144	38.99	132.124	1001.490	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	5.290	39.93	133.120	1004.930	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	5.444	40.94	134.074	1008.340	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	5.710	42.77	135.210	1012.870	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	5.872	43.83	136.192	1016.630	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	6.12	45.50	137.340	1021.200	0.10998	0.01748

POTENCIA	COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAM	FACTOR	COSTO
M\$	ENERGIA	M\$	INVERSION	D/M	TOTAL	VALOR	M\$
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.8929	0.000
0.000	0.000	0.000	38.519	0	38.519	0.7972	30.707
0.000	0.000	0.000	38.519	0	38.519	0.7118	27.418
13.553	16.614	30.167	0	1.209	31.376	0.6355	19.939
13.735	16.775	30.510	0	1.209	31.719	0.5674	18.000
13.925	16.948	30.873	0	1.209	32.082	0.5066	16.252
14.131	17.138	31.269	0	1.209	32.478	0.4523	14.690
14.349	17.350	31.699	0	1.209	32.908	0.4039	13.291
14.531	17.506	32.037	0	1.209	33.246	0.3606	12.000
14.640	17.566	32.206	0	1.209	33.415	0.3220	10.760
15.745	18.626	34.371	0	1.209	35.580	0.2875	10.229
15.870	18.705	34.575	0	1.209	35.784	0.2567	9.186
15.975	18.770	34.745	0	1.209	35.954	0.2292	8.241
16.105	18.850	34.955	-46.223	1.209	-10.059	0.2046	-2.058
TOTAL ->							188.655

TABLA 6.15 COSTO EJEMPLO 4, TASA DE ACTUALIZACION 12 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	1.855	13.26	59.295	423.960	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.062	23.81	119.332	927.910	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.252	25.18	120.892	936.080	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.496	26.96	122.556	945.260	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	3.623	27.84	124.183	954.240	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	3.750	28.78	125.860	963.880	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	3.920	29.91	127.700	974.410	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	4.106	31.24	129.626	986.140	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	4.272	32.38	131.252	994.880	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	4.386	33.11	132.216	998.110	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	4.513	33.94	133.143	1001.340	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	4.755	35.62	134.255	1005.720	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	4.892	36.52	135.212	1009.320	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	5.106	37.97	136.326	1013.670	0.06605	0.01654

POTENCIA	COSTO TOTAL ENERGIA	TOTAL	COSTO INVERSION	COSTO O/M	GRAM TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9259	0.000
0.000	0.000	0.000	40.082	0	40.082	0.8573	34.362
0.000	0.000	0.000	40.082	0	40.082	0.7938	31.817
8.095	15.635	23.730	0	1.259	24.989	0.7350	18.367
8.202	15.783	23.985	0	1.259	25.244	0.6806	17.181
8.313	15.942	24.255	0	1.259	25.514	0.6302	16.079
8.434	16.117	24.551	0	1.259	25.810	0.5835	15.060
8.562	16.310	24.872	0	1.259	26.131	0.5403	14.118
8.669	16.455	25.124	0	1.259	26.383	0.5002	13.196
8.733	16.509	25.242	0	1.259	26.501	0.4632	12.275
8.794	16.562	25.356	0	1.259	26.615	0.4289	11.415
8.867	16.635	25.502	0	1.259	26.761	0.3971	10.626
8.930	16.694	25.624	0	1.259	26.883	0.3677	9.884
9.000	16.766	25.766	-48.098	1.259	-21.073	0.3405	-7.175
TOTAL ->							197.205

TABLA 6.16 COSTO EJEMPLO 5, TASA DE ACTUALIZACION 8 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	1.855	13.26	59.295	423.960	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.062	23.81	119.332	927.910	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.252	25.18	120.892	936.080	0.00000	0.00000
1990	119.06	919.30	3.496	26.96	122.556	945.260	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	3.623	27.84	124.183	954.240	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	3.750	28.78	125.860	963.880	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	3.920	29.91	127.700	974.410	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	4.106	31.24	129.626	986.140	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	4.272	32.38	131.252	994.880	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	4.386	33.11	132.216	998.110	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	4.513	33.94	133.143	1001.340	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	4.755	35.62	134.255	1005.720	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	4.892	36.52	135.212	1009.320	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	5.106	37.97	136.326	1013.670	0.08561	0.01675
	COSTO TOTAL		TOTAL	COSTO	COSTO	GRAN	FACTOR	COSTO
	POTENCIA	ENERGIA	M\$	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
	0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.000
	0.000	0.000	0.000	40.082	0	40.082	0.8264	33.123
	0.000	0.000	0.000	40.082	0	40.082	0.7513	30.113
	10.492	15.833	26.325	0	1.259	27.584	0.7830	18.840
	10.631	15.983	26.614	0	1.259	27.873	0.6209	17.306
	10.775	16.145	26.920	0	1.259	28.179	0.5645	15.900
	10.932	16.321	27.253	0	1.259	28.512	0.5132	14.632
	11.097	16.518	27.615	0	1.259	28.874	0.4665	13.470
	11.236	16.664	27.900	0	1.259	29.159	0.4241	12.366
	11.319	16.718	28.037	0	1.259	29.296	0.3855	11.293
	11.398	16.772	28.170	0	1.259	29.429	0.3505	10.314
	11.493	16.846	28.339	0	1.259	29.598	0.3186	9.430
	11.575	16.906	28.481	0	1.259	29.740	0.2897	8.616
	11.670	16.979	28.649	-48.098	1.259	-18.190	0.2633	-4.789
							TOTAL ->	190.614

TABLA 6.17 COSTO EJEMPLO 5, TASA DE ACTUALIZACION 10 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	1.855	13.26	59.295	423.960	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.062	23.81	119.332	927.910	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.252	25.18	120.892	936.080	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.496	26.96	122.556	945.260	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	3.623	27.84	124.183	954.240	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	3.750	28.78	125.860	963.880	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	3.920	29.91	127.700	974.410	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	4.106	31.24	129.626	986.140	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	4.272	32.38	131.252	994.880	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	4.386	33.11	132.216	998.110	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	4.513	33.94	133.143	1001.340	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	4.755	35.62	134.255	1005.720	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	4.892	36.52	135.212	1009.320	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	5.106	37.97	136.326	1013.670	0.10998	0.01748
	COSTO TOTAL POTENCIA	COSTO TOTAL ENERGIA	TOTAL M\$	COSTO INVERSION M\$	COSTO O/M M\$	GRAN TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
	0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.8929	0.000
	0.000	0.000	0.000	40.082	0	40.082	0.7972	31.953
	0.000	0.000	0.000	40.082	0	40.082	0.7118	28.530
	13.479	16.523	30.002	0	1.259	31.261	0.6355	19.866
	13.650	16.680	30.330	0	1.259	31.589	0.5674	17.928
	13.843	16.849	30.692	0	1.259	31.951	0.5066	16.186
	14.044	17.033	31.077	0	1.259	32.336	0.4523	14.625
	14.256	17.238	31.494	0	1.259	32.753	0.4039	13.229
	14.435	17.390	31.825	0	1.259	33.084	0.3606	11.930
	14.541	17.447	31.988	0	1.259	33.247	0.3220	10.700
	14.643	17.500	32.143	0	1.259	33.402	0.2875	9.600
	14.765	17.580	32.345	0	1.259	33.604	0.2567	8.626
	15.870	18.643	34.513	0	1.259	35.772	0.2292	8.199
	15.993	18.719	34.712	-48.098	1.259	-12.127	0.2046	-2.481
							TOTAL ->	188.891

TABLA 6.18 EJEMPLO 5, TASA DE ACTUALIZACION 12 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.130	15.23	59.570	425.930	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.446	26.79	119.716	930.890	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.658	28.32	121.298	939.220	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.923	30.26	122.983	948.560	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	4.072	31.29	124.632	957.690	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	4.232	32.41	126.342	967.510	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	4.422	33.74	128.202	978.240	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	4.641	35.30	130.161	990.200	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	4.824	36.56	131.804	999.060	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	4.959	37.43	132.789	1002.430	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	5.105	38.39	133.735	1005.790	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	5.362	40.17	134.862	1010.270	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	5.516	41.18	135.836	1013.980	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	5.749	42.75	136.969	1018.450	0.06605	0.01654
	COSTO TOTAL POTENCIA M\$	COSTO TOTAL ENERGIA M\$	TOTAL M\$	COSTO INVERSION M\$	COSTO O/M M\$	GRAN TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
	0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9259	0.000
	0.000	0.000	0.000	38.934	0	38.934	0.8573	33.378
	0.000	0.000	0.000	38.934	0	38.934	0.7938	30.900
	8.123	15.689	23.812	0	1.222	25.034	0.7350	18.400
	8.232	15.840	24.072	0	1.222	25.294	0.6806	17.215
	8.345	16.000	24.345	0	1.222	25.567	0.6302	16.112
	8.468	16.180	24.648	0	1.222	25.870	0.5835	15.095
	8.597	16.378	24.975	0	1.222	26.197	0.5403	14.154
	8.706	16.524	25.230	0	1.222	26.452	0.5002	13.230
	8.770	16.580	25.350	0	1.222	26.572	0.4632	12.300
	8.833	16.636	25.469	0	1.222	26.691	0.4289	11.447
	8.908	16.710	25.618	0	1.222	26.840	0.3971	10.658
	8.972	16.771	25.743	0	1.222	26.965	0.3677	9.915
	9.047	16.845	25.892	-46.720	1.222	-19.606	0.3405	-6.676
							TOTAL ->	196.128

TABLA 6.19 COSTO EJEMPLO 6, TASA DE ACTUALIZACION 8 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.130	15.23	59.570	425.930	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.446	26.79	119.716	930.890	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.658	28.32	121.298	939.220	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.923	30.26	122.983	948.560	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	4.072	31.29	124.632	957.690	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	4.232	32.41	126.342	967.510	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	4.422	33.74	128.202	978.240	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	4.641	35.30	130.161	990.200	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	4.824	36.56	131.804	999.060	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	4.959	37.43	132.789	1002.430	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	5.105	38.39	133.735	1005.790	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	5.362	40.17	134.862	1010.270	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	5.516	41.18	135.836	1013.980	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	5.749	42.75	136.969	1018.450	0.08561	0.01675
	COSTO TOTAL POTENCIA	TOTAL ENERGIA	TOTAL M\$	COSTO INVERSION	COSTO O/M	GRAN TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
	M\$	M\$		M\$	M\$	M\$		
	0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.000
	0.000	0.000	0.000	38.934	0	38.934	0.8264	32.175
	0.000	0.000	0.000	38.934	0	38.934	0.7513	29.250
	10.529	15.888	26.417	0	1.222	27.639	0.6830	18.877
	10.670	16.041	26.711	0	1.222	27.933	0.6209	17.343
	10.816	16.206	27.022	0	1.222	28.244	0.5645	15.943
	10.975	16.385	27.360	0	1.222	28.582	0.5132	14.668
	11.143	16.586	27.729	0	1.222	28.951	0.4665	13.500
	11.284	16.734	28.018	0	1.222	29.240	0.4241	12.400
	11.368	16.790	28.158	0	1.222	29.380	0.3855	11.326
	11.449	16.847	28.296	0	1.222	29.518	0.3505	10.346
	11.545	16.922	28.467	0	1.222	29.689	0.3186	9.459
	11.629	16.984	28.613	0	1.222	29.835	0.2897	8.643
	11.726	17.059	28.785	-46.720	1.222	-16.713	0.2633	-4.400
							TOTAL ->	189.530

TABLA 6.20 COSTO EJEMPLO 6, TASA DE ACTUALIZACION 10 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.130	15.23	59.570	425.930	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	3.446	26.79	119.716	930.890	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	3.658	28.32	121.298	939.220	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	3.923	30.26	122.983	948.560	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	4.072	31.29	124.632	957.690	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	4.232	32.41	126.342	967.510	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	4.422	33.74	128.202	978.240	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	4.641	35.30	130.161	990.200	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	4.824	36.56	131.804	999.060	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	4.959	37.43	132.789	1002.430	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	5.105	38.39	133.735	1005.790	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	5.362	40.17	134.862	1010.270	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	5.516	41.18	135.836	1013.980	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	5.749	42.75	136.969	1018.450	0.10998	0.01748

POTENCIA	COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAM	FACTOR	COSTO
M\$	ENERGIA	M\$	INVERSION	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.8929	0.000
0.000	0.000	0.000	38.934	0	38.934	0.7972	31.038
0.000	0.000	0.000	38.934	0	38.934	0.7118	27.713
13.526	16.580	30.106	0	1.222	31.328	0.6355	19.900
13.707	16.74	30.447	0	1.222	31.669	0.5674	17.969
13.895	16.912	30.807	0	1.222	32.029	0.5066	16.226
14.100	17.100	31.200	0	1.222	32.422	0.4523	14.664
14.315	17.309	31.624	0	1.222	32.846	0.4039	13.266
14.496	17.463	31.959	0	1.222	33.181	0.3606	11.965
14.604	17.522	32.126	0	1.222	33.348	0.3220	10.738
14.708	17.581	32.289	0	1.222	33.511	0.2875	9.634
14.832	17.660	32.492	0	1.222	33.714	0.2567	8.654
15.939	18.724	34.663	0	1.222	35.885	0.2292	8.225
16.064	18.802	34.866	-46.720	1.222	-10.632	0.2046	-2.175
TOTAL ->							187.817

TABLA 6.21 COSTO EJEMPLO 6, TASA DE ACTUALIZACION 12 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.029	14.50	59.469	425.200	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.005	31.14	120.275	935.240	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	4.219	32.67	121.859	943.570	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	4.486	34.60	123.546	952.900	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	4.634	35.60	125.194	962.000	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	4.789	36.67	126.899	971.770	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	4.975	37.96	128.755	982.460	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	5.191	39.49	130.711	994.390	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	5.382	40.80	132.362	1003.300	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	5.510	41.60	133.340	1006.600	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	5.643	42.44	134.273	1009.840	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	5.894	44.15	135.394	1014.250	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	6.045	45.12	136.365	1017.920	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	6.269	46.61	137.489	1022.310	0.06605	0.01654

POTENCIA M\$	COSTO TOTAL ENERGIA M\$	TOTAL M\$	COSTO INVERSION M\$	COSTO O/M M\$	GRAN TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
0.000	0.000	0.000	38.906	0	38.906	0.8573	33.354
0.000	0.000	0.000	38.906	0	38.906	0.7938	30.883
8.160	15.760	23.920	0	1.222	25.142	0.7350	18.479
8.269	15.912	24.181	0	1.222	25.403	0.6806	17.289
8.382	16.073	24.455	0	1.222	25.677	0.6302	16.181
8.504	16.250	24.754	0	1.222	25.976	0.5835	15.157
8.633	16.447	25.080	0	1.222	26.302	0.5403	14.210
8.742	16.594	25.336	0	1.222	26.558	0.5002	13.284
8.807	16.649	25.456	0	1.222	26.678	0.4632	12.357
8.869	16.700	25.569	0	1.222	26.791	0.4289	11.490
8.943	16.776	25.719	0	1.222	26.941	0.3971	10.698
9.000	16.836	25.836	0	1.222	27.058	0.3677	9.950
9.081	16.909	25.990	-46.687	1.222	-19.475	0.3405	-6.631
TOTAL ->							196.701

TABLA 6.22 COSTO EJEMPLO 7, TASA DE ACTUALIZACION 8 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GMH	MW	GMH	MW	GMH	M\$/MW/AÑO	M\$/GMH
1987	57.44	410.70	2.029	14.50	59.469	425.200	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.005	31.14	120.275	935.240	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	4.219	32.67	121.859	943.570	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	4.486	34.60	123.546	952.900	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	4.634	35.60	125.194	962.000	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	4.789	36.67	126.899	971.770	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	4.975	37.96	128.755	982.460	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	5.191	39.49	130.711	994.390	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	5.382	40.80	132.362	1003.300	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	5.510	41.60	133.340	1006.600	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	5.643	42.44	134.273	1009.840	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	5.894	44.15	135.394	1014.250	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	6.045	45.12	136.365	1017.920	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	6.269	46.61	137.489	1022.310	0.08561	0.01675

POTENCIA	COSTO TOTAL ENERGIA	TOTAL M\$	COSTO INVERSION	COSTO O/M	GRAM TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.000
0.000	0.000	0.000	38.906	0	38.906	0.8264	32.152
0.000	0.000	0.000	38.906	0	38.906	0.7513	29.230
10.577	15.961	26.538	0	1.222	27.760	0.6830	18.960
10.718	16.114	26.832	0	1.222	28.054	0.6209	17.419
10.864	16.277	27.141	0	1.222	28.363	0.5645	16.000
11.023	16.456	27.479	0	1.222	28.701	0.5132	14.730
11.190	16.656	27.846	0	1.222	29.068	0.4665	13.560
11.331	16.805	28.136	0	1.222	29.358	0.4241	12.450
11.415	16.860	28.275	0	1.222	29.497	0.3855	11.371
11.495	16.910	28.405	0	1.222	29.627	0.3505	10.384
11.591	16.990	28.581	0	1.222	29.803	0.3186	9.495
11.674	17.050	28.724	0	1.222	29.946	0.2897	8.675
11.770	17.124	28.894	-46.687	1.222	-16.571	0.2633	-4.363
TOTAL ->							190.063

TABLA 6.23 COSTO EJEMPLO 7, TASA DE ACTUALIZACION 10 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.029	14.50	59.469	425.200	0.10998	0.01748
1988	116.27	904.10	4.005	31.14	120.275	935.240	0.10998	0.01748
1989	117.64	910.90	4.219	32.67	121.859	943.570	0.10998	0.01748
1990	119.06	918.30	4.486	34.60	123.546	952.900	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	4.634	35.60	125.194	962.000	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	4.789	36.67	126.899	971.770	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	4.975	37.96	128.755	982.460	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	5.191	39.49	130.711	994.390	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	5.382	40.80	132.362	1003.300	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	5.510	41.60	133.340	1006.600	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	5.643	42.44	134.273	1009.840	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	5.894	44.15	135.394	1014.250	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	6.045	45.12	136.365	1017.920	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	6.269	46.61	137.489	1022.310	0.10998	0.01748

POTENCIA	COSTO TOTAL ENERGIA	TOTAL M\$	COSTO INVERSION	COSTO O/M	GRAM TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9929	0.000
0.000	0.000	0.000	38.906	0	38.906	0.7972	31.016
0.000	0.000	0.000	38.906	0	38.906	0.7118	27.693
13.588	16.657	30.245	0	1.222	31.467	0.6355	19.997
13.769	16.816	30.585	0	1.222	31.807	0.5674	18.047
13.956	16.986	30.942	0	1.222	32.164	0.5066	16.294
14.160	17.173	31.333	0	1.222	32.555	0.4523	14.724
14.375	17.382	31.757	0	1.222	32.979	0.4039	13.320
14.557	17.538	32.095	0	1.222	33.317	0.3606	12.000
14.665	17.595	32.260	0	1.222	33.482	0.3220	10.781
14.767	17.652	32.419	0	1.222	33.641	0.2875	9.671
14.890	17.729	32.619	0	1.222	33.841	0.2567	8.687
14.997	17.793	32.790	0	1.222	34.012	0.2292	7.795
15.121	17.870	32.991	-46.687	1.222	-12.474	0.2046	-2.552

TOTAL -> 187.473

TABLA 6.24 COSTO EJEMPLO 7, TASA DE ACTUALIZACION 12 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.458	17.57	59.898	428.270	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.988	38.79	121.258	942.890	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	5.246	40.62	122.886	951.520	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	5.552	42.82	124.612	961.120	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	5.745	44.14	126.305	970.540	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	5.946	45.53	128.056	980.630	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	6.183	47.18	129.963	991.680	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	6.462	49.16	131.982	1004.060	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	6.692	50.72	133.672	1013.220	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	6.852	51.73	134.682	1016.730	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	7.018	52.78	135.648	1020.180	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	7.300	54.69	136.800	1024.790	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	7.476	55.80	137.796	1028.600	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	7.742	57.56	138.962	1033.260	0.06605	0.01654

COSTO TOTAL		TOTAL	COSTO	COSTO	GRAN	FACTOR	COSTO
POTENCIA	ENERGIA						
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9259	0.000
0.000	0.000	0.000	36.769	0	36.769	0.8573	31.522
0.000	0.000	0.000	36.769	0	36.769	0.7938	29.187
8.230	15.897	24.127	0	1.154	25.281	0.7350	18.581
8.342	16.05	24.392	0	1.154	25.546	0.6806	17.386
8.458	16.220	24.678	0	1.154	25.832	0.6302	16.279
8.584	16.400	24.984	0	1.154	26.138	0.5835	15.251
8.717	16.607	25.324	0	1.154	26.478	0.5403	14.300
8.829	16.759	25.588	0	1.154	26.742	0.5002	13.376
8.896	16.817	25.713	0	1.154	26.867	0.4632	12.444
8.960	16.874	25.834	0	1.154	26.988	0.4289	11.575
9.035	16.950	25.985	0	1.154	27.139	0.3971	10.777
9.100	17.010	26.110	0	1.154	27.264	0.3677	10.000
9.178	17.09	26.268	-44.123	1.154	-16.701	0.3405	-5.686
TOTAL ->							194.992

TABLA 6.25 COSTO EJEMPLO 8, TASA DE ACTUALIZACION 8 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.458	17.57	59.898	428.270	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.988	38.79	121.258	942.890	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	5.246	40.62	122.886	951.520	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	5.552	42.82	124.612	961.120	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	5.745	44.14	126.305	970.540	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	5.946	45.53	128.056	980.630	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	6.183	47.18	129.963	991.680	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	6.462	49.16	131.982	1004.060	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	6.692	50.72	133.672	1013.220	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	6.852	51.73	134.682	1016.730	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	7.018	52.78	135.648	1020.180	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	7.300	54.69	136.800	1024.790	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	7.476	55.80	137.796	1028.600	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	7.742	57.56	138.962	1033.260	0.08561	0.01675

COSTO TOTAL POTENCIA	COSTO TOTAL ENERGIA	TOTAL M\$	COSTO INVERSION	COSTO O/M	GRAM TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.000
0.000	0.000	0.000	36.769	0	36.769	0.8264	30.386
0.000	0.000	0.000	36.769	0	36.769	0.7513	27.624
10.668	16.099	26.767	0	1.154	27.921	0.6830	19.070
10.813	16.256	27.069	0	1.154	28.223	0.6209	17.523
10.963	16.425	27.388	0	1.154	28.542	0.5645	16.111
11.126	16.610	27.736	0	1.154	28.890	0.5132	14.826
11.299	16.818	28.117	0	1.154	29.271	0.4665	13.654
11.444	16.971	28.415	0	1.154	29.569	0.4241	12.540
11.530	17.030	28.560	0	1.154	29.714	0.3855	11.450
11.613	17.088	28.701	0	1.154	29.855	0.3505	10.464
11.711	17.165	28.876	0	1.154	30.030	0.3186	9.567
11.797	17.229	29.026	0	1.154	30.180	0.2897	8.743
11.897	17.307	29.204	-44.123	1.154	-13.765	0.2633	-3.624
TOTAL ->							188.334

TABLA 6.26 COSTO EJEMPLO 8, TASA DE ACTUALIZACION 10 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GMH	MW	GMH	MW	GMH	M\$/MW/AÑO	M\$/GMH
1987	57.44	410.70	2.458	17.57	59.898	428.270	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.988	38.79	121.258	942.890	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	5.246	40.62	122.886	951.520	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	5.552	42.82	124.612	961.120	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	5.745	44.14	126.305	970.540	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	5.946	45.53	128.056	980.630	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	6.183	47.18	129.963	991.680	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	6.462	49.16	131.982	1004.060	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	6.692	50.72	133.672	1013.220	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	6.852	51.73	134.682	1016.730	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	7.018	52.78	135.648	1020.180	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	7.300	54.69	136.800	1024.790	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	7.476	55.80	137.796	1028.600	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	7.742	57.56	138.962	1033.260	0.10998	0.01748

COSTO TOTAL POTENCIA	COSTO TOTAL ENERGIA	TOTAL M\$	COSTO INVERSION	COSTO O/M	GRAN TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.8929	0.000
0.000	0.000	0.000	36.769	0	36.769	0.7972	29.312
0.000	0.000	0.000	36.769	0	36.769	0.7118	26.172
13.705	16.800	30.505	0	1.154	31.659	0.6355	20.119
13.891	16.965	30.856	0	1.154	32.010	0.5674	18.162
14.083	17.141	31.224	0	1.154	32.378	0.5066	16.400
14.293	17.334	31.627	0	1.154	32.781	0.4523	14.827
14.515	17.550	32.065	0	1.154	33.219	0.4039	13.417
14.700	17.711	32.411	0	1.154	33.565	0.3606	12.100
14.810	17.772	32.582	0	1.154	33.736	0.3220	10.863
14.918	17.832	32.750	0	1.154	33.904	0.2875	9.747
15.045	17.913	32.958	0	1.154	34.112	0.2567	8.756
16.155	18.980	35.135	0	1.154	36.289	0.2292	8.317
16.283	19.061	35.344	-44.123	1.154	-7.625	0.2046	-1.560
TOTAL ->							186.632

TABLA 6.27 COSTO EJEMPLO 8, TASA DE ACTUALIZACION 12 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.174	15.54	59.614	426.240	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.306	33.48	120.576	937.580	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	4.534	35.11	122.174	946.010	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	4.813	37.12	123.873	955.420	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	4.976	38.24	125.536	964.640	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	5.147	39.41	127.257	974.510	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	5.351	40.83	129.131	985.330	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	5.587	42.50	131.107	997.400	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	5.797	43.94	132.777	1006.440	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	5.935	44.80	133.765	1009.800	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	6.081	45.73	134.711	1013.130	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	6.343	47.52	135.843	1017.620	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	6.500	48.52	136.820	1021.320	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	6.74	50.11	137.960	1025.810	0.06605	0.01654

COSTO POTENCIA	TOTAL ENERGIA	TOTAL M\$	COSTO INVERSION	COSTO O/M	GRAN TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
0.000	0	0	0	0	0.000	0.9259	0.000
0.000	0	0	37.481	0	37.481	0.8573	32.132
0.000	0	0	37.481	0	37.481	0.7938	29.752
8.182	15.8	23.982	0	1.177	25.159	0.7350	18.492
8.292	15.955	24.247	0	1.177	25.424	0.6806	17.300
8.405	16.118	24.523	0	1.177	25.700	0.6302	16.196
8.529	16.297	24.826	0	1.177	26.003	0.5835	15.172
8.660	16.497	25.157	0	1.177	26.334	0.5403	14.228
8.770	16.646	25.416	0	1.177	26.593	0.5002	13.300
8.835	16.7	25.535	0	1.177	26.712	0.4632	12.373
8.898	16.757	25.655	0	1.177	26.832	0.4289	11.508
8.972	16.831	25.803	0	1.177	26.980	0.3971	10.713
9.037	16.893	25.93	0	1.177	27.107	0.3677	9.967
9.112	16.967	26.079	-44.977	1.177	-17.721	0.3405	-6.034
TOTAL ->							195.099

TABLA 6.28 COSTO EJEMPLO 9, TASA DE ACTUALIZACION 8 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.174	15.54	59.614	426.240	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.306	33.48	120.576	937.580	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	4.534	35.11	122.174	946.010	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	4.813	37.12	123.873	955.420	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	4.976	38.24	125.536	964.640	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	5.147	39.41	127.257	974.510	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	5.351	40.83	129.131	985.330	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	5.587	42.50	131.107	997.400	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	5.797	43.94	132.777	1006.440	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	5.935	44.80	133.765	1009.800	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	6.081	45.73	134.711	1013.130	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	6.343	47.52	135.843	1017.620	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	6.500	48.52	136.820	1021.320	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	6.74	50.11	137.960	1025.810	0.08561	0.01675

COSTO TOTAL		TOTAL	COSTO	COSTO	GRAN	FACTOR	COSTO
POTENCIA	ENERGIA						
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.000
0.000	0.000	0.000	37.481	0	37.481	0.8264	30.974
0.000	0.000	0.000	37.481	0	37.481	0.7513	28.159
10.600	16.000	26.600	0	1.177	27.777	0.6830	18.971
10.747	16.158	26.905	0	1.177	28.082	0.6209	17.436
10.894	16.323	27.217	0	1.177	28.394	0.5645	16.028
11.055	16.500	27.555	0	1.177	28.732	0.5132	14.745
11.224	16.700	27.924	0	1.177	29.101	0.4665	13.575
11.367	16.858	28.225	0	1.177	29.402	0.4241	12.469
11.452	17.914	29.366	0	1.177	30.543	0.3855	11.388
11.533	17.970	29.503	0	1.177	30.680	0.3505	10.400
11.630	17.045	28.675	0	1.177	29.852	0.3186	9.510
11.713	17.100	28.813	0	1.177	29.990	0.2897	8.688
11.810	17.182	28.992	-44.977	1.177	-14.808	0.2633	-3.899

TOTAL -> 188.444

TABLA 6.29 COSTO EJEMPLO 9, TASA DE ACTUALIZACION 10 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GMH	MW	GMH	MW	GMH	M\$/MN/AÑO	M\$/GMH
1987	57.44	410.70	2.174	15.54	59.614	426.240	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	4.306	33.48	120.576	937.580	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	4.534	35.11	122.174	946.010	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	4.813	37.20	123.873	955.500	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	4.976	38.24	125.536	964.640	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	5.147	39.41	127.257	974.510	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	5.351	40.83	129.131	985.330	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	5.587	42.50	131.107	997.400	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	5.797	43.94	132.777	1006.440	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	5.935	44.80	133.765	1009.800	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	6.081	45.73	134.711	1013.130	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	6.343	47.52	135.843	1017.620	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	6.500	48.52	136.820	1021.320	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	6.74	50.11	137.960	1025.810	0.10998	0.01748

COSTO TOTAL		TOTAL M\$	COSTO INVERSION	COSTO D/M	GRAN TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
POTENCIA	ENERGIA						
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.8929	0.000
0.000	0.000	0.000	37.481	0	37.481	0.7972	29.880
0.000	0.000	0.000	37.481	0	37.481	0.7118	26.680
13.623	16.700	30.323	0	1.177	31.500	0.6355	20.000
13.806	16.862	30.668	0	1.177	31.845	0.5674	18.069
13.996	17.030	31.026	0	1.177	32.203	0.5066	16.314
14.200	17.223	31.423	0	1.177	32.600	0.4523	14.745
14.420	17.434	31.854	0	1.177	33.031	0.4039	13.341
14.600	17.592	32.192	0	1.177	33.369	0.3606	12.032
14.711	17.651	32.362	0	1.177	33.539	0.3220	10.800
14.815	17.710	32.525	0	1.177	33.702	0.2875	9.689
14.940	17.788	32.728	0	1.177	33.905	0.2567	8.703
16.050	18.853	34.903	0	1.177	36.080	0.2292	8.270
16.173	18.931	35.104	-44.977	1.177	-8.696	0.2046	-1.779

TOTAL -> 186.744

TABLA 6.30 COSTO EJEMPLO 9, TASA DE ACTUALIZACION 12 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.547	18.21	59.987	428.910	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	5.110	39.73	121.380	943.830	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	5.372	41.60	123.012	952.500	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	5.683	43.83	124.743	962.130	0.06605	0.01654
1991	120.56	926.40	5.889	45.25	126.449	971.650	0.06605	0.01654
1992	122.11	935.10	6.097	46.70	128.207	981.800	0.06605	0.01654
1993	123.78	944.50	6.351	48.46	130.131	992.960	0.06605	0.01654
1994	125.52	954.90	6.645	50.55	132.165	1005.450	0.06605	0.01654
1995	126.98	962.50	6.885	52.19	133.865	1014.690	0.06605	0.01654
1996	127.83	965.00	7.055	53.26	134.885	1018.260	0.06605	0.01654
1997	128.63	967.40	7.228	54.36	135.858	1021.760	0.06605	0.01654
1998	129.50	970.10	7.519	56.32	137.019	1026.420	0.06605	0.01654
1999	130.32	972.80	7.702	57.49	138.022	1030.290	0.06605	0.01654
2000	131.22	975.70	7.979	59.33	139.199	1035.030	0.06605	0.01654

COSTO TOTAL	TOTAL	COSTO	COSTO	GRAM	FACTOR	COSTO
POTENCIA	ENERGIA	M\$	INVERSION	O/M	VALOR	M\$
					PRESENTE	
0.000	0.000	0.000	0	0	0.9259	0.000
0.000	0.000	0.000	36.292	0	0.8573	31.113
0.000	0.000	0.000	36.292	0	0.7938	28.800
8.239	15.914	24.153	0	1.14	0.7350	18.590
8.352	16.071	24.423	0	1.14	0.6806	17.398
8.468	16.239	24.707	0	1.14	0.6302	16.289
8.595	16.423	25.018	0	1.14	0.5835	15.263
8.729	16.630	25.359	0	1.14	0.5403	14.317
8.842	16.783	25.625	0	1.14	0.5002	13.388
8.909	16.842	25.751	0	1.14	0.4632	12.456
8.973	16.900	25.873	0	1.14	0.4289	11.586
8.050	16.977	25.027	0	1.14	0.3971	10.788
9.116	17.040	26.156	0	1.14	0.3677	10.036
9.194	17.119	26.313	-43.550	1.14	0.3405	-5.481
TOTAL ->						194.543

TABLA 6.31 COSTO EJEMPLO 10, TASA DE ACTUALIZACION 8 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.547	18.21	59.987	428.910	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	5.110	39.73	121.380	943.830	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	5.372	41.60	123.012	952.500	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	5.683	43.83	124.743	962.130	0.08561	0.01675
1991	120.56	926.40	5.889	45.25	126.449	971.650	0.08561	0.01675
1992	122.11	935.10	6.097	46.70	128.207	981.800	0.08561	0.01675
1993	123.78	944.50	6.351	48.46	130.131	992.960	0.08561	0.01675
1994	125.52	954.90	6.645	50.55	132.165	1005.450	0.08561	0.01675
1995	126.98	962.50	6.885	52.19	133.865	1014.690	0.08561	0.01675
1996	127.83	965.00	7.055	53.26	134.885	1018.260	0.08561	0.01675
1997	128.63	967.40	7.228	54.36	135.858	1021.760	0.08561	0.01675
1998	129.50	970.10	7.519	56.32	137.019	1026.420	0.08561	0.01675
1999	130.32	972.80	7.702	57.49	138.022	1030.290	0.08561	0.01675
2000	131.22	975.70	7.979	59.33	139.199	1035.030	0.08561	0.01675

COSTO POTENCIA	TOTAL ENERGIA	TOTAL M\$	COSTO INVERSION	COSTO O/M	GRAN TOTAL	COSTO PRESENTE		
						FACTOR VALOR	COSTO M\$	
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.9091	0.000	
0.000	0.000	0.000	36.292	0	36.292	0.8264	29.990	
0.000	0.000	0.000	36.292	0	36.292	0.7513	27.266	
10.679	16.116	26.795	0	1.14	27.935	0.6830	19.080	
10.825	16.275	27.100	0	1.14	28.240	0.6209	17.534	
10.976	16.445	27.421	0	1.14	28.561	0.5645	16.122	
11.140	16.632	27.772	0	1.14	28.912	0.5132	14.837	
11.315	16.841	28.156	0	1.14	29.296	0.4665	13.666	
11.460	16.996	28.456	0	1.14	29.596	0.4241	12.551	
11.547	17.056	28.603	0	1.14	29.743	0.3855	11.466	
11.630	17.114	28.744	0	1.14	29.884	0.3505	10.474	
11.730	17.192	28.922	0	1.14	30.062	0.3186	9.577	
11.816	17.257	29.073	0	1.14	30.213	0.2897	8.572	
11.917	17.337	29.254	-43.550	1.14	-13.156	0.2633	-3.464	
TOTAL ->							187.671	

TABLA 6.32 COSTO EJEMPLO 10, TASA DE ACTUALIZACION 10 %

AÑO	DEMANDA		PERDIDA		TOTAL		COSTO ELECTRICIDAD	
	MW	GWH	MW	GWH	MW	GWH	M\$/MW/AÑO	M\$/GWH
1987	57.44	410.70	2.547	18.21	59.987	428.910	0.00000	0.00000
1988	116.27	904.10	5.110	39.73	121.380	943.830	0.00000	0.00000
1989	117.64	910.90	5.372	41.60	123.012	952.500	0.00000	0.00000
1990	119.06	918.30	5.683	43.83	124.743	962.130	0.10998	0.01748
1991	120.56	926.40	5.889	45.25	126.449	971.650	0.10998	0.01748
1992	122.11	935.10	6.097	46.70	128.207	981.800	0.10998	0.01748
1993	123.78	944.50	6.351	48.46	130.131	992.960	0.10998	0.01748
1994	125.52	954.90	6.645	50.55	132.165	1005.450	0.10998	0.01748
1995	126.98	962.50	6.885	52.19	133.865	1014.690	0.10998	0.01748
1996	127.83	965.00	7.055	53.26	134.885	1018.260	0.10998	0.01748
1997	128.63	967.40	7.228	54.36	135.858	1021.760	0.10998	0.01748
1998	129.50	970.10	7.519	56.32	137.019	1026.420	0.10998	0.01748
1999	130.32	972.80	7.702	57.49	138.022	1030.290	0.10998	0.01748
2000	131.22	975.70	7.979	59.33	139.199	1035.030	0.10998	0.01748

POTENCIA	COSTO TOTAL ENERGIA	TOTAL M\$	COSTO INVERSION	COSTO O/M	GRAM TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	COSTO M\$
0.000	0.000	0.000	0	0	0.000	0.8929	0
0.000	0.000	0.000	36.292	0	36.292	0.7972	28.932
0.000	0.000	0.000	36.292	0	36.292	0.7118	25.832
13.719	16.818	30.537	0	1.14	31.677	0.6355	20.130
13.907	16.984	30.891	0	1.14	32.031	0.5674	18.174
14.100	17.162	31.262	0	1.14	32.402	0.5066	16.414
14.312	17.357	31.669	0	1.14	32.809	0.4523	14.839
14.535	17.575	32.110	0	1.14	33.250	0.4039	13.430
14.722	17.737	32.459	0	1.14	33.599	0.3606	12.116
14.834	17.800	32.634	0	1.14	33.774	0.3220	10.875
14.941	17.860	32.801	0	1.14	33.941	0.2875	9.758
15.069	17.942	33.011	0	1.14	34.151	0.2567	8.766
15.180	18.000	33.180	0	1.14	34.320	0.2292	7.866
15.309	18.092	33.401	-43.550	1.14	-9.009	0.2046	-1.843
TOTAL ->							185.289

TABLA 6.33 COSTO EJEMPLD 10, TASA DE ACTUALIZACION 12 %

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO TOTAL		TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIO M\$
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA						
				M\$	M\$						
2.3	20.18	47.3	414.38	0	0	0	0	0	0	0.9259	0.000
2.3	20.18	47.3	414.38	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8573	4.470
2.3	20.18	47.3	414.38	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	34.517	0.7350	25.370
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	34.847	0.6806	23.720
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	35.157	0.6302	22.156
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	35.497	0.5835	20.712
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	35.817	0.5403	19.352
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	36.167	0.5002	18.090
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	36.557	0.4632	16.933
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	36.927	0.4289	15.838
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	37.337	0.3971	14.826
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	0	2.917	37.707	0.3677	13.865
2.3	20.18	47.3	414.38	3.12	6.85	9.97	-6.258	2.917	31.869	0.3405	10.851
TOTAL:											210.323

TABLA 6.34 BENEFICIO EJEMPLO 1, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T MWH	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

PERDIDAS		TOTAL		COSTO	TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAN	FACTOR	BENEFICIO
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	ADIC.	D/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
2.3	20.18	47.3	414.38	0	0	0	0	0	0	0.9091	0.000
2.3	20.18	47.3	414.38	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
2.3	20.18	47.3	414.38	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.918
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	35.537	0.6830	24.272
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	35.867	0.6209	22.270
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	36.177	0.5645	20.422
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	36.517	0.5132	18.740
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	36.837	0.4665	17.184
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	37.187	0.4241	15.771
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	37.577	0.3855	14.486
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	37.947	0.3505	13.300
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	38.357	0.3186	12.220
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	0	2.917	38.727	0.2897	11.220
2.3	20.18	47.3	414.38	4.05	6.94	10.99	-6.258	2.917	32.889	0.2633	8.660
TOTAL:											186.773

TABLA 6.35 BENEFICIO EJEMPLO I, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO TOTAL		TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO D/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA M\$	ENERGIA M\$						
2.3	20.18	47.3	414.38	0	0	0	0	0	0	0.8929	0.000
2.3	20.18	47.3	414.38	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.157
2.3	20.18	47.3	414.38	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.712
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	36.987	0.6355	23.500
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	37.317	0.5674	21.174
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	37.627	0.5066	19.062
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	37.967	0.4523	17.172
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	38.287	0.4039	15.464
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	38.637	0.3606	13.932
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	39.027	0.3220	12.567
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	39.397	0.2875	11.327
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	39.807	0.2567	10.220
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	0	2.917	40.177	0.2292	9.210
2.3	20.18	47.3	414.38	5.2	7.24	12.44	-6.258	2.917	34.339	0.2046	7.026
TOTAL:											168.523

TABLA 6.36 BENEFICIO EJEMPLO 1, TASA DE ACTUALIZACIÓ 12%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO TOTAL		TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAN TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MM	GWH	MM	GWH	POTENCIA M\$	ENERGIA M\$						
1.49	13.01	46.49	407.21	0	0						
1.49	13.01	46.49	407.21	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8573	4.471
1.49	13.01	46.49	407.21	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	34.347	0.7350	25.245
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	34.677	0.6806	23.600
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	34.987	0.6302	22.050
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	35.327	0.5835	20.613
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	35.647	0.5403	19.260
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	35.997	0.5002	18.000
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	36.387	0.4632	16.854
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	36.757	0.4289	15.765
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	37.167	0.3971	14.760
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	0	2.917	37.537	0.3677	13.800
1.49	13.01	46.49	407.21	3.07	6.73	9.8	-6.258	2.917	31.699	0.3405	10.793
TOTAL:											209.351

TABLA 6.37 BENEFICIO EJEMPLO 2; TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO	TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIOS
MM	GWH	MM	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	ADIC.	D/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.49	13.01	46.49	407.21	0	0	0	0	0	0	0.9091	0.000
1.49	13.01	46.49	407.21	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
1.49	13.01	46.49	407.21	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.920
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	35.347	0.6830	24.142
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	35.677	0.6209	22.152
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	35.987	0.5645	20.315
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	36.327	0.5132	18.643
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	36.647	0.4665	17.096
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	36.997	0.4241	15.690
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	37.387	0.3855	14.413
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	37.757	0.3505	13.234
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	38.167	0.3186	12.160
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	0	2.917	38.537	0.2897	11.164
1.49	13.01	46.49	407.21	3.98	6.82	10.8	-6.258	2.917	32.699	0.2633	8.610
TOTAL:											185.849

TABLA 6.38 BENEFICIO EJEMPLO 2, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIO
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	M\$	ADIC.	D/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$			M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.49	13.01	46.49	407.21	0	0	0	0	0	0	0	0.8929	0.000
1.49	13.01	46.49	407.21	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.160
1.49	13.01	46.49	407.21	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.712
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	36.777	0.6355	23.372	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	37.107	0.5674	21.054	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	37.417	0.5066	18.955	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	37.757	0.4523	17.077	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	38.077	0.4039	15.380	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	38.427	0.3606	13.857	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	38.817	0.3220	12.500	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	38.187	0.2875	11.266	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	39.597	0.2567	10.164	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	0	2.917	39.967	0.2292	9.160	
1.49	13.01	46.49	407.21	5.11	7.12	12.23	-6.258	2.917	34.129	0.2046	6.983	
TOTAL:											167.640	

TABLA 6.39 BENEFICIO EJEMPLO 2, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T M\$	EXCLUSIVA M\$
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

PERDIDAS		TOTAL		COSTO		TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIOS
M\$	GMH	M\$	GMH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	M\$	ADIC.	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$			M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.87	14.86	46.7	409.06	0	0	0	0	0	0	0	0.9259	0.000
1.87	14.86	46.7	409.06	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8573	4.470
1.87	14.86	46.7	409.06	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	34.397	0.7350	25.282	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	34.727	0.6806	23.635	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	35.037	0.6302	22.080	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	35.377	0.5835	20.642	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	35.697	0.5403	19.287	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	36.047	0.5002	18.030	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	36.437	0.4632	16.880	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	36.807	0.4289	15.790	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	37.217	0.3971	14.780	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	0	2.917	37.587	0.3677	13.820	
1.87	14.86	46.7	409.06	3.08	6.77	9.85	-6.258	2.917	31.749	0.3405	10.810	

TOTAL: 209.646

TABLA 6.40 BENEFICIO EJEMPLO 3, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

PERDIDAS		TOTAL		COSTO	TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAN	FACTOR	BENEFICIOS
MM	GWH	MM	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	ADIC.	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.87	14.86	46.7	409.06	0	0	0	0	0	0	0.9091	0.000
1.87	14.86	46.7	409.06	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
1.87	14.86	46.7	409.06	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.920
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	35.397	0.6830	24.180
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	35.727	0.6209	22.183
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	36.037	0.5645	20.343
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	36.377	0.5132	18.670
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	36.697	0.4665	17.120
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	37.047	0.4241	15.710
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	37.437	0.3855	14.430
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	37.807	0.3505	13.251
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	38.217	0.3186	12.176
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	0	2.917	38.587	0.2897	11.180
1.87	14.86	46.7	409.06	4	6.85	10.85	-6.258	2.917	32.749	0.2633	8.623
TOTAL:											186.096

TABLA 6.41 BENEFICIO EJEMPLO 3, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T M\$	EXCLUSIVA M\$
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO	TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAN	FACTOR	BENEFICIOS
M\$	GW\$	M\$	GW\$	POTENCIA	ENERGIA	M\$	ADIC.	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.87	14.86	46.7	409.06	0	0	0	0	0	0	0.8929	0.000
1.87	14.86	46.7	409.06	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.160
1.87	14.86	46.7	409.06	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.710
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	36.837	0.6355	23.410
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	37.167	0.5674	21.090
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	37.477	0.5066	18.990
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	37.817	0.4523	17.100
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	38.137	0.4039	15.400
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	38.487	0.3606	13.880
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	38.877	0.3220	12.520
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	39.247	0.2875	11.280
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	39.657	0.2567	10.180
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	0	2.917	40.027	0.2292	9.170
1.87	14.86	46.7	409.06	5.14	7.15	12.29	-6.258	2.917	34.189	0.2046	7.000
TOTAL:											167.890

TABLA 6.42 BENEFICIO EJEMPLO 3, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO	TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAN	FACTOR	BENEFICIOS
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	ADIC.	D/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.87	16.4	46.87	410.6	0	0	0	0	0	0	0.9259	0.000
1.87	16.4	46.87	410.6	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8573	4.470
1.87	16.4	46.87	410.6	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	34.427	0.7350	25.300
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	34.757	0.6806	23.650
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	35.067	0.6302	22.100
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	35.407	0.5835	20.660
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	35.727	0.5403	19.300
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	36.077	0.5002	18.040
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	36.467	0.4632	16.890
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	36.837	0.4289	15.800
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	37.247	0.3971	14.790
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	0	2.917	37.617	0.3677	13.830
1.87	16.4	46.87	410.6	3.09	6.79	9.88	-6.258	2.917	31.779	0.3405	10.820
TOTAL:											209.790

TABLA 6.43 BENEFICIO EJEMPLO 4, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL	L/T	EXCLUSIVA
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	M\$	D	M
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$		MW	GMW
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO	TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAN	FACTOR	BENEFICIOS
MW	GMW	MW	GMW	POTENCIA	ENERGIA	M\$	ADIC.	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.87	16.4	46.87	410.6	0	0	0	0	0	0	0.9091	0.000
1.87	16.4	46.87	410.6	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
1.87	16.4	46.87	410.6	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.920
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	35.437	0.6830	24.200
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	35.767	0.6209	22.200
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	36.077	0.5645	20.365
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	36.417	0.5132	18.690
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	36.737	0.4665	17.138
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	37.087	0.4241	15.730
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	37.477	0.3855	14.447
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	37.847	0.3505	13.265
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	38.257	0.3186	12.190
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	0	2.917	38.627	0.2897	11.190
1.87	16.4	46.87	410.6	4.01	6.88	10.89	-6.258	2.917	32.789	0.2633	8.633
TOTAL:											186.278

TABLA 6.44 BENEFICIO EJEMPLO 4, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T DEMANDA MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CF	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	45	107	68961	0	0	0	0	45	394.2
1988	66	110	77695	0	0	0	0	45	394.2
1989	66	110	87200	0	0	0	0	45	394.2
1990	66	110	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	45	394.2
1991	66	110	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	45	394.2
1992	66	110	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	45	394.2
1993	66	110	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	45	394.2
1994	66	110	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	45	394.2
1995	66	110	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	45	394.2
1996	66	110	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	45	394.2
1997	66	110	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	45	394.2
1998	66	110	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	45	394.2
1999	66	110	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	45	394.2
2000	66	110	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	45	394.2

PERDIDA	L	TOTAL		COSTO POTENCIA M\$	TOTAL ENERGIA M\$	TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO D/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
		MM	GWH								
1.87	3.4	46.87	410.6	0	0	0	0	0	0	0.8929	0.000
1.87	3.4	46.87	410.6	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.157
1.87	3.4	46.87	410.6	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.712
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	36.877	0.6355	23.435
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	37.207	0.5674	21.111
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	37.517	0.5066	19.000
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	37.857	0.4523	17.122
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	38.177	0.4039	15.420
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	38.527	0.3606	13.893
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	38.917	0.3220	12.531
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	39.287	0.2875	11.295
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	39.697	0.2567	10.190
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	0	2.917	40.067	0.2292	9.183
1.87	3.4	46.87	410.6	5.15	7.18	12.33	-6.258	2.917	40.487	0.2046	8.284

TOTAL: 169.333

TABLA 6.45 BENEFICIO EJEMPLO 4, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO POTENCIA M\$	TOTAL ENERGIA M\$	TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MW	GWH	MW	GWH								
1.57	13.72	46.57	407.92	0	0	0	0	0	0	0.9259	0.000
1.57	13.72	46.57	407.92	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8573	4.470
1.57	13.72	46.57	407.92	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	34.367	0.7350	25.260
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	34.697	0.6806	23.615
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	35.007	0.6302	22.061
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	35.347	0.5835	20.625
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	35.667	0.5403	19.270
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	36.017	0.5002	18.000
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	36.407	0.4632	16.865
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	36.777	0.4289	15.773
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	37.187	0.3971	14.767
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	0	2.917	37.557	0.3677	13.810
1.57	13.72	46.57	407.92	3.07	6.75	9.82	-6.258	2.917	31.719	0.3405	10.800
TOTAL:											209.454

TABLA 6.46 BENEFICIO EJEMPLO 5, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO	TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAN	FACTOR	BENEFICIOS
MM	GWH	MM	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	ADIC.	D/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.57	13.72	46.57	407.92	0	0	0	0	0	0	0.9091	0.000
1.57	13.72	46.57	407.92	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
1.57	13.72	46.57	407.92	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.920
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	35.367	0.6830	24.155
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	35.697	0.6209	22.164
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	36.007	0.5645	20.326
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	36.347	0.5132	18.653
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	36.667	0.4665	17.100
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	37.017	0.4241	15.700
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	37.407	0.3855	14.420
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	37.777	0.3505	13.240
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	38.187	0.3186	12.164
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	0	2.917	38.557	0.2879	11.170
1.57	13.72	46.57	407.92	3.99	6.83	10.82	-6.258	2.917	32.719	0.2633	8.615
TOTAL:											185.939

TABLA 6.47 BENEFICIO EJEMPLO 5, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAN	FACTOR	BENEFICIOS
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	M\$	ADIC.	D/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$			M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.57	13.72	46.57	407.92	0	0	0	0	0	0	0	0.8929	0.000
1.57	13.72	46.57	407.92	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.160
1.57	13.72	46.57	407.92	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.710
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	36.797	0.6355	23.384	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	37.127	0.5674	21.066	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	37.437	0.5066	18.965	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	37.777	0.4523	17.086	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	38.097	0.4039	15.387	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	38.447	0.3606	13.864	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	38.837	0.3220	12.500	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	39.207	0.2875	11.272	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	39.617	0.2567	10.170	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	0	2.917	39.987	0.2292	9.165	
1.57	13.72	46.57	407.92	5.12	7.13	12.25	-6.258	2.917	34.149	0.2046	6.990	
TOTAL:												167.719

TABLA 6.48 BENEFICIO EJEMPLO 5, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO	TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIOS
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	ADIC.	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$		M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.76	15.41	46.76	409.61	0	0	0	0	0	0	0.9259	0.000
1.76	15.41	46.76	409.61	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8573	4.470
1.76	15.41	46.76	409.61	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	34.407	0.7350	25.290
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	34.737	0.6806	23.642
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	35.047	0.6302	22.086
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	35.387	0.5835	20.648
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	35.707	0.5403	19.292
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	36.057	0.5002	18.035
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	36.447	0.4632	16.882
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	36.817	0.4289	15.790
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	37.227	0.3971	14.783
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	0	2.917	37.597	0.3677	13.824
1.76	15.41	46.76	409.61	3.09	6.77	9.86	-6.258	2.917	31.759	0.3405	10.814
TOTAL:											209.696

TABLA 6.49 BENEFICIO EJEMPLD 6, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIOS
MM	GWH	MM	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	M\$	ADIC.	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$			M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
1.76	15.41	46.76	409.61	0	0	0	0	0	0	0	0.9091	0.000
1.76	15.41	46.76	409.61	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
1.76	15.41	46.76	409.61	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.920
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	35.407	0.6830	24.183
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	35.737	0.6209	22.189
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	36.047	0.5645	20.350
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	36.387	0.5132	18.674
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	36.707	0.4665	17.124
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	37.057	0.4241	15.716
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	37.447	0.3855	14.436
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	37.817	0.3505	13.255
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	38.227	0.3186	12.180
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	0	0	2.917	38.597	0.2897	11.180
1.76	15.41	46.76	409.61	4	6.86	10.86	-6.258	0	2.917	32.759	0.2633	8.625
TOTAL:												186.142

TABLA 6.50 BENEFICIO EJEMPLO 6, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIOS
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA							
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	PRESENTE	M\$
1.76	15.14	46.76	409.61	0	0	0	0	0	0	0	0.8929	0.000
1.76	15.14	46.76	409.61	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.160	
1.76	15.14	46.76	409.61	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.710	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	36.847	0.6355	23.416	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	37.177	0.5674	21.094	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	37.487	0.5066	18.990	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	37.827	0.4523	17.110	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	38.147	0.4039	15.400	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	38.497	0.3606	13.882	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	38.897	0.3220	12.521	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	39.257	0.2875	11.286	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	39.667	0.2567	10.182	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	0	2.917	40.037	0.2292	9.176	
1.76	15.14	46.76	409.61	5.14	7.16	12.3	-6.258	2.917	34.199	0.2046	7.000	
TOTAL:											167.927	

TABLA 6.51 BENEFICIO EJEMPLO 6, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL M\$	TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO D/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA M\$	ENERGIA M\$							
1.89	16.6	46.89	410.8	0	0	0	0	0	0	0	0.9259	0.000
1.89	16.6	46.89	410.8	0	0	0	5.215	0	5.215	0.0573	4.470	
1.89	16.6	46.89	410.8	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	34.437	0.7350	25.310	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	34.767	0.6806	23.660	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	35.077	0.6302	22.100	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	35.417	0.5835	20.666	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	35.737	0.5403	19.300	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	36.087	0.5002	18.050	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	36.477	0.4632	16.896	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	36.847	0.4289	15.800	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	37.257	0.3971	14.794	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	0	2.917	37.627	0.3677	13.835	
1.89	16.6	46.89	410.8	3.1	6.79	9.89	-6.258	2.917	31.789	0.3405	10.824	

TOTAL: 209.845

TABLA 6.52 BENEFICIO EJEMPLO 7, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S MM	GWH	T O T A L		COSTO POTENCIA M\$	TOTAL ENERGIA M\$	TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAN TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
		MM	GWH								
1.89	16.6	46.89	410.8	0	0	0	0	0	0	0.9091	0.000
1.89	16.6	46.89	410.8	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
1.89	16.6	46.89	410.8	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.920
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	35.437	0.6830	24.200
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	35.767	0.6209	22.200
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	36.077	0.5645	20.365
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	36.417	0.5132	18.690
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	36.737	0.4665	17.138
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	37.087	0.4241	15.728
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	37.477	0.3855	14.447
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	37.847	0.3505	13.265
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	38.257	0.3186	12.188
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	0	2.917	38.627	0.2879	11.190
1.89	16.6	46.89	410.8	4.01	6.88	10.89	-6.258	2.917	32.789	0.2633	8.633
TOTAL:											186.274

TABLA 6.53 BENEFICIO EJEMPLO 7, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA M\$	ENERGIA M\$						
1.89	16.6	46.89	410.8	0	0	0	0	0	0	0.8929	0.000
1.89	16.6	46.89	410.8	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.160
1.89	16.6	46.89	410.8	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.710
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	36.877	0.6355	23.435
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	37.207	0.5674	21.111
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	37.517	0.5066	19.000
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	37.857	0.4523	17.122
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	38.177	0.4039	15.420
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	38.527	0.3606	13.893
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	38.917	0.3220	12.530
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	39.287	0.2875	11.295
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	39.697	0.2567	10.190
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	0	2.917	40.067	0.2292	9.180
1.89	16.6	46.89	410.8	5.15	7.18	12.33	-6.258	2.917	34.229	0.2046	7.000
TOTAL:										168.046	

TABLA 6.54 BENEFICIO EJEMPLO 7, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIOS
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	M\$	ADIC.	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$			M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
2.28	19.95	47.28	414.15	0	0	0	0	0	0	0	0.9259	0.000
2.28	19.95	47.28	414.15	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8573	4.470
2.28	19.95	47.28	414.15	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	34.517	0.7350	25.370
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	34.847	0.6806	23.720
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	35.157	0.6302	22.156
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	35.497	0.5835	20.710
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	35.817	0.5403	19.352
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	36.167	0.5002	18.090
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	36.557	0.4632	16.933
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	36.927	0.4289	15.840
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	37.337	0.3971	14.830
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	0	0	2.917	37.707	0.3677	13.865
2.28	19.95	47.28	414.15	3.12	6.85	9.97	-6.258	2.917	31.869	0.3405	10.851	
TOTAL:											210.327	

TABLA 6.55 BENEFICIO EJEMPLO 8, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO TOTAL		TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MM	GWH	MM	GWH	POTENCIA	ENERGIA						
				M\$	M\$						
2.28	19.95	47.28	414.15	0	0	0	0	0	0	0.9091	0.000
2.28	19.95	47.28	414.15	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
2.28	19.95	47.28	414.15	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.920
2.28	19.95	17.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	35.527	0.6830	24.265
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	35.857	0.6209	22.263
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	36.167	0.5645	20.416
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	36.507	0.5132	18.735
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	36.827	0.4665	17.180
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	37.177	0.4241	15.767
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	37.567	0.3855	14.482
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	37.937	0.3505	13.297
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	38.347	0.3186	12.217
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	0	2.917	38.717	0.2879	11.216
2.28	19.95	47.28	414.15	4.04	6.94	10.98	-6.258	2.917	32.879	0.2633	8.657
TOTAL:											186.725

TABLA 6.56 BENEFICIO EJEMPLO 8, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIOS
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	M\$	ADIC.	D/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$			M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
2.28	19.95	47.28	414.15	0	0	0	0	0	0	0	0.8929	0.000
2.28	19.95	47.28	414.15	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.160	
2.28	19.95	47.28	414.15	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.710	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	36.987	0.6355	23.500	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	37.317	0.5674	21.173	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	37.627	0.5066	19.060	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	37.967	0.4523	17.172	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	38.287	0.4039	15.464	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	38.637	0.3606	13.932	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	39.027	0.3220	12.566	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	39.397	0.2875	11.326	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	39.807	0.2567	10.218	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	0	2.917	40.177	0.2292	9.209	
2.28	19.95	47.28	414.15	5.2	7.24	12.44	-6.258	2.917	34.339	0.2046	7.625	

TOTAL: 168.515

TABLA 6.57 BENEFICIO EJEMPLO B, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T MM	EXCLUSIVA DEMANDA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIOS
MM	GWH	MM	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	M\$	ADIC.	O/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$			M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	0	0	0	0	0.9259	0.000
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8573	4.470
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	34.467	0.7350	25.333
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	34.797	0.6806	23.682
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	35.107	0.6302	22.174
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	35.447	0.5835	20.683
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	35.767	0.5403	19.325
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	36.117	0.5002	18.065
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	36.507	0.4632	16.910
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	36.877	0.4299	15.816
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	37.287	0.3971	14.806
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0	2.917	37.677	0.3677	13.896
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	-6.258	2.917	31.819	0.3405	13.024	

TOTAL: 210.824

TABLA 6.58 BENEFICIO EJEMPLO 9, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO POTENCIA M\$	TOTAL ENERGIA M\$	TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MW	GWH	MW	GWH								
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	0	0	0	0.9091	0.000
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.920
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	35.477	0.6830	24.230
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	35.807	0.6209	22.230
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	36.117	0.5645	20.388
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	36.457	0.5132	18.710
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	36.777	0.4665	17.156
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	37.127	0.4241	15.745
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	37.517	0.3855	14.462
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	37.887	0.3505	13.280
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	38.297	0.3186	12.200
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.917	38.667	0.2897	11.200
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	-6.258	2.917	32.829	0.2633	8.644
TOTAL:											186.475

TABLA 6.59 BENEFICIO EJEMPLO 9, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA M\$	ENERGIA M\$						
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0						
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.160
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.710
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	36.927	0.6355	23.467
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	37.257	0.5674	21.140
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	37.567	0.5066	19.030
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	37.907	0.4523	17.145
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	38.227	0.4039	15.440
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	38.577	0.3606	13.910
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	38.967	0.3220	12.550
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	39.337	0.2875	11.310
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	39.747	0.2567	10.200
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.917	40.117	0.2292	9.194
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	-6.258	2.917	34.279	0.2046	7.000
TOTAL:										168.256	

TABLA 6.60 BENEFICIO EJEMPLO 9, TASA DE ACTUALIZACION 12%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MW	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO		TOTAL	TOTAL	INV.	COSTO	GRAN	FACTOR	BENEFICIOS
MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA	M\$	M\$	ADIC.	D/M	TOTAL	VALOR	M\$
				M\$	M\$			M\$	M\$	M\$	PRESENTE	
2.46	21.52	47.46	415.72	0	0	0	0	0	0	0	0.9259	0.000
2.46	21.52	47.46	415.72	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8537	4.470
2.46	21.52	47.46	415.72	0	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7938	4.140
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	34.547	0.7350	25.390	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	34.877	0.6806	23.740	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	35.187	0.6302	22.170	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	35.527	0.5835	20.730	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	35.847	0.5403	19.368	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	36.197	0.5002	18.100	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	36.587	0.4632	16.947	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	36.957	0.4289	15.850	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	37.367	0.3971	14.838	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	0	2.917	37.737	0.3677	13.876	
2.46	21.52	47.46	415.72	3.13	6.87	10	-6.258	2.917	31.899	0.3405	10.860	
TOTAL:												210.479

TABLA 6.61 BENEFICIO EJEMPLD 10, TASA DE ACTUALIZACION 8%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO TOTAL		TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAN TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MM	GWH	MM	GWH	POTENCIA M\$	ENERGIA M\$						
2.46	21.52	47.46	415.72	0	0						
2.46	21.52	47.46	415.72	0	0	0	5.215	0	5.215	0.8264	4.310
2.46	21.52	47.46	415.72	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7513	3.920
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	35.567	0.6830	24.290
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	35.897	0.6209	22.290
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	36.207	0.5645	20.440
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	36.547	0.5132	18.756
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	36.867	0.4665	17.198
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	37.217	0.4241	15.783
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	37.607	0.3855	14.500
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	37.977	0.3505	13.310
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	38.387	0.3186	12.230
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	0	2.917	38.757	0.2879	11.228
2.46	21.52	47.46	415.72	4.06	6.96	11.02	-6.258	2.917	32.919	0.2633	8.667
TOTAL:											186.922

TABLA 6.62 BENEFICIO EJEMPLO 10, TASA DE ACTUALIZACION 10%

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		TOTAL M\$	L/T D E M A N D A MM	EXCLUSIVA GWH
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE				
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL			
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.70	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

P E R D I D A S		T O T A L		COSTO TOTAL		TOTAL M\$	INV. ADIC. M\$	COSTO G/M M\$	GRAM TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIOS M\$
MM	GWH	MM	GWH	POTENCIA M\$	ENERGIA M\$						
2.46	21.52	47.46	415.72	0	0						
2.46	21.52	47.46	415.72	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7972	4.160
2.46	21.52	47.46	415.72	0	0	0	5.215	0	5.215	0.7118	3.710
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	37.027	0.6355	25.530
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	37.357	0.5674	21.200
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	37.667	0.5066	19.082
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	38.007	0.4523	17.190
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	38.327	0.4039	15.480
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	38.677	0.3606	13.947
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	39.067	0.3220	12.580
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	39.437	0.2875	11.338
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	39.847	0.2567	10.229
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	0	2.917	40.217	0.2292	9.217
2.46	21.52	47.46	415.72	5.22	7.26	12.48	-6.258	2.917	34.379	0.2046	7.033

TOTAL: 168.696

TABLA 6.63. BENEFICIO EJEMPLO 10, TASA DE ACTUALIZACION 12%

inversiones se utiliza para el primer año y el otro 50% de las inversiones para el segundo año, es decir:

$$\text{Año 1988} = 50\%(10,43) = 5,215 \text{ M\$}$$

$$\text{Año 1989} = 50\%(10,43) = 5,215 \text{ M\$}$$

La columna de los costos de operación y mantenimiento se lo obtuvo de la siguiente manera:

$$\text{Costo de O/M} = B-C = 3,88-0,371 = 2,917 \text{ M\$/Año}$$

Un resumen de la evaluación económica se muestra en la tabla 6.64.

	ALTERNATIVA -1		
	8%	10%	12%
Costos	194,273	177,58	185,042
Beneficios	210,323	166,773	168,523

	ALTERNATIVA -1		
	8%	10%	12%
Costos	197,957	111,386	189,63
Beneficios	209,351	158,849	167,64

ALTERNATIVA 2-2

	8%	10%	12%
Costos	196,640	190,052	188,336
Beneficios	209,646	186,096	167,890

ALTERNATIVA 2-3

	8%	10%	12%
Costos	195,884	189,259	188,655
Beneficios	209,790	186,278	169,333

ALTERNATIVA 2-4

	8%	10%	12%
Costos	197,205	190,614	188,891
Beneficios	209,454	185,939	167,719

ALTERNATIVA 2-5

	8%	10%	12%
Costos	196,128	189,53	187,817
Beneficios	209,696	186,142	167,927

ALTERNATIVA 3-1

	8%	10%	12%
Costos	196,701	190,063	187,473
Beneficios	209,845	186,274	168,046

ALTERNATIVA 3-2

	8%	10%	12%
Costos	194,992	188,334	186,632
Beneficios	210,237	186,725	168,515

ALTERNATIVA 3-4

	8%	10%	12%
Costos	195,099	188,444	186,744
Beneficios	210,034	186,475	168,256

ALTERNATIVA 3-5

	8%	10%	12%
Costos	194,543	187,671	185,289
Beneficios	210,479	186,922	168,696

Tabla 6.64 Resumen de la Evaluación económica

		BENEFICIO/COSTO			TIR(%)
		8%	10%	12%	
Ejemplo 1	Alternativa 1-1	1,083	0,996	0,910	9,90
Ejemplo 2	Alternativa 2-1	1,058	0,971	0,884	9,30
Ejemplo 3	Alternativa 2-2	1,066	0,979	0,891	9,50
Ejemplo 4	Alternativa 2-3	1,071	0,984	0,897	9,60
Ejemplo 5	Alternativa 2-4	1,062	0,975	0,888	9,40
Ejemplo 6	Alternativa 2-5	1,069	0,982	0,894	9,55
Ejemplo 7	Alternativa 3-1	1,067	0,980	0,896	9,55
Ejemplo 8	Alternativa 3-2	1,079	0,991	0,903	9,75
Ejemplo 9	Alternativa 3-4	1,077	0,989	0,900	9,70
Ejemplo 10	Alternativa 3-5	1,082	0,996	0,910	9,90

Tabla 6.65 Relación Beneficio/Costo y tasa interna de retorno (TIR).

Los valores anteriormente mostrados se grafican y del gráfico resultante de Beneficio/Costo vs. tasa de actualización se obtiene la tasa interna de retorno.

Hay que anotar que para la selección de la mejor alternativa se van a escoger aquellas que tengan la mayor tasa interna de retorno(TIR), ya que a mayor

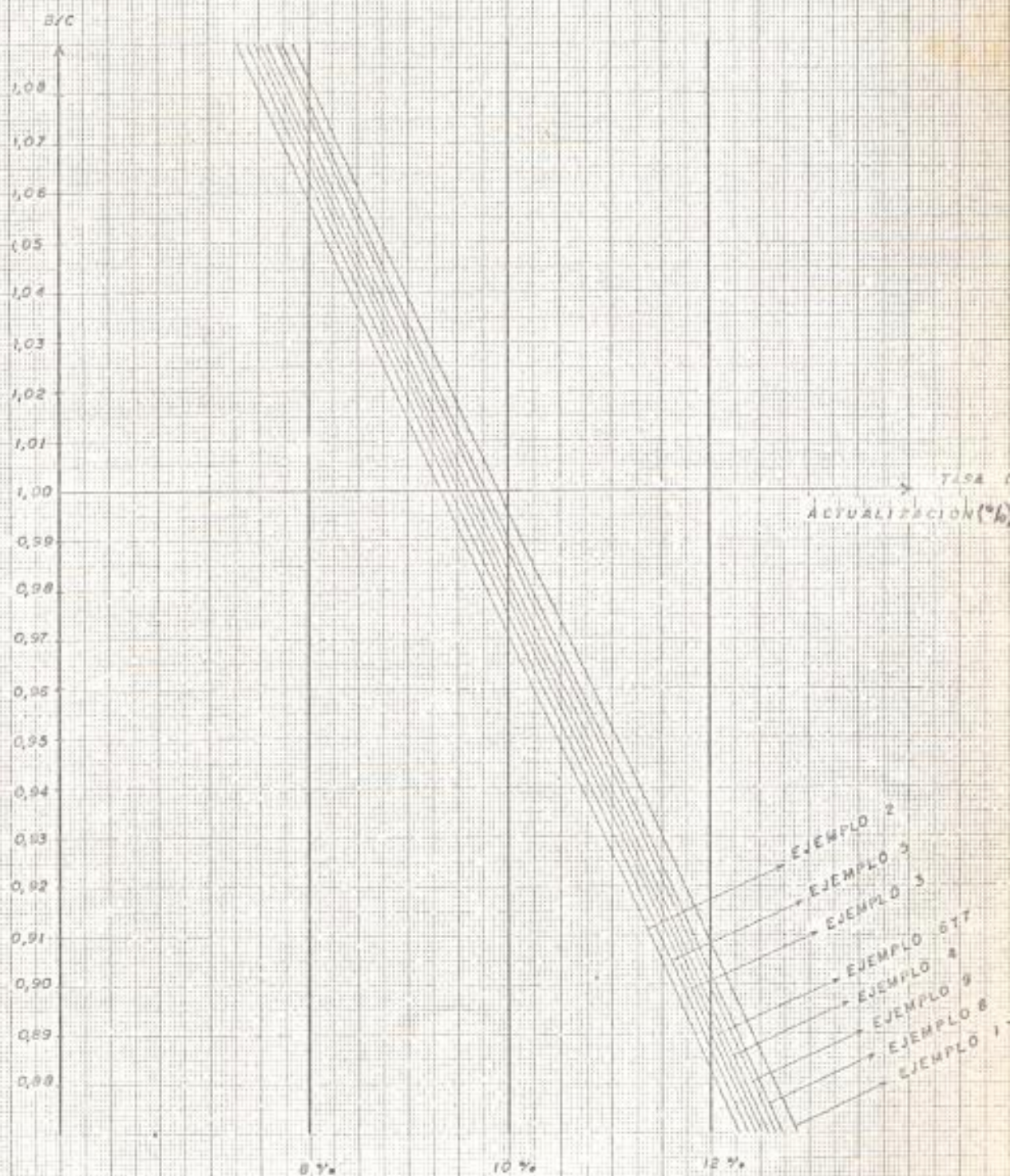


FIG. 6.11 BENEFICIO/COSTO VERSUS TASA DE ACTUALIZACION

TIR se recupera más rápido el capital invertido.

El gráfico que muestra el comportamiento de lo anteriormente calculado se muestra en la figura 6.11.

6.6 COMPARACION TECNICA-ECONOMICA Y EVALUACION

En las tablas 6.66 hasta la 6.69 se comparan y se evalúan desde el punto de vista técnico-económico las 10 alternativas seleccionadas.

6.7 CONCLUSIONES

Las alternativas referidas al Ejemplo 1, Ejemplo 8, Ejemplo 9 y Ejemplo 10 cumplen satisfactoriamente con las condiciones técnicas-económicas.

Después de efectuar la comparación entre 4 Ejemplos anteriormente expuestos, llegamos a la conclusión de que la mejor alternativa es la referida al Ejemplo 9 y los Ejemplos 1, 8 y 10 se los puede recomendar como segunda mejor alternativa.

Un resumen de lo anteriormente expuesto se muestra en la Tabla 6.70.

	EJEMPLO 1 ALTERNATIVA 1-1	EJEMPLO 2 ALTERNATIVA 2-1	EJEMPLO 3 ALTERNATIVA 2-2
REGULACION DE VOLTAJE (%)	5,15	1,23	2,40
PERDIDAS EN LINEAS DE TRANSMISION (MW)	5	2,47	3,14
COSTOS DE INVERSION (M\$)	$72,782 + 23,65 = 96,$	$81,508 + 23,65 = 105,158$	$78,828 + 23,65 = 102,478$
PERIODO DE CONSTRUCCION (ANOS)	2	2	2
TASA INTERNA DE RETORNO (%)	9,9	9,3	9,5
EVALUACION TOTAL	FACTIBLE, PERO NO RE- MENDABLE PORQUE TIEN ELEVADOS VALORES DE PERDIDAS.	FACTIBLE, PERO NO RECO- MENDABLE PORQUE TIENE ELEVADOS COSTOS DE INVERSION.	FACTIBLE, PERO NO MENDABLE PORQUE T ELEVADOS COSTOS D INVERSION.

Tabla 6.66 Evaluación técnica-e ómica; Ejemplo 1, 2, 3.

	EJEMPLO 4 ALTERNATIVA 2-3	EJEMPLO 5 ALTERNATIVA 2-4	EJEMPLO 6 ALTERNATIVA 2-
REGULACION DE VOLTAJE (%)	3,7	1,76	3,04
PERDIDAS EN LINEAS DE TRANSMISION (MW)	3,7	2,7	3,34
COSTOS DE INVERSION (M\$)	$77,038 + 23,65 = 100,688$	$80,163 + 23,65 = 103,813$	$77,867 + 23,65 =$
PERIODO DE CONSTRUCCION (ANOS)	2	2	2
TASA INTERNA DE RETORNO (%)	9,6	9,4	9,55
EVALUACION TOTAL	FACTIBLE, PERO NO RECO- MENDABLE PORQUE TIENE ELEVADOS COSTOS DE INVERSION.	FACTIBLE, PERO NO RECO- MENDABLE PORQUE TIENE ELEVADOS COSTOS DE INVERSION.	FACTIBLE, PERO NO MENDABLE PORQUE ELEVADOS COSTOS INVERSION.

Tabla 6.67 Evaluación técnica-económica; Ejemplo 4,5,6

	EJEMPLO 7 ALTERNATIVA 3-1	EJEMPLO 8 ALTERNATIVA 3-2	EJEMPLO 9 ALTERNATIVA 3-4
REGULACION DE VOLTAJE (%)	3,41	5,71	4,17
PERDIDAS EN LINEAS DE TRANSMISION (MW)	3,08	5,32	4,74
COSTOS DE INVERSION (M\$)	$77,813 + 23,65 = 101,463$	$73,539 + 23,65 = 97,189$	$74,962 + 23,65 = 98,612$
PERIODO DE CONSTRUCCION (ANOS)	2	2	2
TASA INTERNA DE RETORNO (%)	9,55	9,75	9,7
EVALUACION TOTAL	FACTIBLE, PERO NO RECOMENDABLE PORQUE TIENE ELEVADOS COSTOS DE INVERSION.	FACTIBLE, PERO NO RECOMENDABLE PORQUE TIENE ELEVADOS VALORES DE PERDIDAS.	RECOMENDABLE Y FACTIBLE.

Tabla 6.68 Evaluación técnica-económica; Ejemplo 7, 8, 9

EJEMPLO 10
ALTERNATIVA 3-5

REGULACION DE VOLTAJE (%)	,61
PERDIDAS EN LINEAS DE TRANSMISION (MW)	,56
COSTOS DE INVERSION (M\$)	$72,584 + 3,65 = 96,234$
PERIODO DE CONSTRUCCION (AÑOS)	
TASA INTERNA DE RETORNO (%)	,9
EVALUACION TOTAL	FACTIBLE, PERO NO RECOMENDABLE DUE TO ALGUNOS VALORES DE PERDIDAS.

Tabla 6.69 Evaluación técnica-económica; Ejemplo 10

	EJEMPLO 1	EJEMPLO 8	EJEMPLO 9	EJEMPLO 10
SANTA ROSA (QUITO)		L/T 138 Kv, 1CCT 477 MCM ACSR	L/T 138 Kv, 1CCT 477 MCM ACSR	L/T 138 Kv, 1CCT 477 MCM ACSR
		+	+	+
		138 Kv, 2CCT 477 MCM ACSR	138 Kv, 2CCT 636 MCM ACSR	138 Kv, 2CCT 477 MCM ACSR
PAPALLACTA	L/T 138 Kv, 2CCT 636 MCM ACSR			
PAPALLACTA DAEZA		L/T 138 Kv, 2CCT 477 MCM ACSR	L/T 138 Kv, 2CCT 636 MCM ACSR	L/T 138 Kv, 2CCT 477 MCM ACSR
SALADO				
SALADO LUMBAGUI			L/T 138 Kv, 2CCT 477 MCM ACSR	L/T 138 Kv, 2CCT 397,5 MCM ACSR
SALADO LAGO AGRIO				
ESTACION DE BOMBEO DE PETROLED	69 Kv, 2CCT 2/D AWG ACSR	69 Kv, 2CCT 2/D AWG ACSR	69 Kv, 2CCT 2/D AWG ACSR	69 Kv, 2CCT 2/D AWG ACSR
ESTACION DE BOMBEO DE GAS DEPE/TEXACO	69 Kv, 1CCT 2/D AWG ACSR	69 Kv, 1CCT 2/D AWG ACSR	69 Kv, 1CCT 2/D AWG ACSR	69 Kv, 1CCT 2/D AWG ACSR
POBLACION RURAL				
ESTACION DE BOMBEO DE AGUA	69 Kv, 1CCT 477 MCM ACSR	69 Kv, 1CCT 477 MCM ACSR	69 Kv, 1CCT 477 MCM ACSR	69 Kv, 1CCT 477 MCM ACSR
RESULACION DE VOLTAJE (%)	5.15	5.71	4.17	6.61
PERDIDAS LINEAS TRANSMISION (MW)	5	5.32	4.34	5.56
COSTOS DE INVERSION (M\$)	96.432	97.169	98.612	96.234
PERIODO DE CONSTRUCCION (ANOS)	2	2	2	2
TASA INTERNA DE RETORNO (%)	9.9	9.75	9.7	9.9

Tabla 6.70. Selección de la mejor alternativa.

CAPITULO VII

ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD DE LA OPERACION DEL OLEODUCTO TRASECUATORIANO - LINEA DE TRANSMISION

7.1 GENERALIDADES

En este capítulo se va a efectuar un análisis de la confiabilidad de la operación del Oleoducto, de la forma que opere satisfactoriamente y no exista paralización en el bombeo.

Por tal motivo se va a efectuar un breve análisis económico considerando doble contingencia en la operación de la estación de bombeo de petróleo del Oleoducto.

7.2 ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD DEL OLEODUCTO Y CRITERIOS DE CONFIABILIDAD ADOPTADOS

Para analizar la confiabilidad en la operación

del Oleoducto se tomaron en cuenta los siguientes criterios: simple contingencia y doble contingencia.

7.2.1 Simple Contingencia

En el capítulo anterior se efectuó el análisis económico considerando doble contingencia en línea de transmisión y simple contingencia en la operación de la estación de bombeo de petróleo del oleoducto.

La simple contingencia consiste en que si sucede una falla en una de la unidades de la estación de bombeo de petróleo, el bombeo se paraliza, debido a que las dos unidades por estación que se encuentran en stand-by, no son suficientes para reemplazar a las unidades que salen fuera de servicio.

La paralización de bombeo ocasionaría pérdidas económicas, debido a que no podemos bombear el petróleo hasta el terminal de

Balao en Esmeraldas.

La simple contingencia considera el siguiente número de unidades por estación:

Operación normal: 6 motores eléctricos

Stand-by: 2 motores eléctricos

7.2.2 Doble Contingencia

La doble contingencia en la operación de la estación de bombeo de petróleo del oleoducto, consiste en tener un sistema más confiable, debido a que si existe una falla en una de las unidades de la estación, el bombeo no se paraliza debido a que existe en la estación igual número de unidades en stand-by que pueden reemplazar a las unidades que salen fuera de servicio.

La doble contingencia considera el siguiente número de unidades por estación:

Operación normal: 6 motores eléctricos

Stand-by: 6 motores diesel

La diferencia es considerar doble contingen-

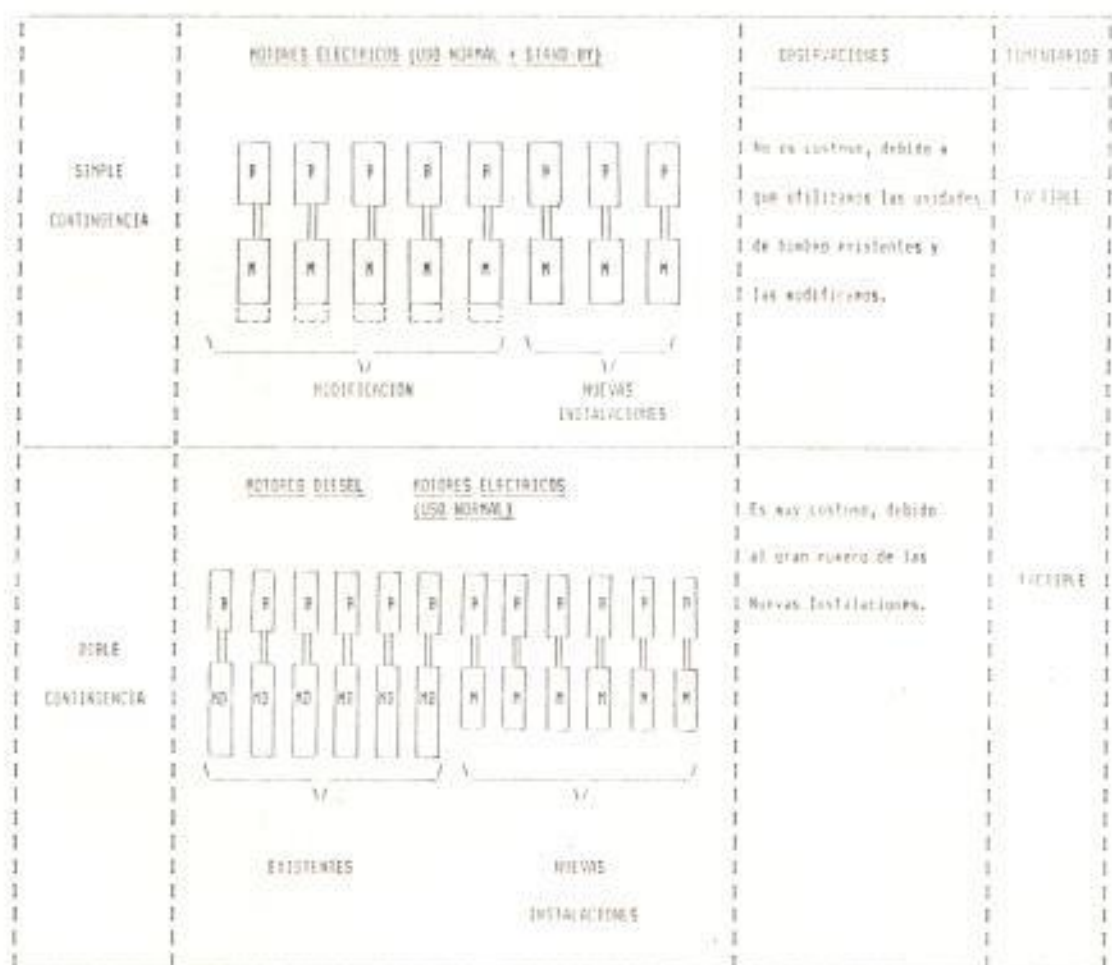


Fig. 7.3. Simple/doble contingencia para las estaciones de trazo de petróleo

		C O S T O S (M\$)	B E N E F I C I O S (M\$)
INVERSIONES ADICIONALES REQUERIDAS POR EL NUEVO SISTEMA + COSTOS DE O/M			COSTO DE INVERSION DEBIDO A QUE CONTINUAMOS CON EL SISTEMA EXISTENTE + COSTO DE O/M
ESTACION DE BOMBEO DE PETROLEO	EQUIPO EXISTENTE	MOTORES ELECTRICOS Y S/E + COSTO DE O/M	COSTO DE O/M DE LAS UNIDADES DE BOMBEO EXISTENTES
	EQUIPO FUTURO	43,525M + 165/ANIO	UNIDADES DE BOMBEO ADICIONALES + COSTO DE O/M
ESTACION DE BOMBEO DE GAS	EQUIPO EXISTENTE	MOTORES ELECTRICOS Y S/E + COSTO DE O/M	COSTO DE O/M DE LAS UNIDADES DE BOMBEO EXISTENTES
	EQUIPO FUTURO	7 + 0.11/ANIO	0.984/ANIO
ESTACION DE BOMBEO DE AGUA	EQUIPO EXISTENTE	ILY/E EXCLUSIVA QUITO - FAPALLACTA PARA ALIMENTAR A LA ESTACION DE BOMBEO DE AGUA UBICADA EN FAPALLACTA Y S/E + COSTO DE O/M	TOTAL -> 5.33 + 0.987/ANIO
	EQUIPO FUTURO		0.307/ANIO
INSTALACION DE REFRIGERACION	EQUIPO EXISTENTE	S/E + COSTO DE O/M	1.6 + 0.051/ANIO
	EQUIPO FUTURO	1.11M + 0.017/ANIO	
INSTALACION DE REFRIGERACION	EQUIPO EXISTENTE		0.93/ANIO
	EQUIPO FUTURO		6.32 + 0.214/ANIO
TOTAL		51,635 + 0.81/ANIO	34.08 + 3.281/ANIO

TABLA 7.1.1. INVERSIONES ADICIONALES, DOBLE CONTINENCIA

cia con simple contingencia se encuentra en los costos de inversión y esto se debe a que en doble contingencia tenemos más unidades de bombeo por estación.

Un gráfico de los criterios anteriormente analizados se muestra en la figura 7.1 y los costos debido a las inversiones adicionales se muestra en la tabla 7.1.

7.3 EVALUACION ECONOMICA CONSIDERANDO DOBLE CONTINGENCIA

El motivo de efectuar la evaluación económica considerando doble contingencia, consiste en hacer un análisis de la sensibilidad en la parte económica, para ver como afecta la doble contingencia a las curvas anteriormente obtenidas en el capítulo 6.

Por tanto la evaluación económica se la va a aplicar a la mejor alternativa obtenida en el capítulo 6; esta alternativa corresponde al Ejemplo 9 (alternativa 3-4) y lo que suceda con esta alternativa nos dará una idea para determinar lo que va a

suceder con las demás alternativas.

Nota: En las tablas de evaluación de los beneficios, la columna de inversiones adicionales, costos de operación y mantenimiento se la obtuvo de la siguiente manera:

$$\text{Inversiones adicionales} = B - C$$

$$B - C = 34,08 - 51,63 = -17,55 \text{ M\$}$$

Debido a que la línea de transmisión se va a construir en dos años, el 50% de las inversiones se utilizarán en el primer año y el otro 50% de las inversiones para el segundo año, es decir:

$$\text{Año 1988: } 50\%(-17,55) = -8,777 \text{ M\$}$$

$$\text{Año 1989: } 50\%(-17,55) = -8,777 \text{ M\$}$$

La columna de los costos de operación y mantenimiento se la obtuvo de la siguiente manera:

$$\text{Costos de O/M} = B - C = 3,288 - 0,81 = 2,478$$

M\$/Año

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		L/T EXCLUSIVA		
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		TOTAL	DEMANDA	
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	M\$	MW	GWH
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.000027	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.000027	0.000035	18.26	3.7	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.000027	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.000027	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.000027	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.000027	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.000027	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.000027	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.000027	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.000027	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.000027	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

PERDIDAS	TOTAL	COSTO TOTAL		TOTAL	INV.	COSTO	GRAM	FACTOR	BENEFICIO
		POTENCIA	ENERGIA						
MW	GWH	MW	GWH	M\$	ADIC.	O/M	TOTAL	PRESENTE	
					M\$	M\$	M\$		
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	0	0.9259	0
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	-8.777	0.8573	-7.52
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	-8.777	0.7938	-6.97
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.7350	25.01
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.6806	23.38
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.6302	21.85
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.5835	20.43
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.5403	19.09
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.5002	17.85
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.4632	16.7
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.4289	15.63
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.3971	14.63
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	0	0.3677	13.68
2.07	18.09	47.07	412.29	3.1	6.82	9.92	-10.532	0.3405	9.23
TOTAL									182.99

TABLA 7.2 BENEFICIO EJEMPLD 9, TASA DE ACTUALIZACION 8 %

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		L/T EXCLUSIVA		
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		TOTAL	DEMANDA	
	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL	CRUDO	DIESEL		M\$	MW
	BARRIL	BARRIL	M\$/BARRIL	M\$/BARRIL	M\$	M\$			
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.7	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

AÑO	PERDIDAS		TOTAL		COSTO TOTAL		TOTAL	INV. ADIC.	COSTO O/M	GRAM TOTAL	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIO
	MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA	ENERGIA						
					M\$	M\$						
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	0	0	0	0.9091	0	
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	-8.777	0	-8.777	0.8264	-7.25	
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	-8.777	0	-8.777	0.7513	-6.59	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	35.032	0.6830	23.93	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	35.362	0.6209	21.96	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	35.672	0.5645	20.14	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	36.012	0.5132	18.48	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	36.332	0.4665	16.95	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	36.682	0.4241	15.55	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	37.072	0.3855	14.29	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	37.442	0.3505	13.12	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	37.852	0.3186	12.06	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	0	2.472	38.222	0.2897	11.07	
2.07	18.09	47.07	412.29	4.03	6.9	10.93	-10.532	2.472	28.11	0.2633	7.4	
TOTAL											161.11	

TABLA 7.3 BENEFICIO EJEMPLO 9, TASA DE ACTUALIZACION 10 %

AÑO	CONSUMO		COSTO		AHORRO		L/T EXCLUSIVA		
	COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		COMBUSTIBLE		TOTAL	DEMANDA	
	CRUDO BARRIL	DIESEL BARRIL	CRUDO M\$/BARRIL	DIESEL M\$/BARRIL	CRUDO M\$	DIESEL M\$	M\$	MW	GWH
1987	498007	68961	0	0	0	0	0	45	394.2
1988	664010	77695	0	0	0	0	0	45	394.2
1989	664010	87200	0	0	0	0	0	45	394.2
1990	664010	96390	0.0000275	0.000035	18.26	3.37	21.63	45	394.2
1991	664010	105738	0.0000275	0.000035	18.26	3.7	21.96	45	394.2
1992	664010	114701	0.0000275	0.000035	18.26	4.01	22.27	45	394.2
1993	664010	124205	0.0000275	0.000035	18.26	4.35	22.61	45	394.2
1994	664010	133382	0.0000275	0.000035	18.26	4.67	22.93	45	394.2
1995	664010	143401	0.0000275	0.000035	18.26	5.02	23.28	45	394.2
1996	664010	154561	0.0000275	0.000035	18.26	5.41	23.67	45	394.2
1997	664010	165194	0.0000275	0.000035	18.26	5.78	24.04	45	394.2
1998	664010	176754	0.0000275	0.000035	18.26	6.19	24.45	45	394.2
1999	664010	187486	0.0000275	0.000035	18.26	6.56	24.82	45	394.2
2000	664010	199517	0.0000275	0.000035	18.26	6.98	25.24	45	394.2

AÑO	PERDIDAS		TOTAL		COSTO TOTAL		TOTAL	INV. ADIC. M\$	COSTO O/M M\$	GRAN TOTAL M\$	FACTOR VALOR PRESENTE	BENEFICIO M\$
	MW	GWH	MW	GWH	POTENCIA M\$	ENERGIA M\$						
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	0	0	0	0.8929	0	
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	-8.777	0	-8.777	0.7972	-7	
2.07	18.09	47.07	412.29	0	0	0	-8.777	0	-8.777	0.7118	-6.24	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	36.488	0.6355	23.19	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	36.818	0.5674	20.89	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	37.128	0.5066	18.8	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	37.468	0.4523	16.94	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	37.788	0.4039	15.26	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	38.138	0.3606	13.75	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	38.528	0.3220	12.4	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	38.898	0.2875	11.18	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	39.308	0.2567	10.09	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	0	2.478	39.678	0.2292	9.09	
2.07	18.09	47.07	412.29	5.18	7.2	12.38	-10.532	2.478	29.566	0.2046	6.05	
TOTAL											144.4	

TABLA 7.4 BENEFICIO EJEMPLO 9, TASA DE ACTUALIZACION 12 %

Los resultados de la valuación económica se muestra en la tabla 7.2 hasta la 7.4.

Los resultados de la evaluación económica considerando doble contingencia se presenta a continuación:

Ejemplo 9 Alternativa 3-4)			
	8%	10%	12%
Costos	95,099	188,444	186,744
Beneficios	32,990	161,110	144,400
Beneficios/Costos	0,938	0,855	0,773
Es decir: $B/C < 1$			

Tabla 7.5 Relación beneficio/Costo considerando doble contingencia.

Ejemplo 9 Alternativa 3-4)	
Regulación de Voltaje (%)	4,17
Pérdidas líneas transmisión (MW)	4,34
Costos de inversión (M)	$74,962+51,635=126,597$
Periodo de construcción (años)	2
Evaluación total	Factible, pero no recomendable por que tiene elevados costos de

inversión, dando como resultado que $B/C < 1$ y no se justifique de esta forma la construcción de la línea.

Tabla 7.6 Evaluación técnica-económica considerando doble contingencia.

- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como conclusión final se llega a que el sistema obtenido en el capítulo 6 y formado por doble contingencia en línea de transmisión y simple contingencia en lo referente a la operación de la estación de bombeo de petróleo es el escogido y por tanto el recomendado.

Esta selección es debido a que el sistema formado por doble contingencia en la operación de la estación de bombeo de petróleo aunque es más confiable es muy costoso.

También se podría recomendar a las personas in-

interesadas en este estudio, efectuar un análisis económico desde el punto de vista de INECEL y CEPE.

Análisis económico desde el punto de vista de INECEL

Análisis de Costos

- Costos de inversión de líneas de transmisión, subtransmisión y subestaciones.
- Costo de Pérdidas
- Costo de producción de energía en la subestación Santa Rosa (Quito).
- Costo de Operación y Mantenimiento

Análisis de Beneficios

- Venta de energía a CEPE
- Venta de energía al usuario rural
- Ahorro de inversión en generadores diesel

Análisis económico desde el punto de vista de CEPE

Análisis de Costos

- Costo de motores eléctricos para las estaciones de bombeo de petróleo y gas con sus respectivas subestaciones.
- Compra de energía a INECEL.

Análisis de Beneficios

- Ninguno

Si el análisis económico se lo efectúa desde el punto de vista de CEPE, no hay ningún beneficio, por tal motivo esta entidad es uno de los mayores opositores para que este proyecto se realice.

Sin embargo se podría considerar como beneficio el incremento en la capacidad de transporte de petróleo por el oleoducto, pero no se lo considera, porque esto no beneficia a dicha entidad sino al Estado.

BIBLIOGRAFIA

1. ALFREDO MENA PACHANO, CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE POTENCIA.
2. CONADE, DIAGNOSTICO DE LAS CUENCAS DE LOS RIOS NAPO Y SAN MIGUEL, pp. 43-112.
3. DR. ING. DANTE GIACOSA, MOTORES ENDOTERMICOS. (3ra. edición; Editorial Científico-Médica, Barcelona, 1970), pp. 3-5 y 26-27.
4. INECEL, UNIDAD DE ESTUDIOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS, ESTUDIO DE LA DEMANDA ELECTRICA DE LA ZONA NOR-ORIENTAL, 1986, pp. 1-27.
5. MERA C., Tesis. Planificación del Sistema Eléctrico Daule-Balzar hasta 1990, Guayaquil, 1976, p. 63-171.
6. ONU, MANUAL DE PROYECTO DE DESARROLLO ECONOMICO,

México, 1976

7. ONU, PAUTAS PARA LA EVALUACION DE PROYECTOS, NEW YORK, 1972.
8. RAYMOND C. BINDER, FLUID MECHANICS, (4ta. edición; Editorial Prentice-Hall, Inc., New York 1962), pp. 3-6, 77-82, 108-114 y 313-317.
9. RONALD V. GILES, THEORY AND PROBLEMS OF HIDRAULICS AND FLUID MECHANICS, SCHAUUM PUBLISHING COMPANY, New York 1956, Capítulos 5 y 6.
10. THE ALUMINIUM ASSOCIATION, Aluminium Electrical Conductor Handbook, The Aluminium Association, New York, 1971, Capítulo 4.
11. WILLIAM D. STEVENSON, ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA, (2da. edición; Editorial McGraw-Hill Latinoamericana S.A., 1979), pp. 33-83 y 108-139.

12. WESTINGHOUSE. Transmission and Distribution Reference Book, Central Station of the Westinghouse Electric Corporation, New York, 1950, pp. 233-237 y 241-243.