D-2338

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA

PLANIFICACION DEL SISTEMA ELECTRICO DAULE-BALZAR HASTA EL AÑO DE 1990

TESIS DE GRADO

PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE

INGENIERO ELECTRICO

POR

CRISTOBAL MERA GENCON

GUAYAQUIL-ECUADOR

1976

"PLANIFICACION DEL SISTEMA ELECTRICO DAULE - BALZAR HASTA EL AÑO DE 1990"

ING. HERNAN GUTIERREZ
DIRECTOR DE TESIS

CRISTOBAL MERA G.
AUTOR

BIBLIOTECA

DECLARACION EXPRESA:

DECLARO QUE HECHOS, IDEAS Y DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS, SON DE MI EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD Y QUE EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE LA MISMA CORRESPONDE A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL)

Agradezco al señor Ing. Hernán Gutierrez, Profesor de la Escuela Superior Politécnica del Litoral, por su valiosa ayuda en este trabajo.



AGRADECIMIENTO

A MIS PADRES, COLON Y CATALINA,
POR BRINDARME TODO SU APOYO
DURANTE MIS ESTUDIOS.

PROLOGO

En el desarrollo de la presente tesis se han planteado los factores que intervienen y los criterios básicos que se consideran en el desarrollo del Sistema Eléctrico Daule-Balzar.

Con este propósito se abordan los principales aspectos inherentes a la tarea de planificación de un sistema tales como el pronóstico de la demanda, el análisis técnico y económico del sistema, así como la programación de las obras. Para el pronóstico de la demanda, nos basamos en el ajuste de una función exponencial y tomando en consideración los datos históricos y las metas de desarrollo eléctrico fijado por la División de Planificación de INECEL.

Sobre la base del pronóstico así establecido, se desarrolló la siguiente parte de este estudio, la misma que consiste en el análisis técnico económico del equipamento del sistema, (programación de líneas de subtransmisión y subestaciones). A tal efecto se distribuyeron las demandas pronosticadas a nivel poblacional en los años 1977, 1978, 1980, 1982, 1985, 1988 y 1990.

Paralelamente se analizaron las principales características de la alternativa seleccionada y en base a esto efectuar el prediseño de las obras programadas.

Finalmente se presenta el calendario de inversiones, lo que nos da aproximadamente el costo cronóligo del proyecto.

INDICE

1. INFORMACION GENERAL 1

1.1. INFORMACION SOCIO-ECONOMICA 2

1.2. INSTALACIONES EXISTENTES 4

1.2.1. DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA 4

1.2.1.1. GENERACION 4

1.2.1.2. SUBTRANSMISION 4

1.2.1.3. DISTRIBUCION 5

1.2.2. CROQUIS DEL SISTEMA 5

1.3. INFORMACION ESTADISTICA 8

1.3.1. GENERALIDADES 8

1.3.2. POBLACION 9

1.3.2.1. POBLACION DE CABECERAS CANTONALES 9

1.3.2.2. POBLACION DE CABECERAS PARROQUIALES 10

1.3.3. CONSUMOS Y ABONADOS 11

1.3.3.1. CONSUMOS Y ABONADOS RESIDENCIALES 11

1.3.3.2. CONSUMOS Y ABONADOS COMERCIALES 12

1.3.3.3. CONSUMOS Y ABONADOS INDUSTRIALES 13

1.3.3.4. CONSUMOS Y ABONADOS OFICIALES 14

1.3.3.5. CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO 15

1.3.4. DATOS ESTADISTICOS DE GENERACION Y DEMANDA 16

2. ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO 17

2.1. ANALISIS DE LA DEMANDA Y METAS DE DESARROLLO 18

2.1.1. OBJETO 18

2.1.2. TASAS DE CRECIMIENTO 20

2.1.3. ANALISIS DE LA POBLACION 20

2.1.4. ANALISIS Y METAS DEL CONSUMO RESIDENCIAL 23

2.1.4.1. TASAS DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION 24

2.1.4.2. RELACION NUMERO DE HABITANTES POR ABONADOS RESIDENCIALES 24

2.1.4.3. TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO RESIDENCIAL UNITARIO 25

2.1.5. ANALISIS Y METAS DEL CONSUMO COMERCIAL 33

2.1.5.1. RELACION ABON. COMERCIAL/ABON.RESIDENCIAL. 33

2.1.5.2. TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO COMERCIAL UNITARIO 34

2.1.6. ANALISIS DEL CONSUMO INDUSTRIAL 35

2.1.7. ANALISIS DE LAS CARGAS ESPECIALES 37

2.1.7.1. ANALISIS DE ENERGIA QUE CONSUMIRAN LAS PILADORAS 37

2.1.7.2. ANALISIS DE ENERGIA QUE CONSUMIRAN LAS BOMBAS DE RIEGO 44

2.1.7.3. ANALISIS DE LA ENERGIA CONSUMIDA POR EL PROCESAMIENTO DE AGUA POTABLE PARA USO URBANO 47

2.1.7.4. ANALISIS DE LA ENERGIA CONSUMIDA POR LA CHONTA (DESMOTADORA DE ALGODON) 50

2.1.7.5. ANALISIS DE LA DEMANDA DE POTENCIA DE LA EMPRESA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE DE GUAYAQUIL 51

2.1.7.6. ANALISIS DE LA ENERGIA CONSUMIDA POR LAS URBANIZACIONES (PUNTILLA, ENTRERIOS Y FINCAS VACACIONALES) 51

2.1.8. ANALISIS DEL CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO 54

2.1.9. ANALISIS DE LAS PERDIDAS 55

2.1.10 ANALISIS DEL FACTOR DE CARGA 56

2.1.11 ANALISIS DE LOS CONSUMOS Y ABONADOS DE LAS SUBZONAS RURALES 57

2.1.11.1 PORCENTAJE DE POBLACION SERVIDA 58

2.1.11.2 CONSUMOS UNITARIOS 59

2.1.11.3 CONSUMOS DE ALUMBRADO PUBLICO 60

2.1.12 ANALISIS DE LAS PERDIDAS Y FACTOR DE CARGA DE LAS SUBZONAS RURALES 61

2.1.12.1 PERDIDAS 61

2.1.12.2 FACTOR DE CARGA 61

2.2. PROYECCION DE LA DEMANDA 63

2.2.1. METODOLOGIA SEGUIDA EN LA PROYECCION 63

2.2.1.1. CONSUMO RESIDENCIAL 63

2.2.1.2. CONSUMO COMERCIAL 65

2.2.1.3. CONSUMO INDUSTRIAL 66

2.2.1.4. CONSUMO ALUMBRADO PUBLICO 66

2.2.1.5. CARGAS ESPECIALES 66

2.2.1.6. CONSUMO TOTAL DE ENERGIA 66

2.2.1.7. PERDIDAS POR ENERGIA 67

2.2.1.8. ENERGIA GENERADA 67

2.2.1.9. FACTOR DE CARGA 68

2.2.1.10 DEMANDA MAXIMA 68

2.2.2. RESULTADOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA 68

2.3. DEMANDA Y CENTROS DE CARGA 69

2.3.1. DEMANDA A NIVEL DE CENTRO DE CARGA 69

2.3.2. DESCOMPOSICION DE LA DEMANDA A NIVEL POBLACIONAL 69

2.3.2.1. DEMANDA ACTIVA 70

2.3.2.2. DEMANDA REACTIVA 70

3. ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA 73

3.1. OBJETO 74

3.2. CONFORMACION DE ESQUEMAS ALTERNATIVOS 74

3.2.1. CRITERIOS PARA CONFORMACIÓN DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS 74

3.2.1.1. DEMANDA 75

3.2.1.2. FUENTES DE POTENCIA 75

3.2.1.3. LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION 76

3.2.1.4. SUBESTACIONES 79

3.2.2. DESCRIPCION Y GRAFICO DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS 81

3.2.2.1. DESCRIPCION 81

3.2.2.2. GRAFICOS DE LOS ESQUEMAS 91

3.3. ESTUDIO OPERACIONAL DEL SISTEMA 101

3.3.1. PARAMETROS 101

3.3.1.1. LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION 101

3.3.1.2. TRANSFORMADORES 102

3.3.2. CARGAS MAXIMAS Y MINIMAS DEL SISTEMA 103

3.3.2.1. CARGAS MAXIMAS 103

3.3.2.2. CARGAS MINIMAS 103

3.3.3. CONDICIONES PARA EL ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS 106

3.3.3.1. FUENTES DE POTENCIA 106
3.3.3.2. REGULACION DE LA TENSION 107
3.3.3.3. COMPENSACION 107
3.3.3.4. FACTOR DE POTENCIA 108
3.3.3.5. PERDIDAS 108
3.3.4. CONCLUSIONES 108
3.3.5. FLUJOS DE PTENCIA PARA CARGAS MAXIMAS Y MINIMAS 109

4. PROGRAMACION DE OBRAS 136
4.1. OBJETO 137
4.2. DETERMINACION DE COSTOS 137
4.2.1. COSTO DE LINEAS 137
4.2.1.1. GENERALIDADES 137
4.2.1.2. COSTO DE LINEAS A 138 KV 139
4.2.1.3. COSTO DE LINEAS A 69 KV 139
4.2.2. COSTO DE SUBESTACIONES 139
4.2.2.1. GENERALIDADES 139
4.2.2.2. COSTO DE SUBESTACIONES 145
4.2.3. COSTO DE CAPACITORES 151
4.2.3.1. GENERALIDADES 151
4.2.3.2. COSTO DE LOS BANCOS DE CAPACITORES 151
4.2.4. COSTO DE LAS PERDIDAS 152
4.2.4.1. GENERALIDADES 152
4.2.4.2. EVALUACION DEL COSTO DE LAS PERDIDAS 154
4.3. ANALISIS ECONOMICO 154
4.3.1. OBJETO 154
4.3.2. COSTO DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS 158
4.3.3. EVALUACION ECONOMICA 158

4.3.4. RESULTADO DE LA EVALUACION ECONOMICA 161
4.4. PROGRAMACION DE OBRAS 161
4.4.1. PROGRAMACION DE OBRAS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA 161
4.4.2. DIAGRAMA DE BARRAS DE LA ALTERNATIVA SELECIONADA 171

5. PREDISEÑO DE OBRAS 175
5.1. OBJETO 176
5.2. PREDISEÑO DE LINEAS DE SUBTRANSMISION 176
5.2.1. CRITERIOS GENERALES 176
5.3. PREDISEÑO DE LAS SUBESTACIONES 180
5.3.1. UBICACION DE LAS SUBESTACIONES 180
5.3.2. TIPOS DE SUBESTACIONES 180
5.3.3. CRITERIOS GENERALES 181
5.3.3.1. SUBESTACIONES DE PASO 181
5.3.3.2. SUBESTACIONES TERMINALES 184

6. INVERSIONES 187
6.1. PRESUPUESTO TOTAL 188
6.2. CALENDARIO DE INVERSIONES 190

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 193

8. ANEXOS 196
ANEXO 1 RESULTADOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA 197
ANEXO 2 PARAMETROS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISION 250
ANEXO 3 POTENCIA MAXIMA DE TRANSPORTE 254
ANEXO 4 ESTRUCTURAS 256

ANEXO 5 TRAZADO DE RUTAS 261

ANEXO 6 DIAGRAMAS DE SUBESTACIONES 267

BIBLIOGRAFIA

1. INFORMACION GENERAL

1.1. INFORMACION SOCIO-ECONOMICA

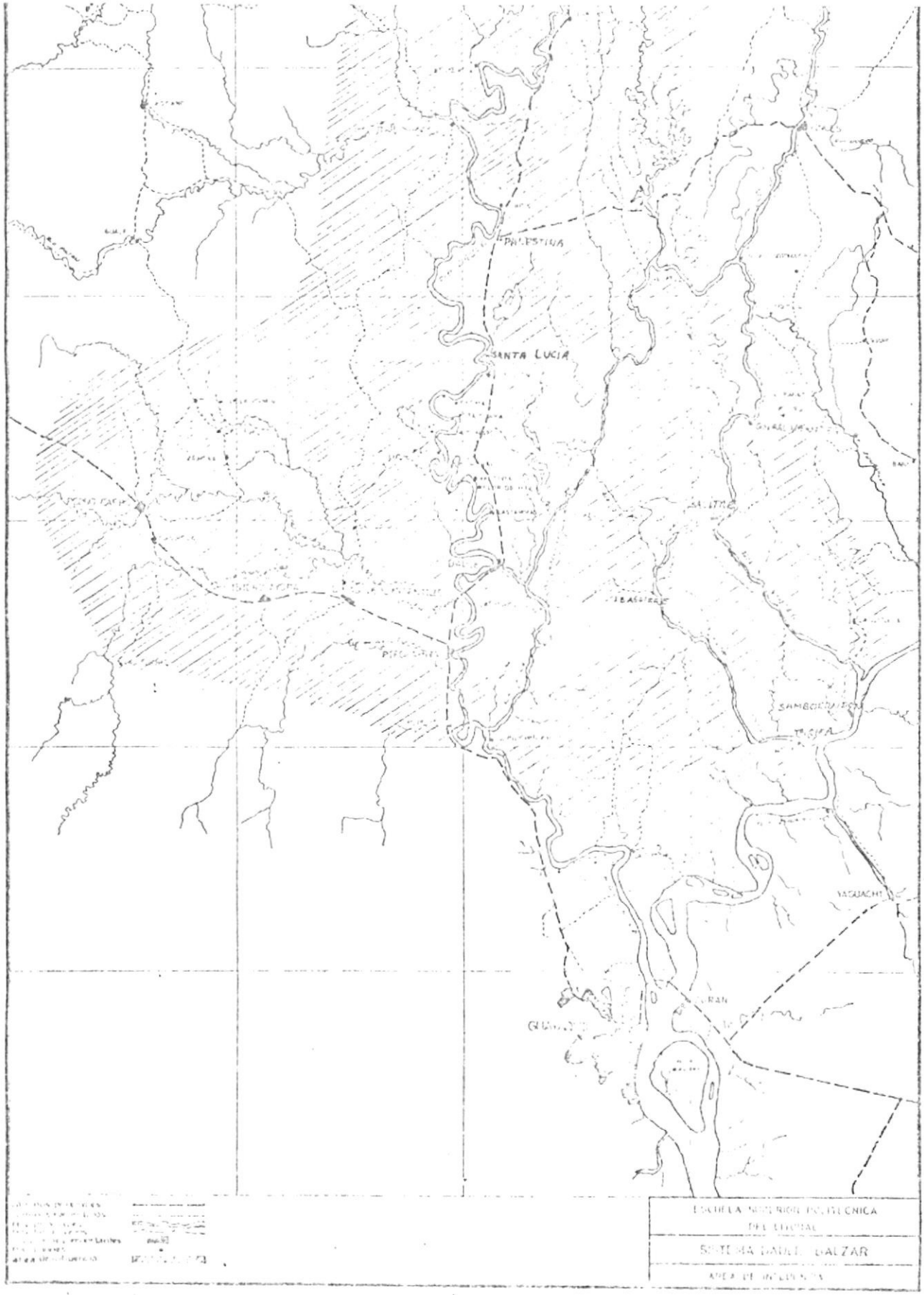
El área de influencia del Sistema Eléctrico Daule-Balzar está ubicado en la provincia del Guayas ocupando su parte Norte y Nor-Noreste, y comprende una superficie de 5.389 Km2, un total del 25,91% de la superficie de la provincia del Guayas.

Dentro de esta área se encuentran cuatro cabeceras cantonales (Daule, Balzar, Samborondón y Urbina Jado) con sus respectivas parroquias y recintos. Está atravesada principalmente por los rios Daule, Vinces, Pula, Macul y Salitre.

Según datos del III Censo Nacional de Población y II de Vivienda, el área de influencia del Sistema Eléctrico Daule - Balzar cuenta con un total de 220.661 habitantes en 1974 frente a un total de 160.777 habitantes en 1972. Esto representa un crecimiento anual promedio del 2,67% durante el período 1962-1974. Del total de la población en 1974, el 25,62% está en el perímetro urbano y el 74,38% en el rural.

De los datos censales de 1974 se establece que el 59% de la población total mayor de diez años, es alfabeta. De la misma fuente de información se determinó que la población económicamente activa localizada en esta área representa un 47,26% de la población total mayor de doce años, estableciéndose además que la oferta de fuerza de trabajo es del 2,56%.

Las cuatro cabeceras cantonales localizadas en esta área con



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

AREA DE INFLUENCIA

sus respectivas parroquias y recintos tienen un promedio de 5,42 habitantes/vivienda en un total de 40.717 viviendas. La mayor parte de las viviendas son construídas con material de caña.

El área está atravesada por dos carreteras consideradas de primer orden (Guayaquil-Empalme, 155 Kms y Piedrahita - Guanábano, 60 Kms), y tres de segundo orden (Palestina-Vinces; Daule-Salitre y Puntilla-Samborondon); las otras vías existentes son caminos de verano.

En la actualidad solamente Daule y Samborondon tienen un abastecimiento normalizado de agua potable. Constan de pozos profundos con bombas sumergibles, tanques de reserva, desinfección por cloración y red de abastecimiento a domicilio, pero se presenta el problema que la calidad físico-química del agua obtenida de los pozos profundos no es completamente satisfactoria por su contenido de sales relativamente elevados, por ello parte de la población continúa usando el agua de los rios de características más agradables al consumo humano aunque tenga calidad bacteriológica deficiente. Las demás poblaciones se abastecen con aguas crudas de los rios y de pozos con bombas de accionamiento manual.

La infraestructura de riego existente está conformada en su mayoría por canales trazados y construídos según criterios del agricultor, sin que haya existido el asesoramiento técnico. El sistema de control y manejo del agua se lo hace en forma rudimentaria lo que da lugar a deficiencias en el riego.

El área es una zona arrocera por excelencia pues así lo define la tradición agrícola y la preferencia de los agricultores pues la mayor parte del área en explotación está dedicada al cultivo del arróz; sin embargo, en esta área se podría cultivar una variedad extensa de productos tales como algodón (que se lo produce en grandes extensiones en la zona de Pedro Carbo), pasto café, frutales y tabaco.

El Sector industrial en la actualidad no tiene significación en la estructura productiva de la zona; se considera que las piladoras, molinos y bombas de agua constituirán la actividad industrial característica del área.

1.2. INSTALACIONES EXISTENTES

1.2.1. DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA

1.2.1.1. GENERACION.- En la actualidad el sistema no tiene unidades de generación en operación ya que desde el año de 1973 compra energía en barra a nivel de 13.8 KV a la Empresa Eléctrica del Ecuador (EMELEC). Las unidades de generación que tenía en operación hasta la fecha mencionada han sido trasladados a otras localidades en donde se hacía necesario instalar generación propia.

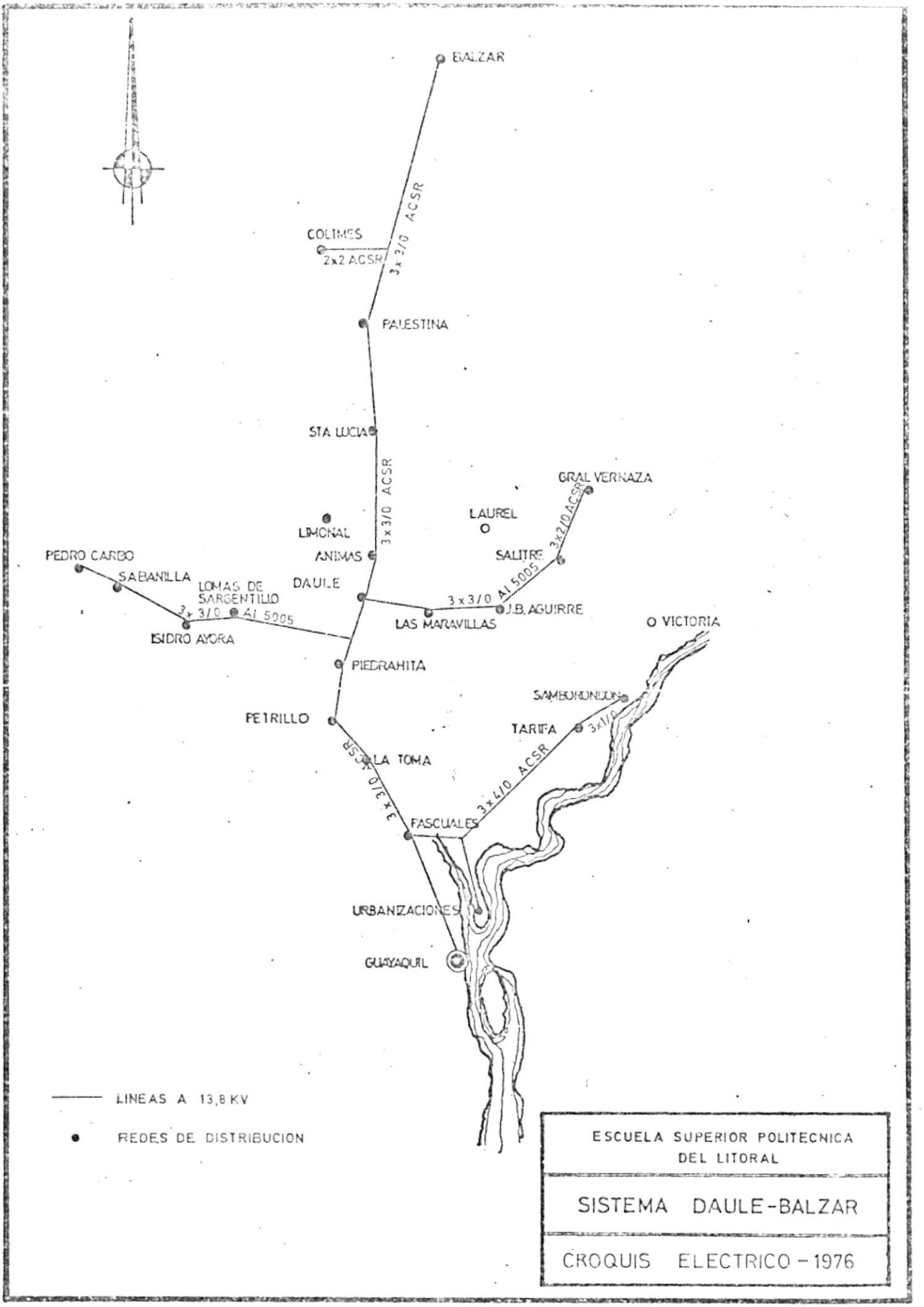
1.2.1.2. SUBTRANSMISION.- El sistema de subtransmisión

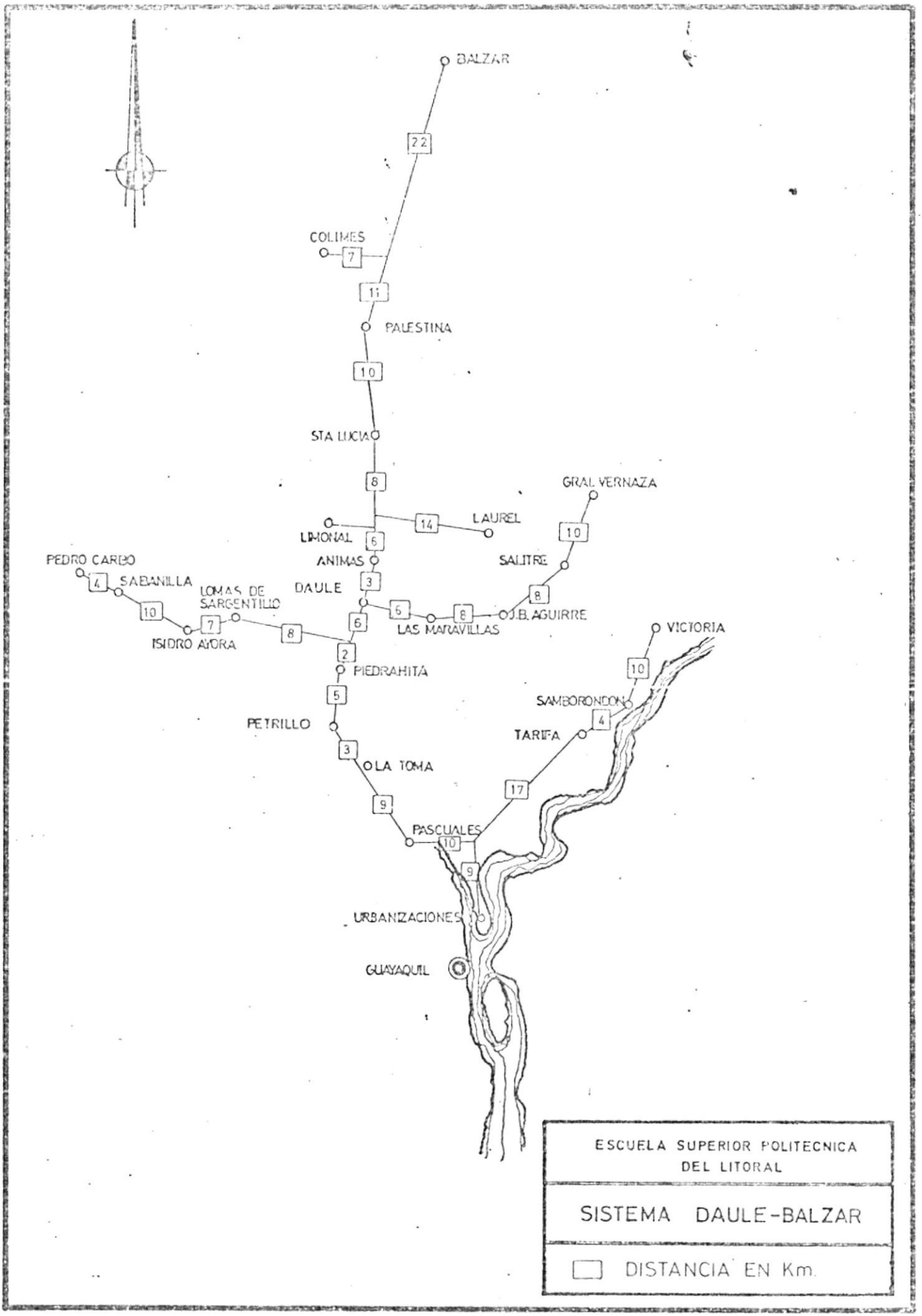
está constituído por 188 Kms. de líneas trifásicas, 16 Kms. de líneas con dos fases, todas a nivel de 13.8 KV; estas líneas unen a las cabeceras cantonales, parroquias y principales recintos que se encuentran dentro del área de influencia del sistema.

1.2.1.3. DISTRIBUCION.- Las redes de distribución existente se las muestra en la figura adjunta.

La tensión del primario es de 13.8 KV y la del secundario 120/240.

1.2.2. CROQUIS DEL SISTEMA.- Se adjunta el croquis del sistema, con las características del mismo.


BALZAR
COLIMES
2x2 ACSR
3x 3/0 ACSR
PALESTINA
STA LUCIA
3x3/0 ACSR
GRAL VERNAZA
3x2/0 ACSR
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
3x 3/0 AI 5005
DAULE
3 x 3/0 AI 5005
J.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
O VICTORIA
ISIDRO AYORA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
3x1/0
3x3/0 ACSR
LA TOMA
3x4/0 ACSR
FASCUALES
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEAS A 13,8 KV
REDES DE DISTRIBUCION
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
CROQUIS ELECTRICO - 1976


BALZAR
22
COLIMES
7
11
PALESTINA
10
STA LUCIA
8
GRAL VERNAZA
LAUREL
14
10
LIMONAL
6
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
4
SABANILLA
DAULE
3
LOMAS DE SARGENTILLO
10
6
8
8
J.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
7
6
8
ISIDRO AYORA
2
VICTORIA
PIEDRAHITA
10
5
SAMBORONDON
4
PETRILLO
TARIFA
3
LA TOMA
17
9
PASCUALES
10
9
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
DISTANCIA EN Km.

1.3. INFORMACION ESTADISTICA

1.3.1 GENERALIDADES

Dado que el Estudio de Mercado constituye una evaluación de los requerimientos de energía eléctrica de la zona en estudio a largo plazo, esta evaluación o proyección debe tener como base un análisis previo de la situación eléctrica presente y pasada, por lo que es de fundamental importancia la recopilación de los datos estadísticos que permitan realizar este análisis.

Es preferible que la información cubra un período relativamente largo, de por lo menos diez años para que las líneas de regresión o de tendencia sean utilizables en el análisis. El principal problema que se presentó fué la pequeña cantidad ó la falta absoluta de datos estadísticos; así se puede observar que en el área que estaba administrada por la desaparecida Cooperativa de Electrificación Rural Daule, se encuentran localidades como Daule que tiene datos históricos de cinco años anteriores (aunque los datos de generación se los ha tomado con las mayores reservas del caso). Las localidades administradas por los Municipios proporcionaron datos de dos años atrás aunque incompletos, algunas de ellas carecían totalmente de datos, por lo que se tuvo que realizar la proyección de la demanda y compararlas con localidades semejantes, mejor electrificadas y con datos estadísticos.

1.3.2. POBLACION

1.3.2.1. POBLACION DE CABECERAS CANTONALES

CANTON	CABECERA CANTONAL			AREA PERIFERICA		
AÑO	1974	1962	1950	1964	1962	1950
DAULE	13.164	7.428	4.501	28.204	27.381	12.936
BALZAR	11.144	6.588	2.920	21.426	11.486	11.699
URBINA JADO	3.885	1.724	---	15.330	12.540	---
SAMBORONDON	4.888	3.823	---	4.669	1.175	---

1.3.2.2. POBLACION DE CABECERAS PARROQUIALES

PARROQUIA	CABECERA PARROQUIAL		AREA RURAL	
AÑO	1974	1962	1974	1962
L. DE SARGENTILLO	2.946	—	3.511	—
ISIDRO AYORA	1.718	1.179	2.198	6.184
J. B. AGUIRRE	409	301	4.656	4.550
PALESTINA	3.047	1.135	4.386	3.150
PEDRO CARBO	6.204	2.518	8.960	8.542
PIEDRAHITA	2.161	1.280	6.193	4.668
STA. LUCIA	2.450	1.717	18.474	8.498
COLIMES	2.333	2.054	16.450	17.642
GRAL. VERNAZA	984	564	13.409	11.699
LA VICTORIA	468	418	3.665	3.617
TARIFA	721	643	12.608	8.273

1.3.3. CONSUMOS Y ABONADOS

1.3.3.1 CONSUMOS Y ABONADOS RESIDENCIALES

AÑO	1969		1970		1971		1972		1973	
LOCALIDAD	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)
DAULE	531	245.136	552	268.824	672	341.760	691	411.876	737	491.256
BELEN *	22	14.028	33	15.960	31	22.476	37	29.052	82	66.286
PIEDRAHITA	54	19.224	55	22.536	62	34.692	72	39.024	78	49.908
L. SARGENTILLO	—	—	—	—	55	15.408	63	20.880	70	27.516
I. AYORA	—	—	—	—	—	—	29	7.500	43	12.108
PEDRO CARBO	36	7.740	58	14.736	73	22.640	83	36.624	107	61.776
STA. LUCIA	56	15.492	65	19.116	74	22.620	75	28.224	80	34.572
PALESTINA	—	—	—	—	—	—	62	29.808	81	43.680
LIMONAL *	—	—	—	—	—	—	13	2.760	17	4.284
PETRILLO	—	—	—	—	14	9.816	20	15.252	16	9.540
SABANILLA	—	—	—	—	—	—	16	5.640	21	6.852
ANIMAS *	—	—	—	—	6	6.072	15	13.024	—	—
BALZAR	—	—	—	—	—	—	695	149.707	768	191.700
SAMBORONDON	—	—	—	—	504	36.294	203	41.436	260	59.900

1.3.3.2 CONSUMOS Y ABONADOS COMERCIALES

AÑO	1969		1970		1971		1972		1973	
LOCALIDAD	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)
DAULE	219	227.580	224	231.440	242	288.840	246	310.872	254	365.928
PIEDRAHITA	37	37.812	39	44.742	42	54.420	42	58.956	46	68.076
L. SARGENTILLO	—	—	—	—	39	26.136	48	39.420	53	51.408
I. AYORA	—	—	—	—	—	—	14	8.712	16	14.796
PEDRO CARBO	37	15.864	52	22.680	64	29.472	70	55.020	96	99.324
STA. LUCIA	33	18.816	35	29.616	37	24.132	45	45.240	50	62.760
PALESTINA	—	—	—	—	—	—	52	42.300	57	62.580
PETRILLO	—	—	7	5.136	13	19.656	16	36.060	13	16.248
SABANILLA	—	—	—	—	—	—	9	7.080	10	9.420
BALZAR	—	—	—	—	—	—	120	58.655	190	95.800
SAMBORONDON	—	—	—	—	—	—	30	16.533	39	18.700
BELEN Gabarra*	13	22.308	—	—	15	24.744	16	21.648	63	67.992
LIMONAL *	—	—	—	—	—	—	12	6.744	15	10.572
ANIMAS *	—	—	—	—	8	9.288	20	20.424	—	—

1.3.3.3. CONSUMOS Y ABONADOS INDUSTRIALES

AÑO	1969		1970		1971		1972		1973	
LOCALIDAD	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)
DAULE	6	26.016	11	42.840	9	48.804	10	72.924	9	86.556
PIEDRAHITA	2	6.960	2	11.448	2	14.136	2	20.172	2	23.856
L.SARGENTILLO	—	—	—	—	—	—	—	—	1	8.304
PETRILLO	—	—	1	18.276	1	38.736	2	81.348	—	—
BELEN Gabarra*	—	—	2	8.628	—	—	—	—	6	278.496

1.3.3.4 CONSUMOS Y ABONADOS OFICIALES

AÑO	1969		1970		1971		1972		1973	
LOCALIDAD	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)	Abon.	Cons. (KWH)
DAULE	21	15.948	16	16.224	14	18.636	14	17.604	14	15.240
PIEDRAHITA	6	4.932	4	432	1	396	3	1.332	3	14.724
L.SARGENTILLO	—	—	—	—	2	564	1	648	2	1.032
ISIDRO AYORA	—	—	—	—	—	—	—	—	1	804
PEDRO CARBO	6	2.232	4	3.576	3	732	2	444	4	2.916
STA. LUCIA	2	2.724	3	2.664	2	1.920	3	2.304	4	3.300
SABANILLA	—	—	—	—	—	—	—	—	1	264
BELEN Gabarra*	—	—	—	—	1	384	1	168	3	14.316

1.3.3.5. CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO

AÑO / LOCALIDAD	1969 (KWH)	1970 (KWH)	1971 (KWH)	1972 (KWH)	1973 (KWH)	1974 (KWH)
DAULE	11.871	13.050	9.456	7.648	6.992	11.016
PIEDRAHITA	1.271	1.324	964	505	626	4.917
STA. LUCIA	800	1.183	1.169	1.108	981	3.117
PEDRO CARBO	3.378	3.653	2.801	4.066	6.130	7.470
L. SARGENTILLO	—	—	1.081	2.017	2.329	3.794
LIMONAL*	—	—	409	382	161	990
PALESTINA	—	—	446	805	792	2.700
ISIDRO AYORA	—	—	—	1.278	1.276	1.309
SABANILLA	—	—	—	405	440	432
PETRILLO	—	—	—	205	205	1.260

* En el análisis de la demanda son consideradas como parte integrante de Daule

1.3.4. DATOS ESTADISTICOS DE GENERACION Y DE DEMANDA

Al revisar los partes diarios de planta de la Central de Generación en Daule, se observó que éstos no estaban completos, por esta razón los datos estadísticos se analizaron con las reservas del caso, pues en definitiva no son un fiel reflejo de la operación del sistema.

AÑO	1969	1970	1971	1972	1973
ENERGIA FACTURADA (MWH/AÑO)	807,02	902,35	1.196,67	1.713,22	2.239,90
ENERGIA GENERADA (MWH/AÑO)	894,76	1.002,35	1.396,08	1.976,65	2.546,75
DEMANDA MAXIMA (KW)	270,0	435,0	475,0	640,0	690,0
FACTOR DE CARGA (%)	38,25	28,16	33,55	35,26	42,13
HORAS DE OPERACION (HORAS/AÑO)	866,40	8.184,0	8.760	8.760	8.760
PERDIDAS (%)	9,81	9,98	14,28	13,33	12,05

2. ESTUDIO DE MERCADO ELECTRICO

2.1. ANALISIS DE LA DEMANDA Y METAS DE DESARROLLO.

2.1.1. OBJETO.- El objeto de analizar la demanda del pasado es de vital importancia pues nos permite determinar el grado de desarrollo eléctrico del área en estudio, mediante la obtención de índices de consumo lo que nos permitirá imponernos metas de desarrollo eléctrico. Para los fines de proyección de demanda se dividió en área en estudio en seis zonas las cuales estarán 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.

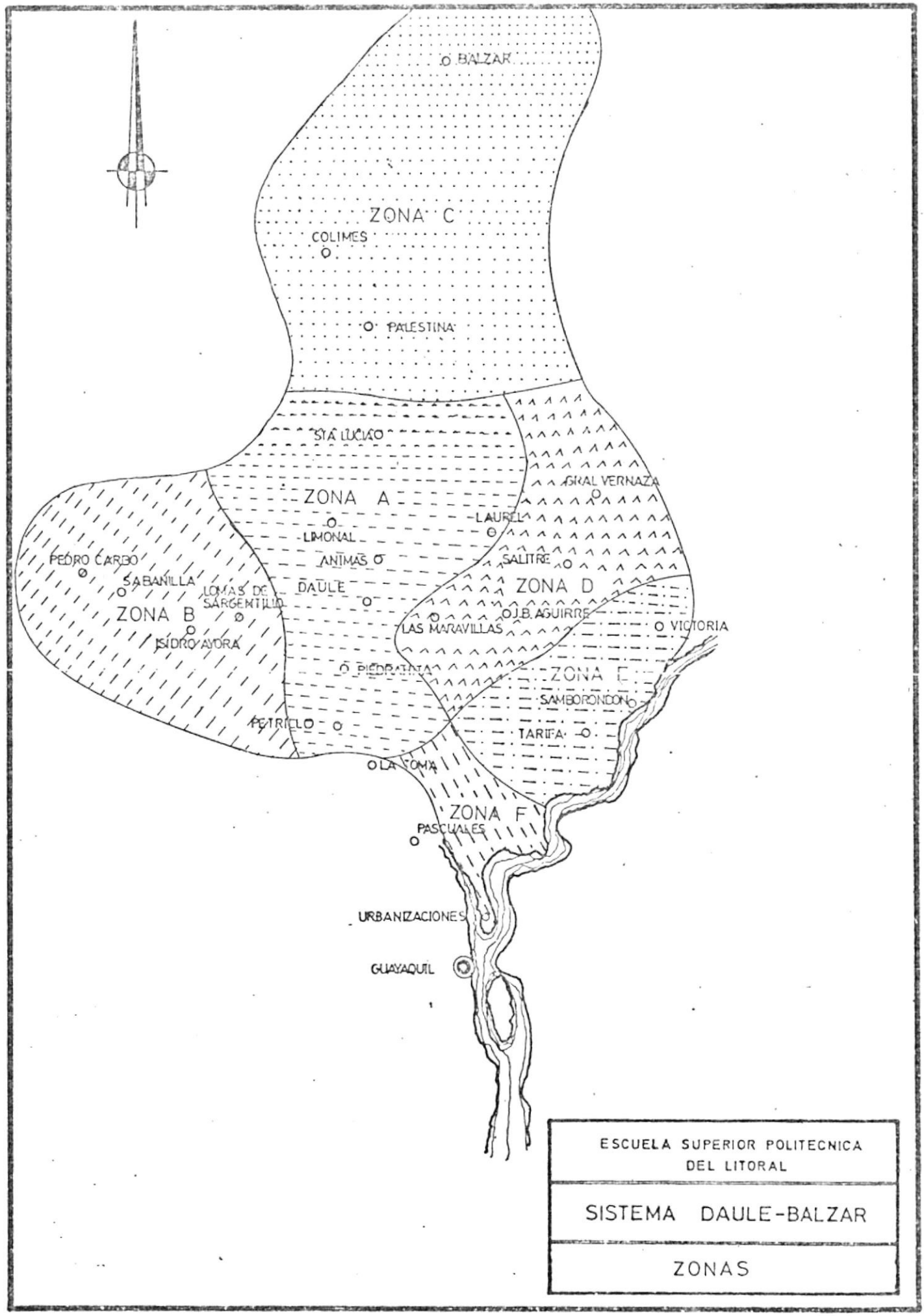
Estas seis zonas se denominan y comprenden:

ZONA A: Comprende la Cabecera Cantonal Daule y su zona periférica, las parroquias Piedrahita, Santa Lucía, los recintos de Petrillo, Las Animas, Limonal, Laurel y el sector rural correspondiente.

ZONA B: Comprende las parroquias Lomas de Sargentillo, Isidro Ayora, Pedro Carbo, el recinto Sabanilla y el sector rural de las localidades antes mencionadas.

ZONA C: Comprende la Cabecera Cantonal Urbina Jado y su zona periférica, las Parroquias J.B.Aguirre General Vernaza y sus sectores rurales.

ZONA D: Comprende la Cabecera Cantonal Balzar y su zona periférica, las parroquias Palestina, Colimes y sus respectivos sectores rurales.


BALZAR
ZONA C
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
ZONA A
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
DAULE
ZONA D
LOMAS DE SARGENTILLO
ZONA B
J.B. AGUIRRE
VICTORIA
LAS MARAVILLAS
ISIDRO AYORA
PIEDRAHITA
ZONA E
SAMBORONDON
TARIFA
PETRILLO
LA TOMA
ZONA F
PASCUALES
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ZONAS

ZONA E: Comprende la Cabecera Cantonal Samborondon y zona periférica, las parroquias Tarifa, La Victoria y sus respectivos sectores rurales.

ZONA F: Comprende las urbanizaciones de La Puntilla, Entrerios y Fincas Vacacionales.

2.1.2. TASAS DE CRECIMIENTO.- La fórmula que se utilizó para determinar las tasas de crecimiento fué:

$$P = Po\ (1 + r)^n$$

de donde $$r = \sqrt[n]{\frac{P}{Po}} - 1$$

p = valor en el año n.

po= valor inicial

r = tasa de crecimiento media acumulativa anual

n = número de años de período de análisis

2.1.3. ANALISIS DE LA POBLACION.- El consumo de energía eléctrica está ligado directamente a la densidad poblacional, es por esta razón que se tomó un especial cuidado al realizar la proyección de la población, puesto que una falsa proyección de ésta ocasionaría distorsión en la proyección de la demanda.

De la oficina de la Dirección de Censos y Estadística de la Junta Nacional de Planificación, se obtuvo la información relacionada con la población; según los censos de población del año 1950 y de población

y vivienda de los años 1962 y 1974, el área en estudio cuenta con 220.061 habitantes en 1974, y 160.777 habitantes en 1962, lo que representa un crecimiento promedio anual de 2,67% durante el período 1962/74.

A continuación se detallan las tasas de crecimiento promedio anual de los diferentes cantones, parroquias y áreas rurales.

TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL (%)

CANTON	CABECERA CANTONAL			AREA PERIFERICA		
	1950-62	1962-74	1950-74	1950-62	1962-74	1950-74
DAULE	4,26	4,89	4,58	6,45	0,25	3,30
BALZAR	7,02	4,48	5,74	- 0,15	5,33	2,63
URBINA JADO	—	7,01	—	—	1,69	—
SAMBORONDON	—	2,07	—	—	12,18	—

PARROQUIA	TASA DE CRECIMIENTO PROMEDIO ANUAL (%) CABEC. PARROQ.	AREA RURAL
AÑO	1962 - 1974	1962 - 1974
L. SARGENTILLO	2,40 * .	2,40 *
I. AYORA	3,19	- 8,26
J. B. AGUIRRE	2,59	0,19
PALESTINA	8,58	2,80
PEDRO CARBO	7,80	0,40
PIEDRAHITA	4,46	2,38
STA. LUCIA	3,01	6,69
COLIMES	1,07	- 0,58
G. VERNAZA	4,75	1,14
LA VICTORIA	0,95	0,11
TARIFA	0,96	3,57

Como indicamos anteriormente, una distorsión en la proyección de la población incide grandemente en la proyección de la demanda, por lo tanto se tomaron en cuenta los factores socio-económicos que inciden en la inmigración y emigración de la población del área analizada; de datos proporcionados por el servicio de Erradicación de la Malaria se construyó un diagrama de dispersión y con ello una curva de aproximación de la cual se pudo determinar una relación no lineal que se la podía representar por una parábola de mínimos cuadrados.

Al realizar la proyección de la población, tanto de las áreas urbanas como rurales hasta el año 1990 se hizo tender la tasa de crecimiento promedio anual de cada localidad a la tasa de crecimiento promedio anual del área estudiada. Como conclusión podemos decir que localidades con tasas de crecimiento promedio anual elevado, en el período 1974-1990 se la disminuye y viceversa, ésto se lo hace considerando que en las zonas más afectadas por la emigración se realizarán programas que evolucionarán la oferta y demanda de trabajo y en cierta forma, el comportamiento de las actividades económicas.

2.1.4. ANALISIS Y METAS DEL CONSUMO RESIDENCIAL

Para el análisis del consumo residencial se consi-

deraron los siguientes parámetros

2.1.4.1. TASA DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION.- Esta fué analizada en el numeral 2.1.3.

2.1.4.2. RELACION NUMERO DE HABITANTES POR ABONADOS RESIDENCIALES.- Este parámetro considerado en la programación eléctrica es una manera de expresar el porcentaje de la población servida, y por lo tanto el número de habitantes que están marginados del servicio eléctrico. A manera de ejemplo analizaremos el porcentaje de la población servida en Piedrahita durante el año de 1973:

Habitantes = 2.084

Abon. Residenciales = 78

$$\frac{\text{Habitantes}}{\text{Abon. Resid.}} = 26,72$$

Si esta localidad estuviera totalmente electrificada debería haber una relación de seis habitantes/abonados residenciales que en comparación con los 26,72 representa que está electrificado solo el 22,46% de la población; esto implica que el .. 77,54% de la población está marginada del servicio.

En la relación habitantes/abonados resi-

denciales se utilizaron metas proporcionadas por la División de Planificación de INECEL; para las cabeceras cantonales y su zona periférica en el año de 1990 se asumió un 85.71% de la población total servida; en las parroquias servidas en la actualidad durante las 24 horas del día se utilizó la relación de seis habitantes/abonados residenciales, lo que representa el 100% de la población servida en el año 1990 (exceptuando Sta. Lucía e I. Ayora que tendrán el 85,71% de la población servida en 1990), para las parroquias que tienen un servicio eléctrico deficiente se utilizó la relación de siete habitantes/ abonados residenciales, lo que representa un 85.71% de la población servida en el año 1990, considerando que en un período máximo de dos años estarán completamente electrificados.

2.1.4.3. TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO RESIDENCIAL UNITARIO.- Analizando las tasas de crecimiento de los consumos unitarios por abonado residencial, podemos observar que se producen grandes saltos (ver tabla No. 2.1.) los cuales son consecuen

cia de que se ha proporcionado un mejor servicio eléctrico, sea éste adecuando las redes de distribución ó extendiendo las líneas de subtransmisión para proporcionarles energía durante las 24 horas del día. Consideramos que estos grandes crecimientos experimentados no van a continuar al estabilizar el servicio de energía eléctrica pues el crecimiento tenderá a estabilizarse tratando de encontrar las tasas que se preveen para los sectores urbanos (3%-4%).

Para realizar las proyección de los consumos unitarios en el período 1973 - 1990 se utilizó una tasa promedio anual del 4% para cabeceras cantonales, 3% para parroquias y 3% para áreas rurales según las metas previstas por la División de Planificación de INECEL.

Habiendo determinado el consumo unitario en el año 1990 y con el dato de partida se analizó los posibles recorridos que tendrán las curvas de la variación de estos índices tomando en consideración que el incremento va a ser mayor

LOCALIDAD	AÑO	POBLACION	HAB/ABON. RES.	POB.SERV. (%)	KWH/ABON RES.	(%)
DAULE	1969	37962	68,65	8,74	468,65	---
	1970	38566	65,92	9,10	486,81	3,87
	1971	39207	55,30	10,85	522.30	7,29
	1972	39885	52,76	11,37	604,11	15,66
	1973	40601	48,57	12,35	672,04	11,24
PIEDRAHITA	1969	1778	32,93	18,22	356,00	---
	1970	1853	33,69	17,81	409,75	15,10
	1971	1929	31,11	19,29	559,55	36,56
	1972	2006	27,86	21,54	542,00	- 3,14
	1973	2084	26,72	22,42	639,85	18,05
SANTA LUCIA	1969	2127	37,98	15,80	276,64	---
	1970	2190	33,69	17,81	294,09	6,31
	1971	2254	30,46	19,70	305,68	3,94
	1972	2319	30,92	19,40	376,32	23,11
	1973	2385	29,81	20,13	432,15	14,84
PALESTINA	1972	2713	43,76	13,71	480,77	---
	1973	2883	35,59	16,86	539,26	12,17
COLIMES	1973	2303	40,0	15,0	230,0	---

BALZAR	1972	30275	43,56	13,77	196,78	---
	1973	31444	40,94	14,66	250,0	27,05
LOMAS DE SGTLLO	1971	2734	49,71	12,07	280,15	---
	1972	2805	44,52	13,48	331,43	18,30
	1973	2875	41,07	14,61	393,09	18,60
ISIDRO AYORA	1972	1618	56,0	10,71	259,0	---
	1973	1668	39,0	15,38	282,0	8,88
PEDRO CARBO	1969	4553	126,47	4,74	215,0	---
	1970	4869	83,95	7,15	254,07	18,17
	1971	5192	71,02	8,45	310,19	22,09
	1972	5522	66,53	9,02	441,25	42,25
	1973	5857	55,0	10,91	577,35	30,84
SAMBORONDON	1972	8691	42,81	14,02	178,76	---
	1973	9121	35,0	17,14	230,0	28,66
URBINA JADO	1973	18174	80,0	7,5	200,00	---
LA VICTORIA	1973	464	45,0	13,33	230,0	---
GRAL.VERNAZA	1973	950	35,0	17,14	230,0	---

TARIFA	1973	713	30,0	20,00	230.0	—
J.B.AGUIRRE	1973	399	39,0	15,38	230,0	—

TABLA 2.1

LOCALIDAD	AÑO	ABON.COM/ABON.RES.	KWH/ABON.COM.	(%)
DAULE	1969	41,95	1077,10	---
	1970	38,29	1033,23	- 4,67
	1971	37,00	1218,38	17,92
	1972	39,00	1223,43	0,41
	1973	40,00	1338,83	9,43
PIEDRAHITA	1969	68,58	1021,95	---
	1970	70,91	1146,79	12,21
	1971	67,74	1295,71	12,99
	1972	58,33	1403,71	8,34
	1973	58,97	1479,91	5,43
SANTA LUCIA	1969	58,93	570,18	---
	1970	53,85	846,17	48,40
	1971	50,00	652,22	-22,92
	1972	60,00	1005,33	54,14
	1973	62,50	1255,20	24,85
PALESTINA	1972	83,87	813,46	---
	1973	70,37	1097,89	34,97
COLIMES	1973	29,87	280,0	---

BALZAR	1972	14,10	598,52	---
	1973	14,97	435,51	-27,24
LOMAS SGTLLO.	1971	70,91	670,15	---
	1972	76,19	821,25	22,55
	1973	75,71	969,96	18,11
ISIDRO AYORA	1972	48,28	622,29	---
	1973	37,21	924,75	48,60
PEDRO CARBO	1969	102,78	428,76	---
	1970	89,66	436,15	1,72
	1971	87,67	460,50	5,58
	1972	84,34	786,00	70,81
	1973	89,72	1034,63	31,63
SAMBORONDON	1972	14,78	551,17	---
	1973	14,62	480,0	-12,91
URBINA JADO	1973	40,0	509,1	---
LA VICTORIA	1973	40,0	310,0	---
GRAL. VERNAZA	1973	40,0	310,0	---

TARIFA	1973	40	310,0	—
J.B.AGUIRRE	1973	50	310,0	—

TABLA 2.2

en los primeros años para luego estabilizarse, esto se lo hace tomando en consideración los programas acelerados de ampliación, construcciones de redes de distribución y líneas de subtransmisión en estos primeros años.

En las localidades en las cuales no teníamos el consumo unitario inicial, se tomó el de otra localidad que tenía energía eléctrica y que presentaba características socioeconómicas similares, el consumo que se escogió como inicial fué el que tenía cuando se electrificó, incrementándose luego este consumo cuando se pongan en operación sus redes de distribución.

2.1.5. ANALISIS Y METAS DEL CONSUMO COMERCIAL

2.1.5.1. RELACION ABONADO COMERCIAL-ABONADO RESIDENCIAL.

El número de abonados comerciales varía anualmente en la misma proporción que varía el número de abonados residenciales, de aquí que es importante analizar la relación abonado comercial-abonado residencial. En el año 1973 esta relación varía entre 89,2% en Pedro Carbo y 14,96% en Balzar. Como pue-

de observarse en la tabla 2.2, la relación abonado comercial-abonado residencial es bastante alta en esta zona, pues gran parte de sus habitantes se dedican al comercio.

Tomando en consideración que ciudades que han alcanzado cierto desarrollo tienen una relación que varía entre 15 y 25%, se decidió utilizar para 1990 un porcentaje que varía entre los valores anteriormente indicados; para fijar este porcentaje por población se visitó cada una de las localidades para observar el movimiento comercial.

2.1.5.2. TASA DE CRECIMIENTO DEL CONSUMO COMERCIAL UNITARIO.

Observando la tabla 2.2 notamos que se producen saltos en el crecimiento del consumo comercial unitario (al igual que se producía en el consumo residencial unitario), así como crecimientos negativos, se analizó esto último y se debe a que el servicio no era suficientemente confiable por sus frecuentes interrupciones.

Según análisis realizados por la División de Planificación de INECEL, el crecimiento

del consumo unitario por abonado comercial para el país crecerá con una tasa promedio anual hasta 1990 entre el 6 y 8%.

2.1.6. ANALISIS DEL CONSUMO INDUSTRIAL.

En la actualidad el sector industrial no tiene significación productiva actualmente en el área estudiada. Se considera que las piladoras, molinos y bombas de riego podrían constituír la actividad industrial característica del área Según datos obtenidos de la desaparecida Cooperativa de Electrificación Rural, las otras cargas industriales la constituyen las radiodifusoras, la Junta Cantonal de Agua Potable y estaciones de bombeo.

Se considera que cuando el servicio de energía eléctrica tenga suficiente capacidad para ofrecer a sus usuarios confiabilidad y continuidad en el servicio, las piladoras y molinos existentes en gran cantidad en el área de estudio se integrarán. La integración de las piladoras y molinos, así como las estaciones de bombeo, será tratada en la parte correspondiente al numeral de cargas especiales.

A continuación se presenta en la tabla No. 2.3. la carga industrial en las diferentes localidades:

LOCALIDAD	AÑO	CONSUMO (MWH)	%
DAULE	1973	406,1	—
	1974	423,26	4,23
PIEDRAHITA	1971	146,64	—
	1972	197,67	34,80
	1973	288,35	45,87
	1974	271,22	- 5,94
PALESTINA	1974	252,24	—
L. SARGENTILLO	1973	61,63	—
	1974	102,88	63,93
STA. LUCIA	1974	23,52	—

TABLA 2.3

Cabe anotar que en la determinación de la tasa de crecimiento del consumo industrial no podemos utilizar las tasas observadas puesto que no son representativas del crecimiento normal ya que se ha encontrado situaciones tales como incorporación de nuevas cargas industriales en algunos casos y en otros, el cierre de servicio.

Después de las observaciones enunciadas, la tasa de crecimiento del consumo industrial se asume del 13% que es la tasa de crecimiento que se obtiene del análisis del crecimiento de las piladoras (que son los que constituyen la mayor parte de la carga industrial del área).

2.1.7. ANALISIS DE LAS CARGAS ESPECIALES.

Dentro del término de cargas especiales consideramos los consumos ocasionados por piladoras, molinos, bombas de riego, bombas de agua potable, desmotadoras y las urbanizaciones ubicadas en la Puntilla.

2.1.7.1. ANALISIS DE LA ENERGIA QUE CONSUMIRAN LAS PILADORAS.

Como se mencionó anteriormente, en este numeral analizaremos los consumos de las pi-

ladoras y los factores que inciden en su integración. Así tenemos en cuenta:

- Ubicación de las piladoras dentro del perímetro servido de energía eléctrica y con respecto a líneas de subtransmisión programadas.
- El tiempo de vida de las máquinas actualmente en operación (los motores instaladas son en un 90% a diesel ó gasolina, los cuales tienen generalmente un tiempo de vida util de 12 años), y tiempo de instalación. El tiempo de vida de los motores es factor preponderante, pues de conversaciones sostenidas con varios propietarios de piladoras se ha llegado a la conclusión que aún teniendo la energía disponible no harán el cambio a motores eléctricos hasta que los motores a diesel se hayan dañado completamente, ó en su defecto, que la Empresa que provee los motores eléctricos se haga cargo de la máquina a reemplazarse.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriormente citadas, dividimos las piladoras existentes en el área en tres grupos que se integran en la siguiente forma:

GRUPO	AÑO DE INTEGRACION
I	1978
II	1980
III	1985

Los consumos de cada grupo se los hace crecer con una tasa promedio anual de 13% durante todo el período. Para determinar esta tasa, se determinó las tasas de crecimiento de las diferentes piladoras del área y de Piladoras de otras áreas, tales como la Piladora Modelo de Guayaquil y la Piladora de Fenacoopar en Milagro. Entre éstas se escogieron las que tenían mayores datos históricos y las que habían trabajado en forma más estables durante los períodos considerados. Así, de la Piladora Modelo de Guayaquil se obtuvo una tasa de 13%, y de la Piladora Moderna de Piedrahita, una tasa promedio anual de 13,02%.

Para obtener la cantidad de energía requerida no se utilizó la potencia instalada en cada piladora, puesto que un motor eléctrico es mucho más eficiente que un motor a diesel o gasolina, sino que se determinó la cantidad de KW instalados para producir un quintal de arróz por hora (esta cálculo se lo explica a continuación. Luego se de-

DETERMINACION DE POTENCIA INSTALADA EN UNA PILADORA O MOLINO DE ARROZ.

Se considera una piladora con una capacidad de producción de 20 quintales/hora ≈ 1.000Kg/h; se utiliza para esto un manual de maquinaria arrocera de "Satake" y se determina la potencia instalada de la siguiente forma:

Secadora (3.000 Kg/h)	2,20 KW
Limpiadora (1.000 Kg/h)	0,40 KW
Despedrador - Aspirador	1,50 KW
Descascarador (1.000Kg/h)	1,50 KW
Separadora de Paddy (1.000 Kg/h)	0,40 KW
Maquinaria pulidora combinando el esmeril y la fricción (1.000 Kg/h)	15,00 KW
Brilladora (2.000 Kg/h)	3,70 KW
Zaranda clasificadora (1.000 Kg/h)	0,75 KW
2 elevadores	1,50 KW
1 ventilador	1,70 KW
	29,45 KW

Se puede utilizar también una unidad de molino compacto que pueda cumplir del descascaramiento al pulimento de arróz (precios más bajos en comparación con otras unidades - funcionamiento igual al de las unidades de gran capacidad - menos espacio de instalación y operación fácil).

1.000 Kg/h = 25 KW

20 qq/h = 25 KW

Utilizando el primer cálculo tenemos:

$$\frac{29,45 \text{ KW}}{20 \text{ qq/h}} = 1,4725 \frac{\text{KWH}}{\text{qq}} = 1,9739 \text{ HP} \approx 2\text{HP}$$

CAPACIDAD DE PRODUCCION/GRUPO DE LAS PILADORAS

LOCALIDAD	I		II		III	
	Número Pilad.	Produc. qq/hora	Número Pilad.	Produc. qq/hora	Número Pilad.	Produc. qq/hora
DAULE	25	221	22	158	27	180
I. AYORA	2	18	1	7	—	—
J.B. AGUIRRE	4	36	3	22	3	45
PALESTINA	8	81	3	37	1	10
STA. LUCIA	15	135	9	62	26	165
PIEDRAHITA	8	108	1	20	—	—
PEDRO CARBO	1	6	—	—	2	10
L.SARGENTILLO	13	160	—	—	—	—
BALZAR	23	215	6	46	5	32
COLIMES	12	96	2	9	—	—
URBINA JADO	14	177	11	75	—	—
G. VERNAZA	5	52	3	14	15	106
LA VICTORIA	11	74	—	—	1	8
SAMBORONDON	11	141	4	130	6	79
TARIFA	9	120	3	49	7	71
MARAVILLAS	1	8	—	—	—	—
PETRILLO	2	19	—	—	—	—
LIMONAL	5	22	—	—	—	—
ANIMAS	3	20	—	—	—	—
LAUREL	—	—	7	84	3	23

TABLA 2.4.

terminó el número de horas que trabajan durante el año (para el efecto, se hicieron consultas en las zonas y el Programa Nacional del Arróz) que es aproximadamente 2.020 horas. Se utilizó además un factor de demanda de 0,80 típico para este tipo de carga.

En la tabla No. 2.4 se presenta la capacidad de producción (quintales/hora) por grupo de piladoras.

En la tabla No. 2.5 se indica la cantidad de energía por grupos y por localidad.

CONSUMOS ANUALES EN MWH

LOCALIDAD	I	II	III
DAULE	525,88	375,97	428,32
PIEDRAHITA	256,99	47,50	—
STA. LUCIA	321,24	147,53	392,63
PALESTINA	192,75	88,04	23,80
COLIMES	—	228,44	21,42
BALZAR	511,61	109,46	76,15
L.SARGENTILLO	380,73	—	—
I. AYORA	42,83	16,66	—
PEDRO CARBO	14,28	—	23,80
J.B. AGUIRRE	85,67	52,35	107,08
URBINA JADO	421,18	178,45	—
LA VICTORIA	176,10	—	19,04
G. VERNAZA	123,74	33,32	252,23
SAMBORONDON	335,52	309,34	187,99
TARIFA	285,55	116,60	168,95
MARAVILLAS	19,04	—	—
PETRILLO	42,21	—	—
LIMONAL	52,35	—	—
ANIMAS	47,59	—	—
LAUREL	—	199,8	54,73

TABLA 2.5.

2.1.7.2. ANALISIS DE LA ENERGIA QUE CONSUMIRAN LAS BOMBAS DE RIEGO.

La principal fuente de abastecimiento del agua para los cultivos la constituyen los rios, existiendo además sitios naturales de almacenamiento o pozos en los cuales permanece el agua de lluvia o la proveniente de los desbordamientos de los rios; de lo anterior se puede establecer que la unica fuente segura de abastecimiento la constituyen los rios, las demás están sujetas a las variaciones propias de la estación lluviosa lo que trae como consecuencia que el área cultivada esté sujeta a la misma variación. Debe mencionarse que por el incremento experimentado recientemente en la concesión de créditos agrícolas, así como por las facilidades para la adquisición de bombas de riego se ha observado una expansión acelerada en el abastecimiento de agua de los rios, por medio de bombas de gran diversidad de diámetro y potencias (las bombas en mejor estado son las de las cooperativas; igualmente, son las de mayor potencia), el 99% utilizan diesel como combustible, el resto utilizan gasolina. Aproximadamente el 70% de las bombas están comprendidas entre 6" y 10" de diámetro absorvente-expelente. Después de haber recorrido el rio Daule desde la

población de su mismo nombre hasta Colimes, se pudo observar un gran número de bombas, se anotó el número de éstas y su diámetro y por medio del diámetro se pudo determinar los HP instalados (potencia), lo mismo se hizo con las bombas ubicadas a lo largo del rio Los Tintos. Tomando estos datos como base y por datos suministrados por INERHI, se determinó aproximadamente la capacidad instalada en bombas de riego.

Se asumió al realizar la proyección de la demanda que las bombas de riego se las integraría a la proyección de las cabeceras cantonales de la área en estudio.

Las bombas de riego constituyen una capacidad fija instalada, partiendo de este hecho consideramos que en el año 1976 se integrará el 10% de bombas de riego y este consumo dado se incrementará con una tasa tal que en el año 1990 se tendrán integradas todas las bombas (la tasa de crecimiento promedio anual es de 17,88%).

En cuanto a las horas de operación, por conversaciones sostenidas con los dueños ó encargados, manifiestan que no tiene horario fijo de trabajo pues muchas veces la utilización de las bombas está supeditada a las necesidades de los cultivos;

se pudo apreciar que un alto promedio de lasbombas trabajan 654 horas en el año.

A lo largo de las riveras del rio Daule existen 264 bombas que significa una potencia instalada de 9.515 HP, de las cuales el 70% están en la jurisdicción del Cantón Daule y el restante 30% dentro del Cantón Balzar. En Samborondón existen 85 bombas, lo que dá una potencia instalada de 2.489 HP; se asume que en Urbina Jado se encuentran instaladas bombas que en total tienen una capacidad igual a las que existen en Samborondon. Así tenemos:

LOCALIDAD	CAPACIDAD INSTALADA (HP)
Daule	6.660
Balzar	2.854
Urbina Jado	2.489
Samborondon	2.489

Todo esto nos dá los siguientes consumos en MWH:

CONSUMOS EN MWH

LOCALIDAD	1977	1990
Daule	324,95	3.249,55
Balzar	139,26	1.392,66
U. Jado	121,43	1.214,33
Samborondon	121,43	1.214,33

Tabla 2.6

2.1.7.3. ANALISIS DE LA ENERGIA CONSUMIDA PARA EL PROCESAMIENTO DE AGUA PARA USO URBANO.

En la actualidad solamente Daule y Samborondón tienen abastecimiento normalizado de agua potable, constan de pozos profundos con bombas sumergibles, tanques de reserva y red para abastecimiento a domicilio. Debido a que el agua obtenida de los pozos profundos no es completamente satisfactoria por su contenido de sales relativamente elevado, (como en el caso de Daule), parte de la población continúa usando las aguas de los rios de características más agradable al consumo humano aunque tenga una calidad bactereológica deficiente. Los consumos de las diferentes localidades fueron determinados de la siguiente forma:

- se asume que en las cabeceras cantónales el consumo de agua es de 200 Lts/Hab. y en las parroquias es de 150 Lts/Hab.
- el índice de consumo es de 2.000 Lts/KWH (según dato entregado por la Empresa de Agua Potable de Guayaquil.
- los años de integración se indican en la tabla 2.7
- con la población proyectada en el año 1990 se calcula la cantidad de agua necesaria en este año, además la cantidad de agua necesa

ria en el año inicial, con estos dos datos determinamos la tasa de crecimiento promedio anual en el período mencionado, con esta tasa se proyecta el consumo inicial hasta el año 1990.

CONSUMO DE ENERGIA

PARA PROCESAMIENTO DE AGUA POTABLE

LOCALIDAD	POB. INICIAL (AÑO)	1990	LTS/HAB.DIA	LTS/HAB.AÑO	LTS/AÑO	MWH/AÑO	TASA DE CRECIM.
DAULE	13174 (1974)	22432	200	62050	$8,17 \times 10^8$	408,73	3,79
PIEDRAHITA	2404 (1977)	3552	150	54750	$1,31 \times 10^8$	65,81	3,05
SANTA LUCIA	2662 (1977)	3691	150	54750	$1,45 \times 10^8$	72,87	2,55
PALESTINA	3587 (1977)	6138	150	54750	$1,96 \times 10^8$	98,14	4,22
BALZAR	11144 (1974)	19120	200	62050	$6,91 \times 10^8$	345,74	3,56
COLIMES	2440 (1978)	3061	150	54750	$1,33 \times 10^8$	66,80	1,76
L.SARGENTILLO	3159 (1977)	4113	150	54750	$1,72 \times 10^8$	80,65	2,50
I. AYORA	1875 (1977)	2660	150	54750	$1,02 \times 10^8$	51,33	2,73
P. CARBO	7263 (1977)	12529	150	54750	$3,97 \times 10^8$	198,82	4,28
J.B. AGUIRRE	441 (1977)	605	150	54750	$0,24 \times 10^8$	12,07	2,46
URBINA JADO	4384 (1976)	7974	200	62050	$2,72 \times 10^8$	136,02	5,03
GRAL.VERNAZA	1093 (1977)	1571	150	54750	$0,598 \times 10^8$	29,92	2,83
LA VICTORIA	485 (1977)	570	150	54750	$0,265 \times 10^8$	13,28	1,25
SAMBORONDON	4888 (1974)	6847	200	62050	$3,03 \times 10^8$	151,65	2,13
TARIFA	748 (1977)	905	150	54750	$0,409 \times 10^8$	20,48	1,48

Tabla 2.7.

2.1.7.4 ANALISIS DE LA ENERGIA CONSUMIDA POR "LA CHONTA" (Desmotadora de Algodón)

Según la solicitud de servicio presentada, tienen instalada una potencia de 500KW; después de realizada la inspección y analizar el proceso, se determinó un factor de utilización del 70%. Trabajan durante 22 horas diarias durante ocho meses con una carga de 500 KW y los cuatro meses siguientes trabajan ocho horas diarias y la carga aproximada será de 80KW.

En 1980 se ampliará en 100 KW y se trabajará durante 24 horas diarias en ocho meses, los 4 meses siguientes se dará mantenimiento durante ocho horas diarias con una carga de 100 KW.

1976:	0,7x500KW x 22 x (31x5+30x3) H	=	1.886,5 MWH
	80KW x (8x30x4) H	=	76,8 MWH
			1.963,3 MWH
1980:	0,7x600KW x 24 x (31x5+30x3) H	=	2.469,6 MWH
	100KW x (8x30x4) H	=	96,0 MWH
			2.565,6 MWH

La tasa promedio anual de crecimiento se la determinó según los datos entre 1980 y 1976 (que es lo que tienen planificado), se asume que hasta el año 1990 crecerá con la misma tasa promedio anual.

2.1.7.5 ANALISIS DE LA DEMANDA DE POTENCIA DE LA EMPRESA MUNICIPAL DE AGUA POTABLE DE GUAYAQUIL.

Según datos proporcionados por la sección "Proyecto año 1980 BIRF" de la Empresa Municipal de Agua Potable de Guayaquil, ésta requerirá de la siguiente potencia en los diferentes años mencionados:

AÑO	1978	1980	1985	1990	1995	2000
KW	1.500	3.000	4.200	8.700	9.700	12.500

Esta demanda no fué considerada en la proyección de la demanda del área Daule-Balzar, pero en el análisis operacional del sistema se la considera como una carga puntual, ubicada en el lugar donde se encuentra la planta de procesamiento.

2.1.7.6 ANALISIS DE LA ENERGIA CONSUMIDA EN LAS URBANIZACIONES (PUNTILLA-ENTRERIOS Y FINCAS VACACIONALES)

Considerando que el tipo de abonado que encontramos en esta zona es diferente al tipo de abonado que hemos analizado anteriormente, la proyección de la demanda de estas localidades será integrada al sistema total como una carga especial (Zona F). Para realizar la proyección de la demanda se separaron las diferentes urbanizaciones ya

que se considera que van a tener diferentes índices de consumo unitarios. Así tenemos:

Urbanización "La Puntilla": Consta de 183 solares los cuales se irán integrando según se indica en la tabla 2.8; el consumo asumido para este tipo de abonado es de 750 KWH Abo/mes, lo que dá 9.000 KWH/abonado por año.

Se considera que la integración de los solares empezará en 1977 y se saturará en 1985, a partir de este año se asume que el consumo crecerá con una tasa promedio anual del 41%.

Urbanización "Entrerios": Esta urbanización consta de tres etapas, las cuales se irán integrando en los años que se indican en la tabla 2.8.; la primera constará de 252 solares, la segunda de 350 y la tercera de 441 solares (dato proporcionado por la urbanizadora mencionada). Se asume un consumo unitario de 500 KWH/mes/Abo. Después que se ha saturado cada una de las etapas los consumos crecerán hasta el año 1990, con una etapa promedio anual del 4%.

Urbanización Fincas Vacacionales: Para esta urbanización se asume un consumo unitario de 150 KVH/mes/Abon. ó 1.800 KWH/año/abon.; la

ENERGIA CONSUMIDA POR LAS URBANIZACIONES

(PUNTILLA-ENTRERIOS-FINCAS VACACIONALES)

	PUNTILLA		ENTRERIOS						FINCAS VACAC.	
			I ETAPA		II ETAPA		III ETAPA			
	SOLARES	MWH/AÑO	SOLARES	MWH/AÑO	SOLARES	MWH/AÑO	SOLARES	MWH/AÑO	SOLARES	MWH/AÑO
1977	18	162,0	25	150,0	---	---	---	---		
1978	39	351,0	55	330,0	---	---	---	---	12	21,60
1979	60	540,0	100	600,0	---	---	---	---	27	48,60
1980	81	729,0	136	816,0	---	---	---	---	43	77,4
1981	101	909,0	188	1128,0	---	---	---	---	58	104,4
1982	122	1098,0	218	1308,0	50	300,0	---	---	74	133,2
1983	142	1278,0	252	1512,0	80	480,0	---	---	89	160,2
1984	163	1467,0	252	1572,5	150	900,0	---	---	104	187,2
1985	183	1647,0	252	1635,4	250	1500,0	80	480,0	120	216,0
1986	183	1712,8	252	1700,8	300	1800,0	150	900,0	120	222,5
1987	183	1781,4	252	1768,8	350	2100,0	230	1380,0	120	229,2
1988	183	1852,6	252	1839,6	350	2184,0	300	1800,0	120	236,1
1989	183	1926,8	252	1913,2	350	2271,4	370	2200,0	120	243,1
1990	183	2003,8	252	1989,7	350	2362,2	441	2646,0	120	250,4

Tabla 2.8.

urbanización en su totalidad constará de ciento veinte solares, cuando se haya alcanzado esta cifra, los consumos crecerán con una tasa promedio anual del 3%.

Se asume que el consumo por alumbrado público es de 250 KWH/solar. Las pérdidas consideradas para el año inicial fué del 12% y en el año 1990 el 13,5% (se tomó en cuenta las pérdidas de subtransmisión, transformación y distribución). El factor de carga inicial fué del 36% y en 1990 del 38%.

Estas urbanizaciones en la proyección de la demanda constituyen la denominada Zona F.

2.1.8. ANALISIS DEL CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO. Habida cuenta que durante el año 1974 se realizaron adecuaciones en las redes de distribución de las principales localidades del área en estudio y que estas adecuaciones traen como consecuencia un mejoramiento en el alumbrado público, este incremento en el año 1974 puede observarse analizando los datos históricos.Para realizar la proyección del alumbrado público se tomó para el año inicial (1973) el índice de KWH/Hab. del año 1974. De experiencias obtenidas en las diferentes localidades de esta área

se ha determinado que existe un gran interés por el alumbrado público, inclusive en algunas poblaciones los habitantes aportan con cierta parte del costo para la compra de luminarias que mejoren el nivel lumínico de las calles. Tomando esto en consideración, asumimos que en el año 1990 se tendrá un índice de 20 KWH/Hab.

Se ha observado además que no existe ningún sistema de control del consumo de energía en alumbrado público, pues este se lo determina por medio de cálculos tomando en cuenta las luminarias que no funcionan en forma contínua por alguna falla de la red ó de la luminaria (por medio del factor de mantenimiento).

2.1.9. ANALISIS DE LAS PERDIDAS

Como se enunció anteriormente, los datos de operación existentes son de forma global del área de influencia de la desaparecida Cooperativa de Electrificación Rural Daule; los datos estadísticos nos servirán muy poco, tanto por el motivo antes mencionado como por la falta de veracidad de los mismos.

Tomando como base el criterio que las pérdidas son en su mayoría consecuencias del efecto "joule"

en las líneas de subtransmisión, estaciones de transformación, redes de distribución, así como de los usos ílicitos denominados contrabando. Se determinaron las pérdidas para las diferentes zonas recorriendo las líneas de subtransmisión que unen las diferentes localidades así como sus redes de distribución para establecer el estado en que se encuentran, fijándose un valor que varía entre 17,5% y 20,5% a excepción de Balzar que se fijó en 46% (la red de distribución estaba construída con alambre galvanizado, existiendo además grandes pérdidas de energía por contrabando) para el año 1973.

Se determinaron luego las pérdidas para el año 1990; en esta determinación se tomaron en cuenta las distancias de las diferentes localidades así como los planes de readecuación y construcción de líneas y redes que se ha propuesto INECEL en este período, determinándose que las pérdidas varían entre el 14 y 16%.

2.1.10 ANALISIS DEL FACTOR DE CARGA

Se denomina factor de carga a la relación entre la demanda media y la demanda máxima. El factor de carga es un indicador del tipo de mercado, así un factor de carga bajo corresponde a

un mercado típicamente residencial y uno alto a un mercado industrial.

Para el fin que perseguimos, que es la proyección de la demanda en la cual se utilizan valores totales anuales es necesario disponer del factor de carga anual.

En el análisis del factor de carga nos encontramos con la misma dificultad que en las pérdidas pues los datos estadísticos pertenecen al área total servida y también de la falta de veracidad en los datos.

Los factores de carga fueron fijados por la División de Planificación de INECEL tomando en cuenta la relación consumo industrial-consumo total teniendo los factores de carga y las relaciones antes mencionadas se trazó una curva, obteniéndose así cualquier factor de carga conociéndose la relación de consumo industrial-consumo total.

2.1.11 ANALISIS DE LOS CONSUMOS Y ABONADOS DE LAS SUBZONAS RURALES.

Como enunciamos anteriormente, todas las zonas en que se ha dividido el área en estudio presenta las mismas características socio-económicas,

presentándose además características eléctricas similares, tomando como base lo mencionado anteriormente y las metas propuestas por la División de Planificación de INECEL se hicieron las siguientes estimaciones en los parámetros que se describen a continuación.

2.1.11.1 PORCENTAJE DE POBLACION SERVIDA.

Para determinar los porcentajes de población servida en la subzona rural en el año inicial (1973) se recorrió las zonas denominadas A y B; se observó que en las primeras de las zonas mencionadas existían 90 transformadores de distribución, asumiendo que cada transformador es un abonado y que en esta subzona rural hay 47.750 habitantes, se determinó que el porcentaje de la población servida es de 1,15%; en la zona B se observaron 28 transformadores y existiendo en ésta 14.010 habitantes, se determinó que la población servida en esta zona es de 1,2%. Con lo anteriormente expuesto asumimos que para las zonas A, B, y C, el porcentaje de población servida en 1973 es de 1,2%, asumiendo además que para las zonas D y E el porcentaje de la población servida es de 1% para el año de 1973.

Para determinar los porcentajes de población servida en los años subsiguientes se tomó en consideración que los zonas que se encontraban influenciadas por los cantones de Daule y Balzar van a tener un mayor porcentaje de población servida que las otras subzonas rurales.

A continuación se detallan los porcentajes de población servida para cada subzona rural en los años que se realiza la proyección. (Tabla 2.9)

PORCENTAJE DE POBLACION SERVIDA (%)

AÑO \ ZONA	A	B	C	D	E	F
1973	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0	—
1980	48,8	20,0	50,3	20,0	20,0	—
1985	54,5	30,7	58,9	27,0	27,0	—
1990	60,3	40,0	67,2	40,0	40,0	—

TABLA 2.9

2.1.11.2 CONSUMOS UNITARIOS

En lo que respecta a los consumos unitarios tanto residenciales como comerciales, se

consideró que no existían diferencias entre las zonas ya que presentan las mismas características socio-económicas; se analizaron estos puntos y en común acuerdo con la División de Planificación de INECEL se asumieron los siguientes consumos unitarios: 230 KWH/Abon.Res. y 310KWH/Abon.Com, y la relación Abo./Com.Res, de 40% en el año inicial (1973) para luego ir disminuyendo hasta el año 1990. (tabla 2.10)

AÑO	Consumo Abon.Res.	Consumo Abon.Com.	Abon.Comerc. Abon. Res.	ALUMB.PUB. (KWH/Habit.)
1973	230,0	310,0	40,0	1,00
1980	367,0	676,0	28,9	2,69
1985	420,0	835,0	21,50	4,19
1990	465,0	960,0	15,0	6,00

TABLA 2.10

2.1.11.3 CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO

Se visitaron las subzonas estimándose que en el año inicial (1973) existía un consumo aproximado de 1,0 KWH/Hab. En la tabla 2.10 se señalan los índices de consumo de alumbrado público.

2.1.12 ANALISIS DE LAS PERDIDAS Y FACTOR DE CARGA DE LAS SUBZONAS RURALES.

2.1.12.1 PERDIDAS

Las pérdidas en las subzonas rurales se las determinó después de haber notado el estado actual de las instalaciones eléctricas y partiendo del hecho del deficiente servicio de mantenimiento, se determinó para las subzonas rurales A, B, y C el 20.5%, y para las subzonas rurales D y E el 25% para el año inicial de la proyección.

Tomando en consideración que se mejorarán las líneas de subtransmisión y las redes de distribución, y se tendrá un eficiente servicio de mantenimiento en el sector rural, las pérdidas en el año 1990 disminuirán al 16% para todas las subzonas rurales del área en estudio. En la tabla 2.11 se indican estos valores de pérdidas en porcentaje para la proyección.

2.1.12.2 FACTOR DE CARGA

El factor de carga del abonado rural es típicamente residencial, tomando en conside-

ración esta situación, se determinó que el factor de carga fuera del 20% para el año inicial de la proyección (1973) para las subzonas rurales y que en el año de 1990 el factor de cargá sea del 32% considerando que mejorará el nivel de vida del habitante rural.

En la tabla 2.11 se indican los valores de factores de carga utilizados en la proyección.

AÑO	PERDIDAS (%) ZONA A.B.C.	ZONA D.E.	FACTOR DE CARGA (%)
1973	20,50	25,0	20,0
1980	17,80	17,8	26,1
1985	16,90	16,9	29,3
1990	16,00	16,9	32,0

TABLA 2.11

2.2. PROYECCION DE LA DEMANDA

2.2.1 METODOLOGIA SEGUIDA EN LA PROYECCION

2.2.1.1. CONSUMO RESIDENCIAL

El consumo residencial tiene relación directa con el número de habitantes, con el número de abonados residenciales y con sus consumos unitarios.

Hn/An y Cn, son metas que se han impuesto para el año "n"; se procedió al cálculo de acuerdo con el siguiente cuadro:

AÑO	HABITANTES	HAB/ABON.	ABONADOS	CONS/ABON.	CONS.TOTAL
1	H_1	H_1/A_1	A_1	c_1	C_1
2	H_2	H_2/A_2	A_2	c_2	C_2
3	H_3	H_3/A_3	A_3	c_3	C_3
'	'	'	'	'	'
'	'	'	'	'	'
'	'	'	'	'	'
'	'	'	'	'	'
n	H_n	H_n/A_n	A_n	C_n	C_n

La relación H_1/A_1 es un dato que nos refleja el grado de electrificación del -

área, para el año n se impone una meta, y tomando en consideración que la empresa tiene un programa acelerado de ampliaciones de redes de distribución y de construcción de redes de distribución y de construcción de lineas de subtransmisión, éste coeficiente decrece muy rápidamente en los 2 ó 5 primeros años hasta obtener un valor semejante al 70 u 80% de la meta H_n/A_n y de allí crecer linealmente hasta obtener el 100% del valor impuesto H_n/A_n.

Al dividir el número de habitantes con la relación hab/abon. se obtiene la proyección de los abonados residenciales.

El consumo unitario es dato de partida, y éste consumo crece en muchos casos con una tasa muy semejante a la tasa de crecimiento del ingreso percápita, es decir entre 1 y 4% medio anual.

Aplicando la fórmula:

$$Cn = C_1(1 + r)^n$$

se obtiene los puntos de la curva de la

proyección de los índices promedios de los consumidores residenciales.

Por la multiplicación del número de abonados A con los índices promedios del consumo unitario C, se obtiene la proyección del consumo residencial.

2.2.1.2. CONSUMO COMERCIAL

Para determinar el crecimiento del número de consumidores comerciales, se analizó la relación Abon.Com/Abon.Res. en porcentaje, se determinó la variación que ésta relación tendrá en el futuro y multiplicando por el número de abonados residenciales se obtiene la proyección de los abonados comerciales.

Se determinó luego los consumos comerciales unitarios en los años de historia, y se hizo la proyección de éstos. Una vez obtenida la proyección de los consumos unitarios y el número de abonados comerciales por producto de las dos proyecciones se obtiene la proyección del consumo comercial.

2.2.1.3. CONSUMO INDUSTRIAL

Para determinar la proyección del consumo industrial, se toma como dato inicial el del año de partida de la proyección y tomándose una tasa de crecimiento promedio anual.

2.2.1.4. CONSUMO DE ALUMBRADO PUBLICO

Se lo realizó en base de programas de ampliaciones de las redes de distribución y del mejoramiento de los niveles lumínicos de las calles públicas; obteniéndose el dato histórico del consumo del alumbrado público en el año de partida y el número de habitantes se determinó una relación KWH/Hab. y de la relación mencionada obtenemos la proyección del consumo del alumbrado público.

2.2.1.5. CARGAS ESPECIALES

La proyección de las cargas especiales se la realiza dando el dato inicial del consumo y la tasa de crecimiento respectiva.

2.2.1.6. CONSUMO TOTAL DE ENERGIA

La proyección de la venta de energía se determinó de la suma de las proyecciones de todos los consumos (residencial + comercial + industrial + alumbrado público + cargas especiales).

2.2.1.7. PERDIDAS DE ENERGIA

Las pérdidas de energía se las calculó en la siguiente forma (procentaje)

$$\% \text{ Pérdidas} = \frac{Eg - Ev}{Eg} \times 100$$

obteniendo el porcentaje de pérdidas histórico del año de partida, se hizo la variación en los años subsiguientes de la proyección, hasta llegar a la meta fijada para el último año; esta variación se la realizó tomando en cuenta los programas de mejoramiento que se tienen sobre las redes de distribución de la zona.

2.2.1.8. ENERGIA GENERADA

Teniendo las proyecciones de la energía vendida y la de las pérdidas, se calculó la energía generada con la siguiente fórmula:

$$EG = \frac{Ev}{1 - Pérdidas}$$

2.2.1.9. FACTOR DE CARGA

Se hizo la proyección del factor de carga hasta el último año de la proyección.

Al realizar esta proyección se tomó en consideración que el factor de carga es representativo de las características del mercado

2.2.1.10. DEMANDA MAXIMA

Las demandas máximas en los años de la proyección se calculan por aplicación de la fórmula:

$$D.Max = \frac{EG}{Fc.T}$$

2.2.2. RESULTADOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA.

Los resultados de la proyección de la demanda se presentan en el Anexo 1.

2.3. DEMANDAS Y CENTROS DE CARGA

2.3.1 DEMANDA A NIVEL DE CENTRO DE CARGA

En el estudio de la demanda se dividió el área de influencia del sistema en zonas de características similares, se analizaron cada una de estas zonas considerando sus datos de demanda, localización de sus cargas de mayor importancia así como la longitud de las líneas a 13.8 KV a partir de la posible ubicación de la subestación, llegándose a la conclusión que estas zonas serán las "zonas de influencia" de cada subestación, determinándose la ubicación de esta lo más cerca posible a la carga de mayor importancia, con excepción de la Zona "C" que a partir de 1988 será necesario dividirla en dos secciones.

2.3.2. DESCOMPOSICION DE LA DEMANDA A NIVEL POBLACIONAL.

Para efectuar la descomposición de la demanda a nivel poblacional, es necesario determinar la relación que que existe entre el factor de carga obtenido de la proyección de la demanda y el factor de potencia correspondiente. De informaciones suministradas por la División de Planificación de INECEL, estas relaciones se mantienen dentro de los márgenes siguientes:

FC	(%)	FP	(%)
30 —	35	100 —	98
40 —	45	95 —	90
50 —	60	90 —	80

TABLA 2.12

2.3.2.1 DEMANDA ACTIVA

En la tabla 2.12 se presentan las demandas activas a nivel de cabeceras cantonales, parroquias y recintos de mayor importancia que se encuentran bajo el área de influencia del área Daule-Balzar.

2.3.2.2 DEMANDA REACTIVA

En la tabla 2.13 se presentan las demandas reactivas de las localidades mencionadas en el numeral 2.3.2.1.

DEMANDA ACTIVA (KW)

AÑO LOCALIDAD	1977 (KW)	1978 (KW)	1980 (KW)	1982 (KW)	1985 (KW)	1988 (KW)	1990 (KW)
DAULE	1.888,3	2.459,4	3.936,3	4.418,8	5.428,8	6.669,5	7.733,4
STA. LUCIA	296,9	450,7	652,9	790,5	1.167,0	1.554,8	1.846,5
PIEDRAHITA	245,8	361,0	485,4	562,6	708,2	895,7	1.033,2
PETRILLO	154,2	178,8	181,0	196,2	226,2	286,9	340,7
LIMONAL	32,5	46,5	57,2	64,3	75,3	90,0	101,7
L.ANIMAS	67,1	82,0	101,3	107,0	117,4	132,2	144,5
LAUREL	43,8	50,3	122,9	149,3	209,0	274,0	327,5
L.SARGENTILLO	194,5	342,6	492,6	568,0	682,9	797,1	869,9
I. AYORA	88,2	118,0	160,5	191,6	240,0	301,5	345,8
SABANILLA	38,8	42,3	48,7	52,9	56,2	62,6	68,3
P. CARBO	1.219,9	1.407,5	1.728,3	1.949,6	2.375,1	2.959,1	3.356,8
BALZAR	988,8	1.523,8	2.718,6	3.095,9	3.771,0	4.566,1	5.215,5
PALESTINA	271,5	431,6	631,5	747,6	923,8	1.065,7	1.175,6
COLIMES	184,1	234,1	379,1	453,2	555,3	682,9	765,7
U. JADO	329,9	563,4	894,2	1.107,3	1.498,2	2.001,9	2.492,6
G. VERNAZA	96,4	174,3	280,5	327,0	455,2	584,9	685,8
J. B. AGUIRRE	32,0	70,6	118,7	138,0	195,8	252,0	298,1
MARAVILLAS	69,2	84,1	113,9	129,8	155,8	180,5	200,3
SAMBORONDON	320,5	484,6	779,9	963,9	1.353,6	1.821,6	2.225,9
TARIFA	79,1	203,8	346,6	413,4	569,9	747,9	891,6
LA VICTORIA	31,9	97,9	134,6	157,2	197,4	253,2	298,8
URBANIZACIONES	116,2	265,5	610,1	1.041,8	1.917,0	2.781,2	3.260,0

Tabla No. 2.12

DEMANDA REACTIVA (KVAR)

AÑO	1977	1978	1980	1982	1985	1988	1990
LOCALIDAD	KVAR	KVAR	KVAR	KVAR	KVAR	KVAR	KVAR
DAULE	473,3	717,3	1.148,1	1.288,8	1.970,4	2.635,9	3.056,4
STA. LUCIA	60,29	112,9	190,4	230,5	383,6	564,3	729,8
PIEDRAHITA	61,60	105,3	141,6	184,9	257,0	354,0	440,1
PETRILLO	21,9	36,3	52,8	64,5	89,5	122,2	145,1
LIMONAL	4,6	9,4	16,7	21,1	27,3	38,3	43,3
L.ANIMAS	9,6	16,7	20,6	26,8	34,2	43,5	52,5
LAUREL	8,9	12,6	35,9	49,0	75,9	108,3	140,0
L.SARGENTILLO	48,8	99,9	143,7	186,7	247,9	315,0	343,8
I. AYORA	17,91	23,9	32,6	38,9	60,2	87,9	113,7
SABANILLA	—	6,0	6,9	10,7	14,1	18,3	19,9
P. CARBO	401,1	510,9	627,3	707,6	938,7	1.252,0	1.429,9
BALZAR	200,8	309,4	552,0	775,9	1.099,9	1.500,8	1.892,3
PALESTINA	55,13	87,6	128,2	187,4	269,4	386,8	463,8
COLIMES	26,2	33,4	76,9	113,6	182,5	247,9	301,8
U. JADO	66,9	164,3	293,9	363,9	543,8	791,2	1.035,0
G. VERNAZA	13,7	35,4	56,9	81,9	165,2	231,2	292,2
J. B. AGUIRRE	4,56	14,3	34,6	50,1	77,4	107,4	135,8
MARAVILLAS	5,3	6,7	10,3	11,5	15,1	18,9	20,7
SAMBORONDON	65,1	141,3	256,3	316,8	491,3	719,9	879,7
TARIFA	11,27	51,1	101,1	135,9	225,3	318,6	406,2
LA VICTORIA	4,6	28,6	44,2	57,1	78,0	115,3	136,1
URBANIZACIONES	38,2	87,3	200,5	378,1	688,5	1.099,2	1.288,6

Tabla No. 2.13

3. ANALISIS OPERACIONAL DEL SISTEMA

3.1. OBJETO.

Después de haber localizado los centros de cargas, así como el área de influencia de las subestaciones de transformación se procedió a determinar los esquemas en los diferentes años del período estudiado con el objeto de poder proporcionar servicio eléctrico con la suficiente confiabilidad y calidad a las localidades consideradas en este estudio.

La siguiente parte de este capítulo se dedica a hacer un análisis técnico comparativo de los diferentes esquemas en los años 1977, 1978, 1980, 1982, 1985, 1988 y 1990, para que cúmplan las condiciones técnicas estipuladas para cargas mínimas y máximas.

En la parte final se hacen las conclusiones del análisis técnico comparativo de los flujos de potencia.

3.2. CONFORMACION DE ESQUEMAS ALTERNATIVOS.

3.2.1. 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, haciendo el máximo uso de las disponibilidades del sistema existente. Estos esquemas serán lo suficientemente versátiles para que la tran-

sición que se experimenta al pasar de uno a otro esquema sea contínua, aún el el caso de cambio de condiciones.

Al definir los diferentes esquemas alternativos se utilizaron las guías de diseño y manuales de INECEL como referencias, determinándose así los siguientes criterios básicos:

3.2.1.1. DEMANDA: Teniendo los datos del estudio del mercado y proyección de la demanda de las diferentes zonas de planeamiento en que se ha dividido el sistema, se procedió a conformar los diferentes esquemas alternativos en los años en que el sistema experimentaba un incremento brusco en la demanda, de tal forma que se hacía necesario incrementar la capacidad de transporte de líneas de transmisión y de las subestaciones ó en su defecto, construír nuevas líneas y nuevas subestaciones.

3.2.1.2. FUENTES DE POTENCIA: Al tratar este punto se tomó en cuenta la importancia que tiene la fuente de potencia en el planeamiento del sistema, considerando que debe ser capáz de proveer la potencia solicitada en una forma confiable y con niveles acepta-

bles de voltaje. Se dividió el período de estudio en dos partes como siguen:

a) Período 1977 - 1981: El sistema se proveerá de potencia desde el sistema de Guayaquil, a partir de la subestación Pascuales (lado 69 KV). Esto se lo enuncia en base a los diagramas unifilares del Sistema Guayaquil, proporcionados por el Ing. Guillermo Romero, de su Tesís de Grado "Planificación del Sistema Guayaquil"

b) Período 1982 - 1990: Según datos proporcionados por INECEL (Junio 1976) la Central Paute entra en operación en el año 1982 y por ende la línea de transmisión Paute-Pascuales (230 KV) y la subestación Pascuales (230/138KV) desde la cual se proveerá de potencia al Sistema Guayaquil, esta subestación de Pascuales del Sistema Nacional se considera que será la fuente de potencia del Sistema eléctrico Daule-Balzar durante el período 1982 - 1990.

3.2.1.3. LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION: A fin de estudiar el desarrollo del nuevo

sistema, se adoptaron los siguientes valores noramalizados por INECEL.

- NIVEL DE VOLTAJE: Se utilizaron los siguientes niveles de voltajes para las líneas de transmisión y Subtransmisión:

Líneas de Transmisión	138 KV
Líneas de Subtransmisión	69 KV-13,8 KV

Estos niveles de voltaje están normalizados y son de aplicación en los sistemas eléctricos de INECEL.

- CONDUCTOR: Del análisis de las cargas 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 dados por las caídas de voltaje, analizándose los siguientes conductores para los diferentes niveles de voltaje:

NIVEL DE VOLTAJE	CONDUCTOR
138 KV	397,5 MCM ACSR
69 KV	266,8 MCM ACSR
69 KV	477 MCM ACSR
13,8KV	2 AWG ACSR

13,8	KV	1/0	AWG	ACSR
13,8	KV	3/0	AGW	ACSR
13,8	KV	4/0	AGW	ACSR

- DISPOSICION DE LOS CONDUCTORES: Para líneas de simple circuito se utilizó la disposición triangular de los conductores.

- LONGITUD DE LAS LINEAS: Se asume que las rutas seguidas por las nuevas líneas que conforman el sistema de transmisión y subtransmisión que une las subestaciones de transformación, son aproximadamente paralelas a las líneas ya instaladas; por lo tanto la longitud de las nuevas se considera igual a la longitud de las líneas existentes a 13,8 KV.

- LINEAS A NIVEL 13,8 KV: Considerando que el presente estudio de planificación comprende las cabeceras cantonales, parroquias y principales recintos del área comprendida dentro del Sistema Daule-Balzar, y que las líneas a las localidades mencionadas anteriormente han sido construídas casi en su totalidad y las faltantes se las ha programado para un futuro inmediato, nos limitaremos en este estudio, en lo referente a

líneas a 13,8 KV, a utilizar al máximo las líneas existentes.

3.2.1.4. SUBESTACIONES: Tomando en cuenta que la principal decisión en la planificación de un sistema es la determinación del número y capacidad de las subestaciones; en esta sección definiremos los criterios seguidos para la programación y localización del número de subestaciones y sus respectivas capacidades para suplir la demanda del Sistema Daule-Balzar hasta el año 1990; y así tenemos que:

- considerando que en la determinación de las subestaciones tiene un papel importante el centro de carga del área servida, se la ubicó en este punto, tratando además de utilizar al máximo las líneas de 13,8KV ya existentes para la distribución de energía y disminuír así el costo del sistema.

- definimos los siguientes tipos de subestaciones:

Subestaciones 138/69 KV.- Se utilizó como referencia las subestaciones de la misma relación de transformación del sistema nacional.

Subestaciones 69/13,8 KV.- Se definie-

nieron dos tipos de subestaciones que son:

Subestaciones de paso

Subestaciones terminales

- Subestación Típica.- Para los diferentes tipos de subestaciones mencionadas anteriormente, se definió la subestación típica de la siguiente forma:

Con los datos de la proyección de la demanda tenemos la carga actual, la carga en 1990 y su variación durante este período de tiempo, inicialmente equipamos la subestación con la mitad de la demanda total, cuando este transformador se encuentra copado en su capacidad nominal se lo sustituirá por un transformador que cubra la demanda total hasta el año 1990. Tendrán dos transformadores las subestaciones de 138/69 KV con una capacidad mayor de 20 MVA y las subestaciones de 69/13,8 KV a las cuales lleguen más de una línea de subtransmisión de 69KV Cuando existan dos transformadores en las subestaciones éstos no operarán en paralelo sino que estarán conectadas las barras del lado de baja tensión por medio de un breaker que funcionará normalmente abierto.

La instalación de dos transformadores obedece al hecho de mantener una capacidad firme de reserva en la subestación de una capacidad igual a la capacidad de emergencia de uno de los transformadores.

El número máximo de líneas de 13,8 KV conectados al secundario del transformador deberá ser de tres.

Se asumen en el estudio de los esquemas alternativos, transformadores con taps de ± 2,5% y ± 5%.

Para determinar la carga suplida por cada transformador se asumió que las cargas eran coincidentes (factor de coincidencia =1) en su pico máximo. El factor de potencia se asumió que era igual al de la carga.

Para efectuar el análisis técnico comparativo se asumió que los transformadores trabajaban en paralelo.

3.2.2. DESCRIPCION Y GRAFICO DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS.

3.2.2.1. DESCRIPCION: Se adjunta la descripción de los diferentes esquemas alternativos en

ESQUEMA NO. 1

a) FUENTE DE POTENCIA: Lado de alta tensión de la subestación Pascuales (69 KV) (Sistema Guayaquil)

Lado de baja tensión de la subestación Pascuales (13,8 KV) (Sistema Guayaquil)

b) SUBESTACIONES: La Toma (3 Ø - 5,00 MVA - 69/4,16 KV)
Daule (3 Ø - 5,00 MVA - 69/13,8 KV)

c) LINEAS - 69 KV: Pascuales - La Toma (3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
La Toma - Daule (3 Ø - 336,4 MCM ACSR)

d) LINEAS - 13,8 KV:

Daule-Sta. Lucía-Palestina Balzar	(3 Ø	-	3/0		ACSR)
Daule-J.B.Aguirre- Salitre	(3 Ø	-	3/0	al	5005)
Daule-YPC-Piedrahita-Petrillo	(3 Ø	-	3/0		ACSR)
YPC-L.Sargentillo-P.Carbo	(3 Ø	-	3/0	al	5005)
Pascuales-Aurora-Tarifa	(3 Ø	-	4/0		ACSR)
Aurora-Urbanizaciones	(3 Ø	-	4/0		ACSR)
Salitre-Vernaza	(3 Ø	-	2/0		ACSR)
Tarifa - Samborondon	(3 Ø	-	1/0		ACSR)
YC - Colimes	(3 Ø	-	2		ACSR)
YC - Laurel	(3 Ø	-	2		ACSR)

ESQUEMA NO. 2

a) FUENTE DE POTENCIA: Lado de alta tensión de la subestación Pascuales (69 KV) (Sistema Guayaquil)

Lado de baja tensión de la subestación Pascuales (13,8KV) (Sistema Guayaquil)

b) SUBESTACIONES:

La Toma	(3 Ø	- 5,00 MVA	- 69/4,16	KV)
Daule	(3 Ø	- 5,00 MVA	- 69/13,8	KV)
Balzar	(3 Ø	- 3,75 MVA	- 69/13,8	KV)

c) LINEAS - 69 KV:

Pascuales-La Toma	(3 Ø	- 336,4	MCM	ACSR)
La Toma-Daule	(3 Ø	- 336,4	MCM	ACSR)
Daule-Balzar	(3 Ø	- 447	MCM	ACSR)

d) LINEAS 13,8 KV:

Daule-Sta. Lucía	(3 Ø	-	3/0		ACSR)
Daule-JB Aguirre-Salitre	(3 Ø	-	3/0	al	5005)
Daule-Piedrahita-Petrillo	(3 Ø	-	3/0		ACSR)
YPC .L.Sargentillo-Pedro Carbo	(3 Ø	-	3/0	al	5005)
Balzar-YC-Palestina	(3 Ø	-	3/0		ACSR)
Pascuales-Aurora-Tarifa	(3 Ø		4/0		ACSR)
Aurora-Urbanizaciones	(3 Ø		4/0		ACSR)
Salitre - Vernaza	(3 Ø		2/0		ACSR)
Tarifa - Samborondon	(3 Ø		1/0		
YC - Colimes	(3 Ø		2		ACSR)
YL - Laurel	(3 Ø		2		ACSR)
Samborondon-Victoria	(3 Ø		2		ACSR)

ESQUEMA NO. 3

a) FUENTES DE POTENCIA: Lado de alta tensión de la subestación Pascuales (69 KV) (Sistema Guayaquil)

b) SUBESTACION:

La Toma	(3 Ø - 5,00 MVA - 69/4,16 KV)
Daule	(3 Ø - 5,00 MVA - 69/13,8 KV) *
Balzar	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Pedro Carbo	(3 Ø 2,50 MVA - 69/13,8 KV)
Aurora	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)

c) LINEAS 69 KV:

Pascuales-La Toma	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
La Toma-Daule	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
Daule-Balzar	(3 Ø - 447 MCM ACSR)
YPC - P. Carbo	(3 Ø 266,8 MCM ACSR)
Pascuales-Aurora	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)

d) LINEAS 13,8 KV:

Daule-Sta. Lucía	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Daule-J.B.Aguirre-Salitre	(3 Ø 3/0 al 5005)
Daule-Piedrahita-Petrillo	(3 Ø 3/0 ACSR)
Balzar-YC-Palestina	(3 Ø 3/0 ACSR)
P.Carbo-I.Ayora-L.de Sargentillo	(3 Ø 3/0 al 5005)
Aurora-Tarifa	(3 Ø 4/0 ACSR)
Aurora-Urbanizaciones	(3 Ø 1/0 ACSR)
Salitre-Vernaza	(3 Ø 2/0 ACSR)
Tarifa-Samborondon	(3 Ø 1/0 ACSR)
Samborondon-Victoria	(3 Ø 2 ACSR)
YC - Colimes	(3 Ø 2 ACSR)
YC - Laurel	(3 Ø 2 ACSR)

* Desde 1982 dos transformadores de 5 MVA

ESQUEMA NO. 4

a) FUENTES DE POTENCIA: Subestación Pascuales del Sistema Nacional de Transmisión.

b) SUBESTACIONES:

Pascuales	(3 Ø 20/26 MVA - 138/69 KV)*
La Toma	(3 Ø 5,00 MVA - 69/4,16 KV)
Daule	(3 Ø 5,00 MVA - 69/13,8 KV)*
Balzar	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)**
P. Carbo	(3 Ø 2,5 MVA - 69/13,8 KV)**
Salitre	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)

c) LINEAS 69 KV

Pascuales-L.Toma	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
L.Toma-Daule	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
Daule-Pales-Bal.	(3 Ø - 447 MCM ACSR)
YPC-P. Carbo	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Daule-Salitre	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Pascuales-Aurora	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)

d) LINEAS 13,8 KV

Daule-Sta.Lucía	(3 Ø 3/0 ACSR)
Daule-Piedr.Petrillo	(3 Ø 3/0 ACSR)
Balzar-YC-Palestina	(3 Ø 3/0 ACSR)
Salitre-Maravillas	(3 Ø 3/0 al 5005)
P.Carbo-I.Ayora-Sargt.	(3 Ø 3/0 al 5005)
Aurora-Tarifa	(3 Ø 4/0 ACSR)
Aurora-Urbanizaciones	(3 Ø 4/0 ACSR)
Salitre-Vernaza	(3 Ø 2/0 ACSR)
Tarifa-Samborondon	(3 Ø 1/0 ACSR)
YC - Colimes	(3 Ø 2 ACSR)
YL - Laurel	(3 Ø 2 ACSR)
Samborondon-Victoria	(3 Ø 2 ACSR)

* Desde 1985 instalar el segundo transformador

** Desde 1985 cambiar el transformador

ESQUEMA NO. 4 A

a) FUENTE DE POTENCIA: Subestación Pascuales del Sistema Nacional de Transmisión.

b) SUBESTACION:

Pascuales	(3 Ø - 2x20/26 MVA - 138/69 KV)
La Toma	(3 Ø - 5,00 MVA - 69/4,16 KV)
Daule	(3 Ø - 2 x 5 MVA - 69/13,8 KV)
Balzar	(3 Ø - 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Pedro Carbo	(3 Ø - 5,00 MVA - 69/13,8 KV)
Salitre	(3 Ø - 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Aurora	(3 Ø - 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Palestina	(3 Ø - 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Tarifa	(3 Ø - 3,75 MVA - 69/13,8 KV)

c) LINEAS 69 KV:

Pascuales-La Toma	(3 Ø - 336,4 MCM - ACSR)
La Toma - Daule	(3 Ø - 336,4 MCM - ACSR)
Daule - Palest - Balzar	(3 Ø - 477 MCM - ACSR)
YPC - Pedro Carbo	(3 Ø - 266,8 MCM - ACSR)
Daule - Salitre	(3 Ø - 266,8 MCM - ACSR)
Pascuales - Aurora	(3 Ø - 266,8 MCM - ACSR)
Aurora - Tarifa	(3 Ø - 266,8 MCM - ACSR)

d) LINEAS 13,8 KV:

Daule - Sta. Lucia	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Daule - Piedrah.-Petrillo	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Balzar - YC	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Palestina - YC	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Palestina - Sta. Lucía	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Salitre - Maravillas	(3 Ø - 3/0 al 5005)
P.Carbo-I.Ayora-L.Sgtillo	(3 Ø - 3/0 al 5005)
Aurora - Tarifa	(3 Ø - 4/0 ACSR)
Salitre - Vernaza	(3 Ø - 2/0 ACSR)
Tarifa - Samborondon	(3 Ø - 1/0 ACSR)
YL - Laurel	(3 Ø - 2 ACSR)
YC - Colimes	(3 Ø - 2 ACSR)
Samborondon - Victoria	(3 Ø - 2 ACSR)

ESQUEMA NO. 5

a) FUENTES DE POTENCIA: Subestación Pascuales del Sistema Nacional de Transmisión.

b) SUBESTACION:

Pascuales	(3 Ø - 20/26 MVA - 138/69 KV)*
La Toma	(3 Ø - 5,00 MVA - 69/4,16 KV)
Daule	(3 Ø - 5 MVA - 69/13,8 KV)*
Balzar	(3 Ø - 3,75 MVA - 69/13,8 KV)*
Pedro Carbo	(3 Ø - 5,00 MVA - 69/13,8 KV)
Salitre	(3 Ø - 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Aurora	(3 Ø - 3,75 MVA - 69/13,8 KV)

c) LINEAS 69 KV:

Pascuales-La Toma	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
Toma - YPC - Daule	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
Daule -Palest. - Balzar	(3 Ø - 477 MCM ACSR)
Pascuales - Daule	(3 Ø - 477 MCM ACSR)
YPC - Pedro Carbo	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Daule - Salitre	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Pascuales - Aurora	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)

d) LINEAS 13,8 KV:

Daule - Piedrah.- Petril	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Daule - YL - Sta. Lucía	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Balzar - YC - Palestina	(3 Ø - 3/0 ACSR)
P.Carbo-I.Ayora-L. Sgtllo.	(3 Ø - 3/0 al 5005)
Salitre - J.B.Aguirre-Marav.	(3 Ø - 3/0 al 5005)
Aurora - Tarifa	(3 Ø - y/0 ACSR)
Aurora - Urbanizaciones	(3 Ø - y/0 ACSR)
Salitre - Vernaza	(3 Ø - 2/0 ACSR)
Samborondon - Tarifa	(3 Ø - 1/0 ACSR)
YC - Colimes	(3 Ø - 2 ACSR)
YL - Laurel	(3 Ø - 2 ACSR)
Samborondon - Victoria	(3 Ø - 2 ACSR)

* Desde 1985 instalar el segundo transformador.

ESQUEMA NO. 5 A

a) FUENTE DE POTENCIA: Subestación Pascuales del Sistema Nacional de Transmisión.

b) SUBESTACION:

Pascuales	(3 Ø 2x20/26 MVA - 138/69 KV)
La Toma	(3 Ø 5,00 MVA - 69/4,16 KV)*
Daule	(3 Ø 2 x 5 MVA - 69/13,8 KV)
Balzar	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Pedro Carbo	(3 Ø 5,00 MVA - 69/13,8 KV)
Salitre	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Aurora	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Tarifa	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Palestina	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)

c) LINEA 69 KV:

Palestina - La Toma	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
Toma - YPC - Daule	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
Daule - Palest.- Balzar	(3 Ø - 477 MCM ACSR)
Pascuales - Daule	(3 Ø - 477 MCM ACSR)
YPC - Pedro Carbo	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Daule - Salitre	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Pascuales - Aurora	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Aurora - Tarifa	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)

d) LINEAS 13,8 KV:

Daule - Piedrah. -Petrillo	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Daule - YL - Sta. Lucía	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Balzar - YC	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Palestina - YC	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Palestina - Santa Lucía	(3 Ø - 3/0 ACSR)
P.Carbo-I. Ayora- L. Sgtillo.	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Aurora - Tarifa	(3 Ø - 4/0 ACSR)
Salitre - J.B.Aguirre - Maravilla	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Aurora - Urbanizaciones	(3 Ø - 4/0 ACSR)
Salitre - Vernaza	(3 Ø - 2/0 ACSR)
Samborondon - Tarifa	(3 Ø - 1/0 ACSR)
YC - Colimes	(3 Ø - 2 ACSR)
YL - Laurel	(3 Ø - 2 ACSR)
Samborondon - Victoria	(3 Ø - 2 ACSR)

* Instalar el segundo transformador en 1990.

ESQUEMA NO. 6

a) FUENTE DE POTENCIA: Subestación Pascuales del Sistema Nacional de Transmisión (138 KV)

Subestación Pascuales del Sistema Guayaquil (69 KV)

b) SUBESTACIONES:

Daule	(3 Ø 2x20/26 MVA - 138/69 KV)
La Toma	(3 Ø 5,00 MVA - 69/4,16 KV)
Daule	(3 Ø 2x5 MVA - 69/13,8 KV)
Balzar	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Pedro Carbo	(3 Ø 5,00 MVA - 69/13,8 KV)
Salitre	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Aurora	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)

c) LINEA 138 KV:

Pascuales - Daule	(3 Ø - 397,5 MCM ACSR)

d) LINEA 69 KV:

Daule - YPC- La Toma	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
YPC - Pedro Carbo	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Daule - Salitre	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Daule- Palest.-Balzar	(3 Ø - 477 MCM ACSR)
Pascuales - Aurora	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)

e) LINEAS 13,8 KV:

Daule-Piedrah.-Petrillo	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Daule - Sta. Lucía	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Balzar - YC	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Palestina - YC	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Palestina - Sta. Lucía	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Salitre-J.B.Aguirre- Maravil.	(3 Ø - 3/0 al 5005)
P.Carbo-I. Ayora- L. Sgtillo.	(3 Ø - 3/0 al 5005)
Aurora - Tarifa	(3 Ø - 4/0 ACSR)
Aurora - Urbanizaciones	(3 Ø - 4/0 ACSR)
Salitre - Vernaza	(3 Ø - 2/0 ACSR)
Tarifa - Samborondon	(3 Ø - 1/0 ACSR)
YC= Colimes	(3 Ø - 2 ACSR)
YL - Laurel	(3 Ø - 2 ACSR)
Samborondon - Victoria	(3 Ø - 2 ACSR)

a) FUENTE DE POTENCIA: Subestación Pascuales del Sistema Nacional de Transmisión (138 KV)

Subestación Pascuales del Sistema Guayaquil (69 KV)

b) SUBESTACIONES:

Daule	(3 Ø 2x20/26 MVA - 138/69 KV)
La Toma	(3 Ø 5,00 MVA - 69/4,16 KV)
Daule	(3 Ø 2x5 MVA - 69/13,8 KV)
Balzar	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Pedro Carbo	(3 Ø 5,00 MVA - 69/13,8 KV)
Salitre	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Aurora	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Tarifa	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)
Palestina	(3 Ø 3,75 MVA - 69/13,8 KV)

c) LINEA 138 KV:

Pascuales - Daule	(3 Ø - 397,5 MCM ACSR)

d) LINEA 69 KV:

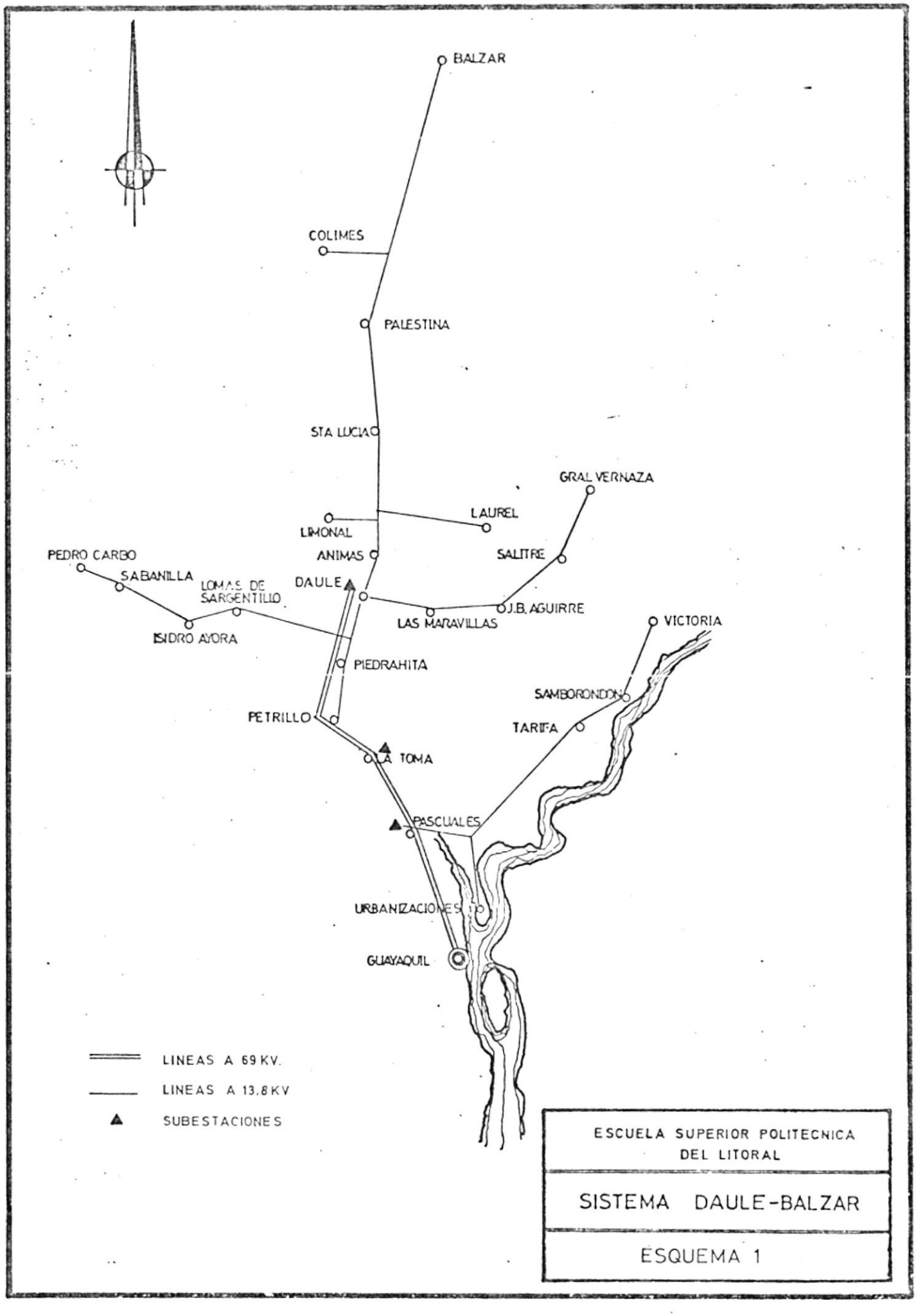
Daule - YPC- La Toma	(3 Ø - 336,4 MCM ACSR)
YPC - Pedro Carbo	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Daule - Salitre	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Daule- Palest.-Balzar	(3 Ø - 477 MCM ACSR)
Pascuales - Aurora	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)
Aurora - Tarifa	(3 Ø - 266,8 MCM ACSR)

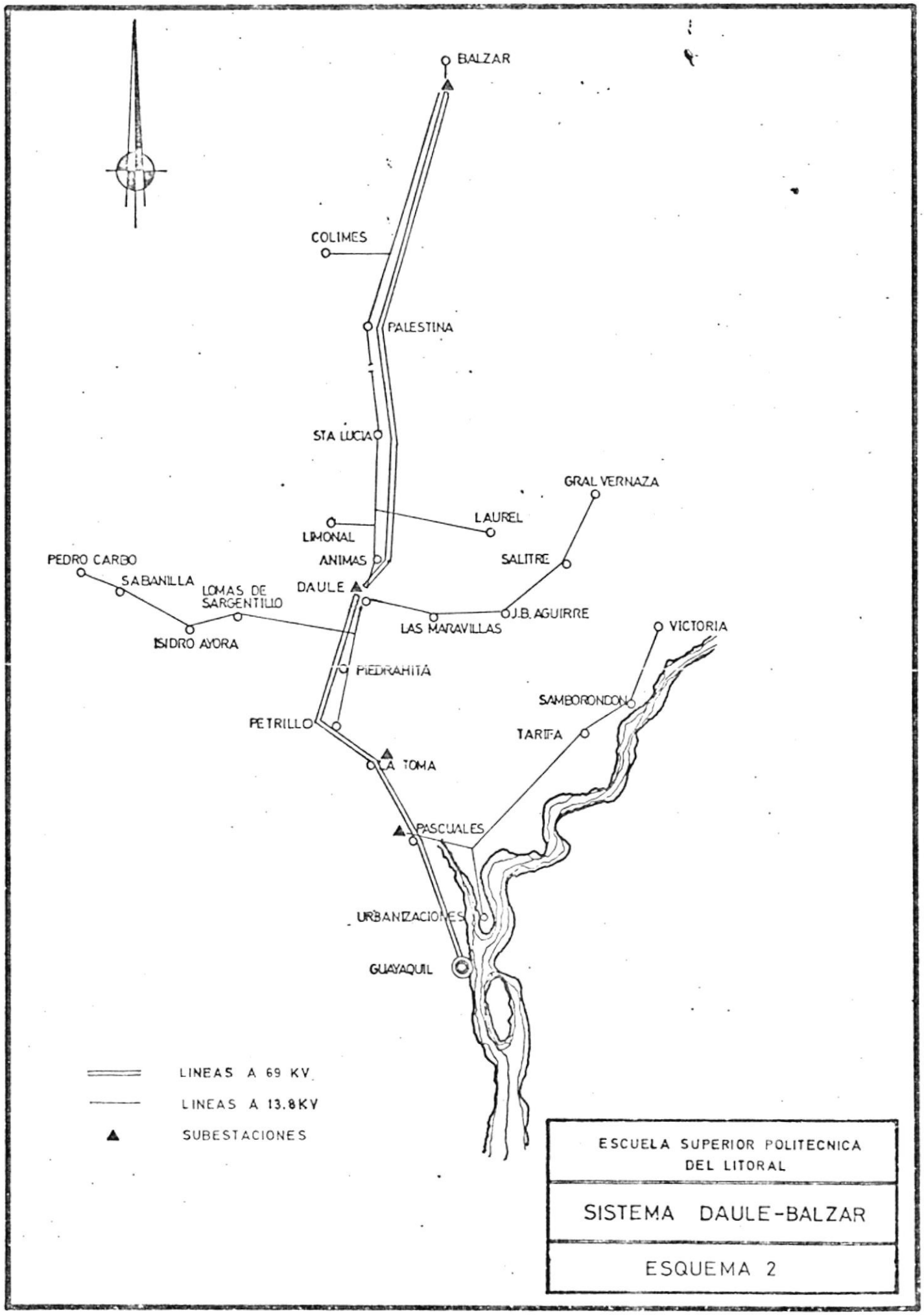
e) LINEAS 13,8 KV:

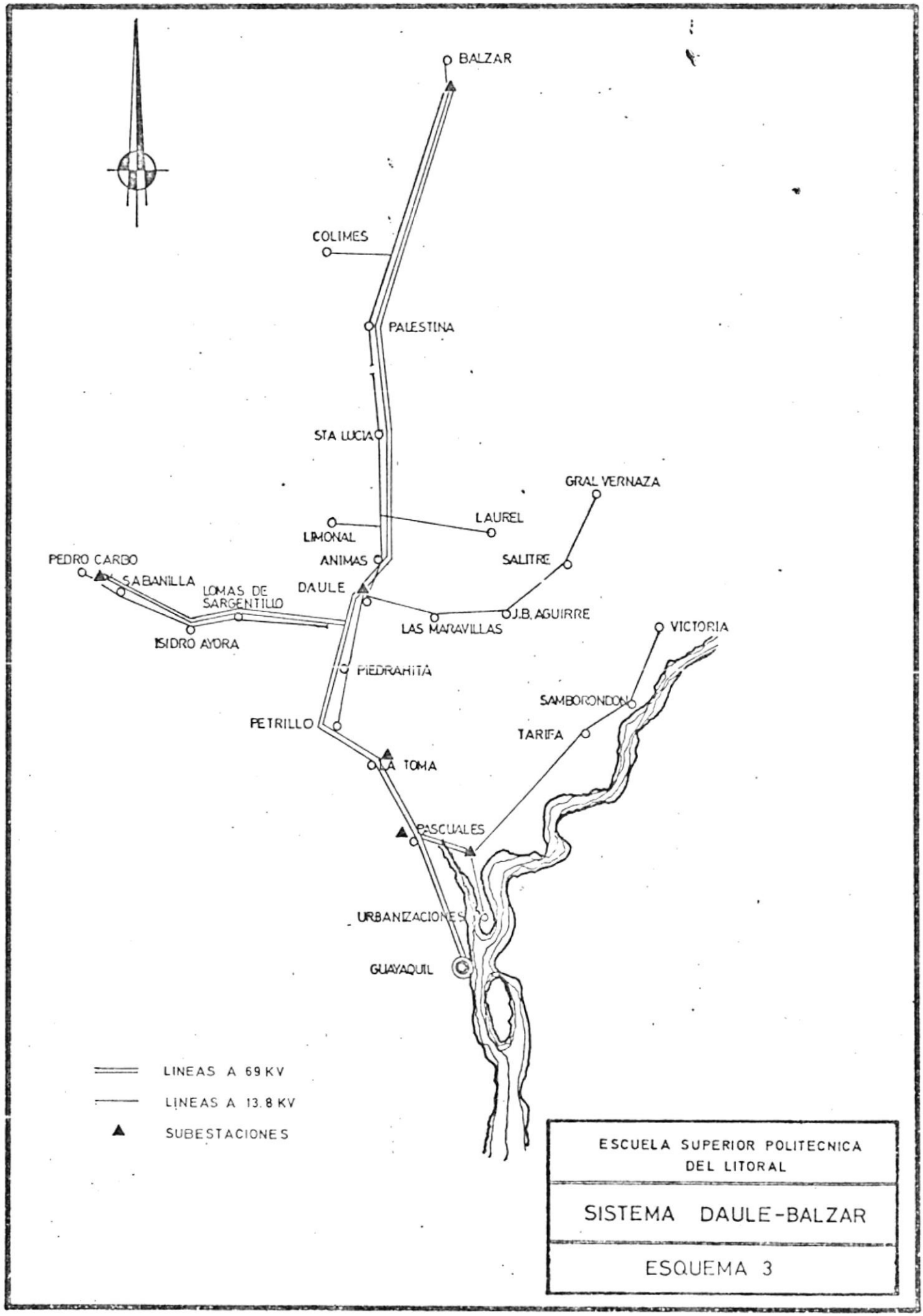
Daule-Piedrah.-Petrillo	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Daule - Sta. Lucía	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Balzar - YC	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Palestina - YC	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Palestina - Sta. Lucía	(3 Ø - 3/0 ACSR)
Salitre-J.B.Aguirre- Maravil.	(3 Ø - 3/0 al 5005)
P.Carbo-I. Ayora- L. Sgtillo.	(3 Ø - 3/0 al 5005)
Aurora - Tarifa	(3 Ø - 4/0 ACSR)
Aurora - Urbanizaciones	(3 Ø - 4/0 ACSR)
Salitre - Vernaza	(3 Ø - 2/0 ACSR)
Tarifa - Samborondon	(3 Ø - 1/0 ACSR)
YC= Colimes	(3 Ø - 2 ACSR)
YL - Laurel	(3 Ø - 2 ACSR)
Samborondon - Victoria	(3 Ø - 2 ACSR)

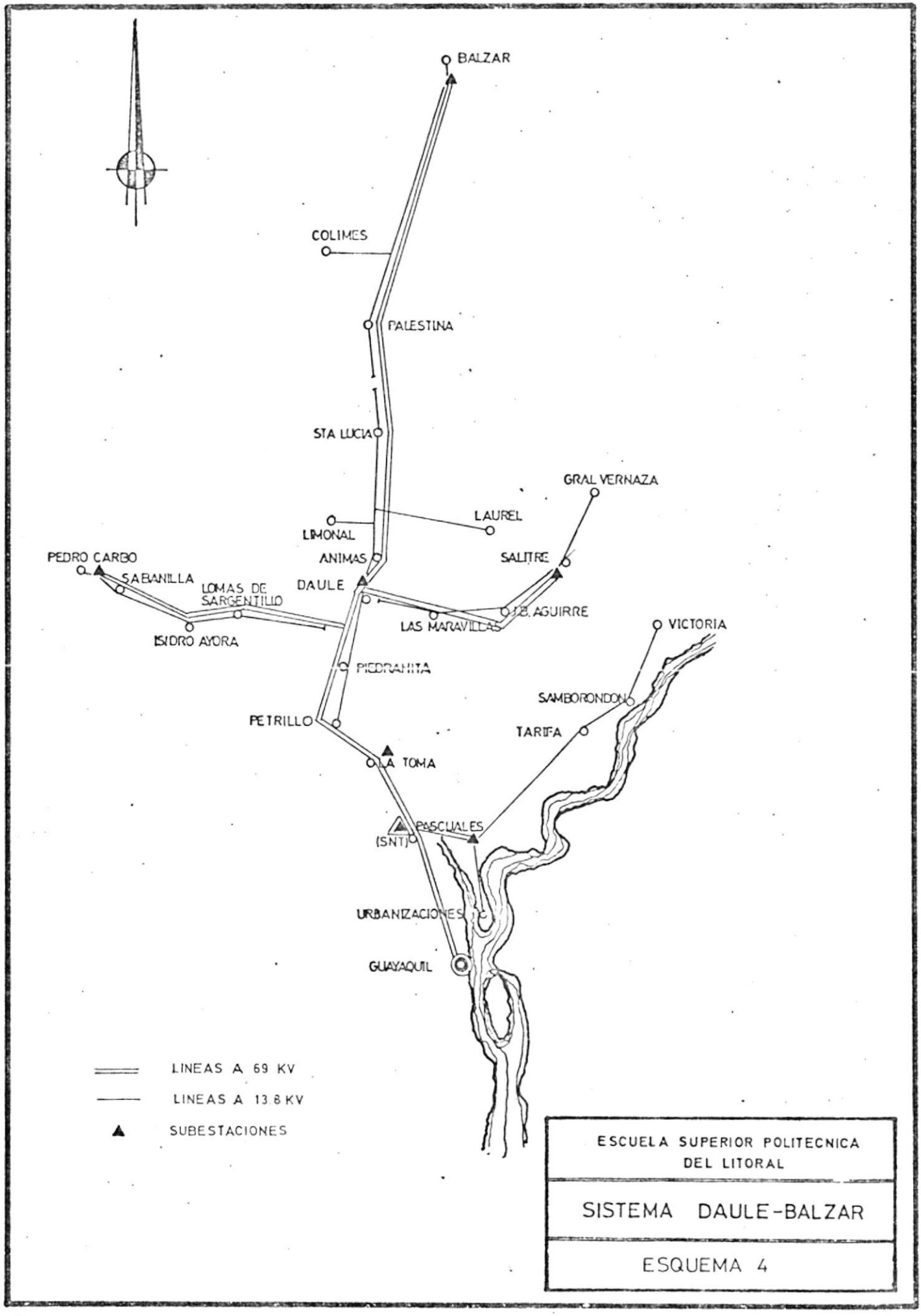
lo referente a fuentes de potencia, subestaciones, líneas de transmisión y subtransmisión.

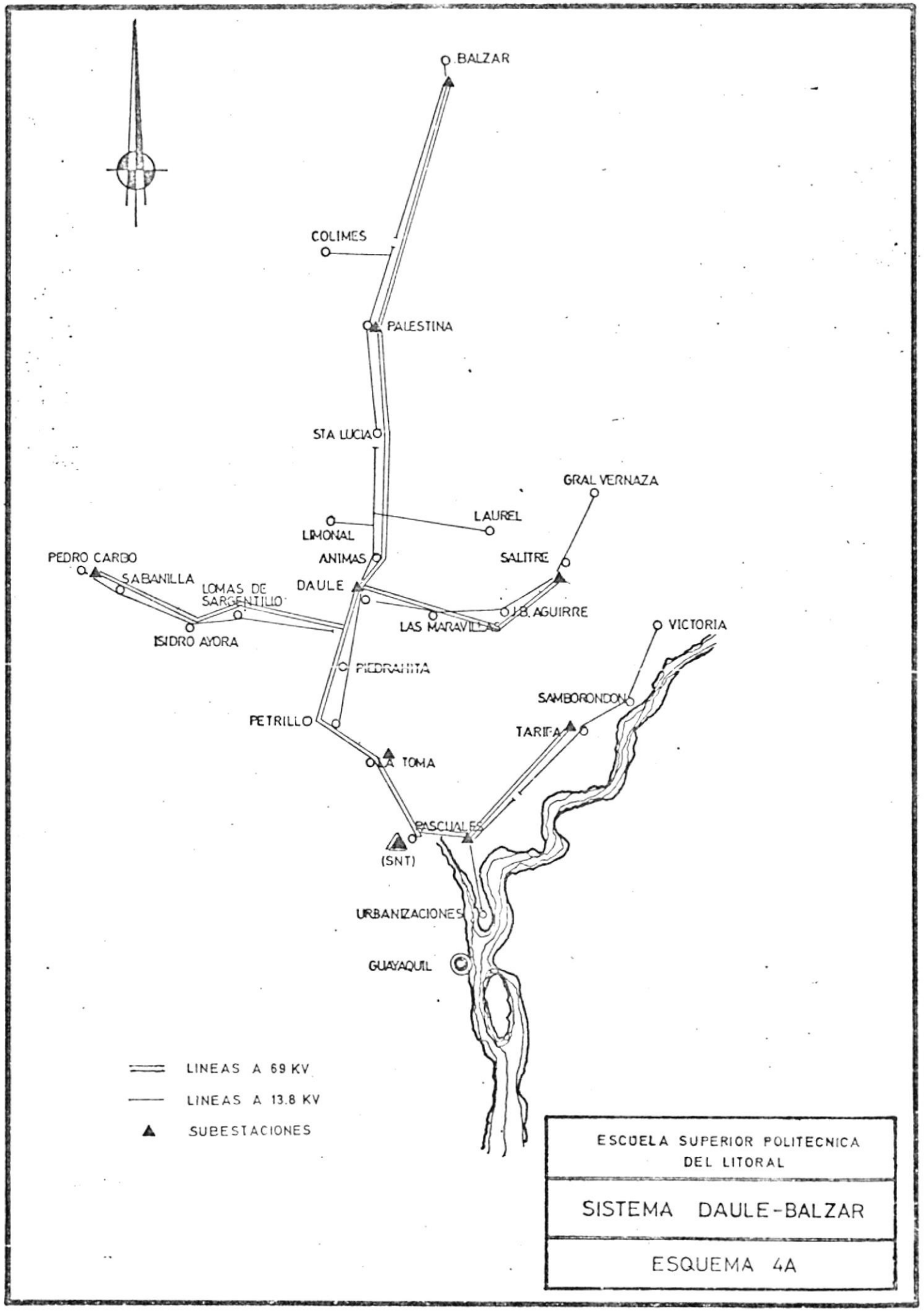
3.2.2.2. GRAFICOS DE LOS ESQUEMAS: Se adjuntan los gráficos de los diferentes esquemas alternativos.

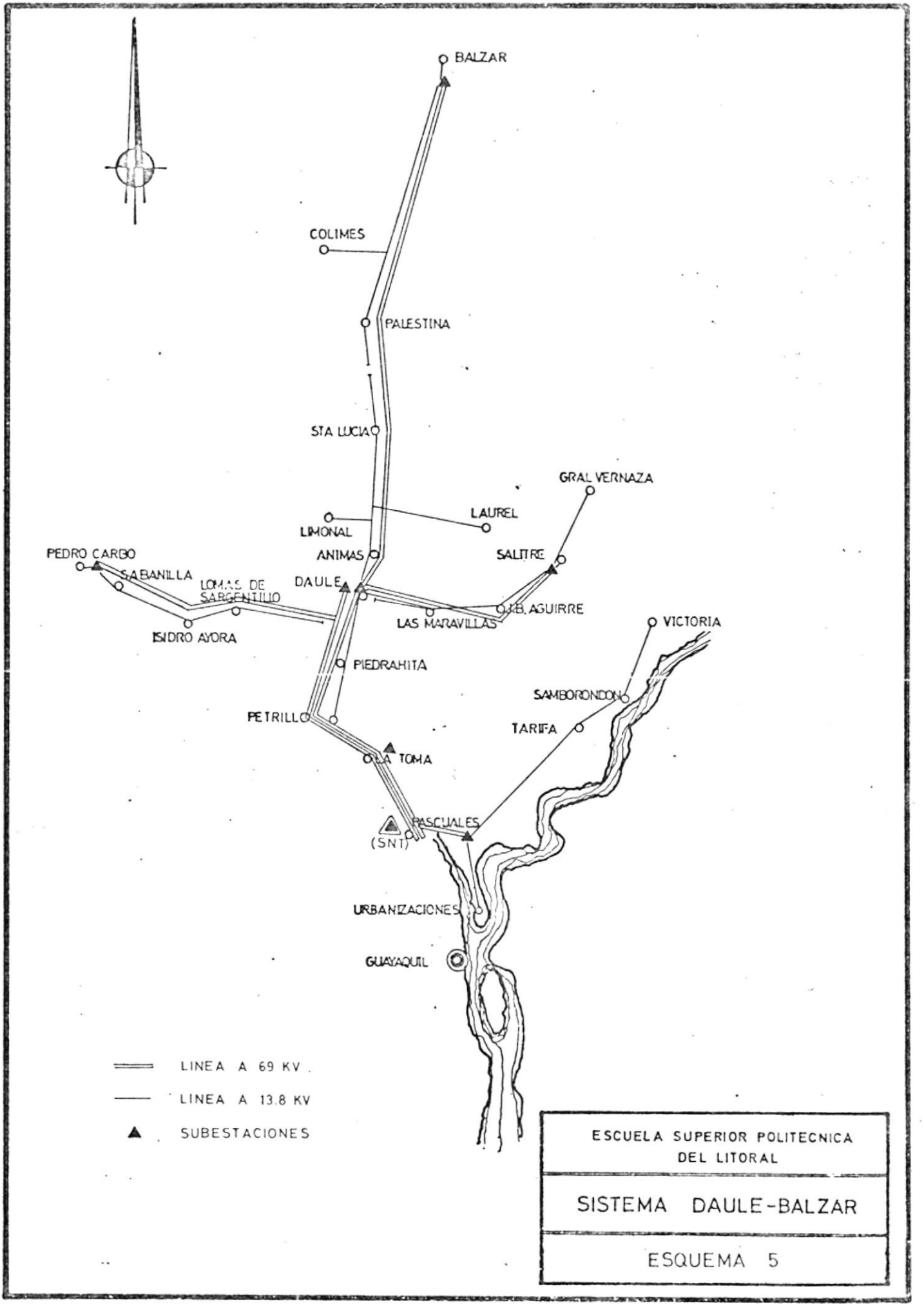

BALZAR
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
DAULE
J.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
ISIDRO AYORA
VICTORIA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
LA TOMA
PASCUALES
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEAS A 69 KV.
LINEAS A 13.8 KV
SUBESTACIONES
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ESQUEMA 1

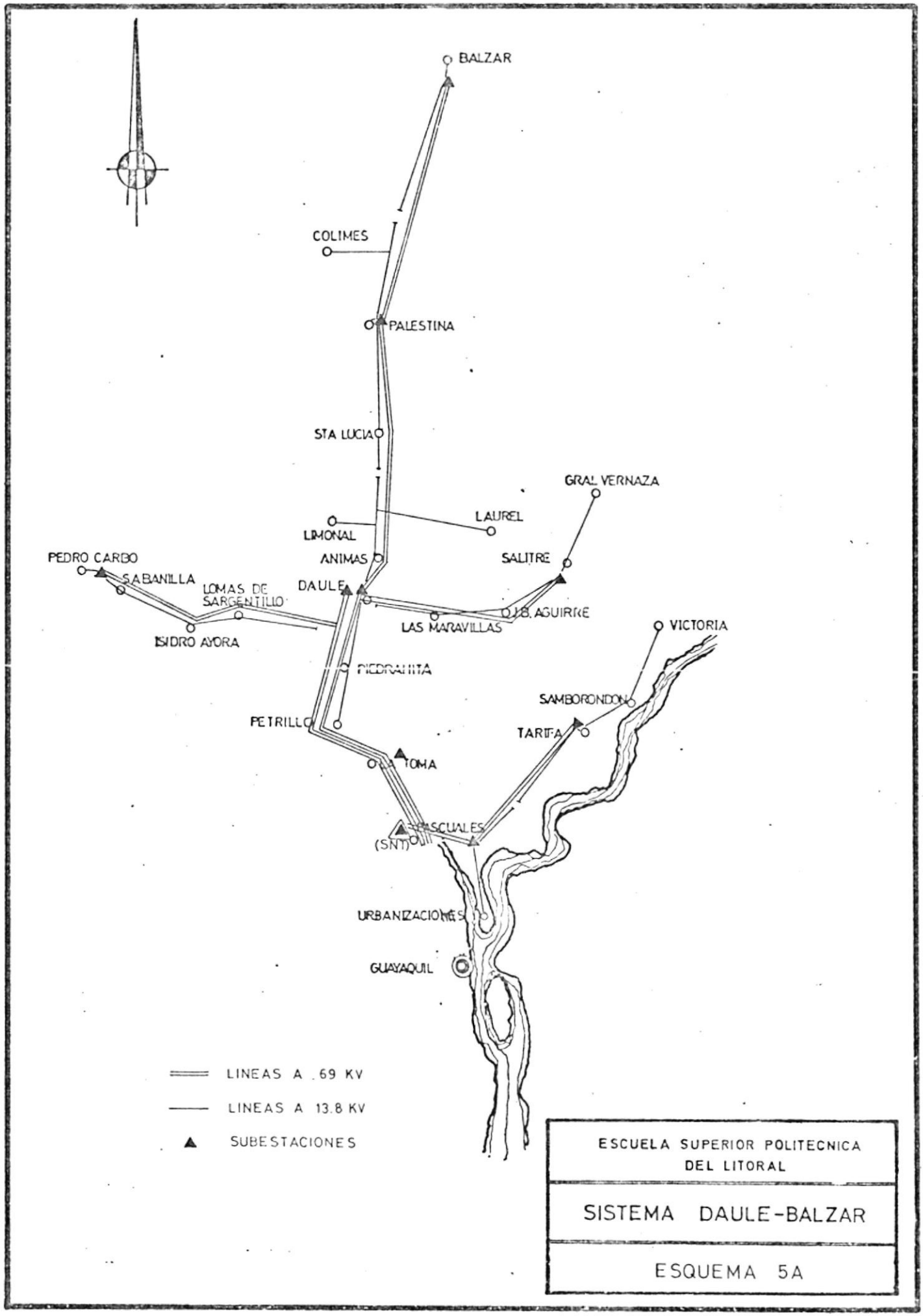

BALZAR
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
DAULE
J.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
ISIDRO AYORA
VICTORIA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
LA TOMA
PASCUALES
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEAS A 69 KV
LINEAS A 13.8KV
SUBESTACIONES
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ESQUEMA 2

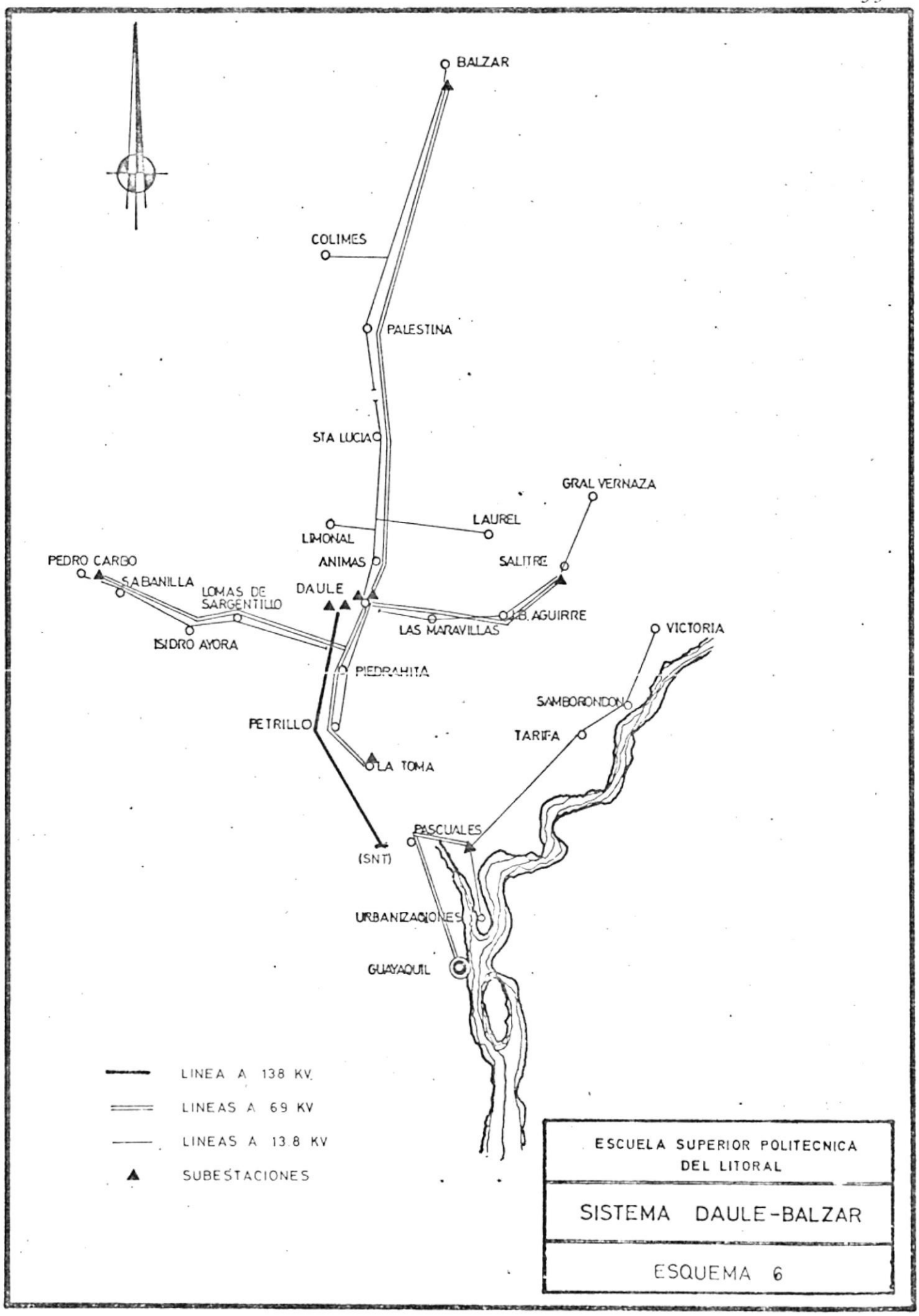

BALZAR
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
DAULE
J.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
ISIDRO AYORA
VICTORIA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
LA TOMA
PASCUALES
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEAS A 69 KV
LINEAS A 13.8 KV
SUBESTACIONES
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ESQUEMA 3

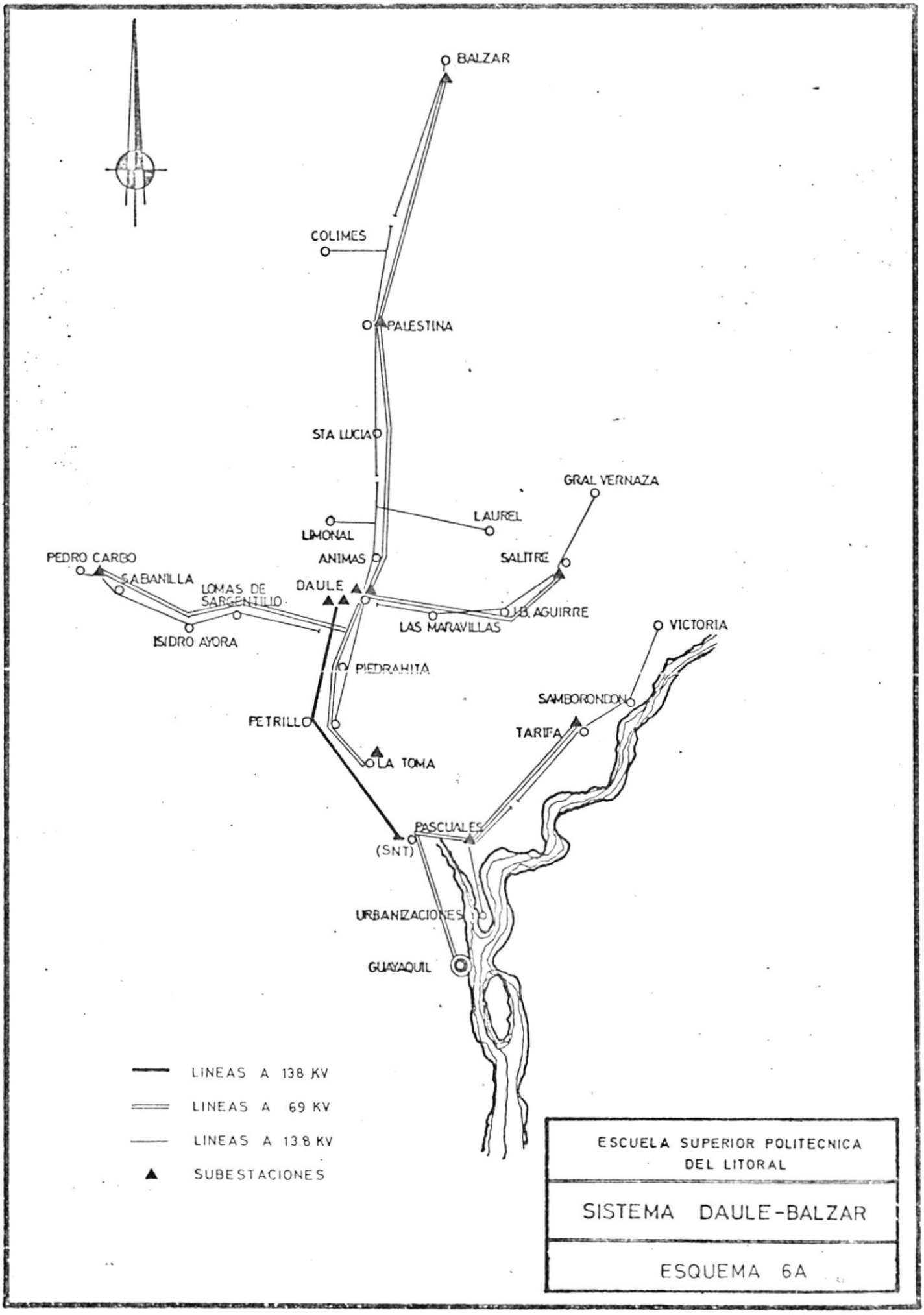

BALZAR
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
DAULE
LAS MARAVILLAS
J.B. AGUIRRE
VICTORIA
ISIDRO AYORA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
LA TOMA
PASCUALES
(SNT)
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEAS A 69 KV
LINEAS A 13.8 KV
SUBESTACIONES
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ESQUEMA 4


BALZAR
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
DAULE
J.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
ISIDRO AYORA
VICTORIA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
LA TOMA
PASCUALES
(SNT)
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEAS A 69 KV
LINEAS A 13.8 KV
SUBESTACIONES
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ESQUEMA 4A


BALZAR
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
PEDRO CARBO
ANIMAS
SALITRE
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
DAULE
J.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
ISIDRO AYORA
VICTORIA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
LA TOMA
PASCUALES
(SNT)
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEA A 69 KV.
LINEA A 13.8 KV
SUBESTACIONES
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ESQUEMA 5


BALZAR
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
DAULE
J.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
ISIDRO AYORA
VICTORIA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
TOMA
PASCUALES
(SNT)
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEAS A 69 KV
LINEAS A 13.8 KV
SUBESTACIONES
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ESQUEMA 5A


BALZAR
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
DAULE
G.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
VICTORIA
ISIDRO AYORA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
LA TOMA
PASCUALES
(SNT)
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEA A 138 KV.
LINEAS A 69 KV
LINEAS A 13.8 KV
SUBESTACIONES
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ESQUEMA 6


BALZAR
COLIMES
PALESTINA
STA LUCIA
GRAL VERNAZA
LAUREL
LIMONAL
ANIMAS
SALITRE
PEDRO CARBO
SABANILLA
LOMAS DE SARGENTILLO
DAULE
J.B. AGUIRRE
LAS MARAVILLAS
ISIDRO AYORA
VICTORIA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
PETRILLO
TARIFA
LA TOMA
PASCUALES
(SNT)
URBANIZACIONES
GUAYAQUIL
LINEAS A 138 KV
LINEAS A 69 KV
LINEAS A 13.8 KV
SUBESTACIONES
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE-BALZAR
ESQUEMA 6A

3.3. ESTUDIO OPERACIONAL DEL SISTEMA

3.3.1. PARAMETROS

3.3.1.1. LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION: Para los niveles de voltaje utilizados, se empleó la disposición y distancias entre conductores que tiene normalizados INECEL. El cálculo de los parámetros para las diferentes líneas de transmisión y subtransmisión, se lo realiza en el Anexo 2. y los mismos constan en la tabla 3.1

Los datos de impedancia y cargas de las líneas son los siguientes:

PARAMETROS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

Nivel de Voltaje	Tipo de Conductor	R % Km	X % Km	Carga de la línea KVAR/Km
138 KV	397,5 KCM ACSR	0,159	0,478	56,18
69 KV	2/0 ACSR	0,334	0,336	13,92
	266,8 MCM	0,149	0,287	14,69
	336,4 MCM	0,119	0,285	14,83
	477 MCM	0,083	0,273	15,56

13,8 KV	2 ACSR	15,94	8,33	—
	1/0 ACSR	10,30	7,99	—
	2/0 ACSR	8,35	7,83	—
	3/0 ACSR	6,76	7,66	—
	4/0 ACSR	5,58	7,48	—
	3/0 al 5005	5,78	7,66	—

TABLA 3.1

3.3.1.2. TRANSFORMADORES: Las impedancias de los transformadores fueron determinadas según su nivel de aislamiento siguiendo las normas ANSI (C57.12.10), Tabla 3.2

Los parámetros de los transformadores tienen taps fijos (de funcionamiento manual) con dos posiciones de ± 2 1/2% y 5% arriba y abajo del voltaje.nominal.

PARAMETROS DE LOS TRANSFORMADORES

Capacidad MVA	Relación de Voltaje	X (%)	X (%) (MVA_B= 30)	Taps (%)
20/26	138/69	7	12,0	± 2 x 2,5
5/6,25	69/4,16	7	42,00	± 2 x 2,5
5/6,25	69/13,8	7	42,00	± 2 x 2,5
3,75/4,69	69/13,8	7	56,00	± 2 x 2,5
2,5/3,13	69/13,8	7	84,0	± 2 x 2,5

TABLA 3.2

3.3.2. CARGAS MAXIMAS Y MINIMAS DEL SISTEMA

3.3.2.1. CARGA MAXIMA: Se considera como carga máxima en cada una de las barras de carga aquella que fué determinada por la Proyección de la Demanda.

Las cargas máximas para cada barra de carga se encuentran tabuladas en la tabla 3.3

3.3.2.2. CARGA MINIMA: Al no existir la suficiente información estadística en relación a las curvas de carga anual del sistema, se consideró como carga mínima el 33% de la carga máxima; se escogió este porcentaje puesto que es un valor típico para este tipo de sistemas.

Las cargas mínimas para cada barra de carga se tabulan en la tabla 3.4

CARGA MAXIMA

	1977		1978		1980		1982		1985		1988		1990	
LOCALIDAD	KW.	KVAR	KW.	KVAR.	KW.	KVAR	KW.	KVAR	KW.	KVAR.	KW.	KVAR	KV.	KVAR
DAULE	1.737,0	435,0	2.263,0	659,9	3.700,0	1.079,9	4.154,0	1.211,5	5.157,0	1.871,9	6.235,0	2.504,2	7.347,0	2.903,6
S. LUCIA	273,2	55,5	414,6	103,9	613,7	179,0	743,1	216,7	1.109,0	364,4	1.477,0	536,1	1.754,0	693,3
PIEDRAHITA	226,1	56,7	332,1	96,9	456,3	133,1	528,8	173,8	672,8	244,2	850,9	336,3	981,5	418,1
PETRILLO	141,9	20,2	164,5	33,4	170,2	49,6	184,4	60,6	215,2	85,0	272,6	116,1	323,7	137,9
LIMONAL	29,9	4,3	42,8	8,7	53,8	15,7	60,4	19,9	71,5	25,9	85,5	36,4	96,6	41,2
L.ANIMAS	61,7	8,8	75,4	15,3	92,2	19,3	100,6	25,2	111,5	32,5	125,6	41,3	137,3	49,8
LAUREL	40,3	8,2	46,3	11,6	115,5	33,7	140,3	46,1	198,6	72,1	260,3	102,9	311,2	132,5
L.SARGENTILLO	178,9	44,9	315,2	91,9	463,1	135,1	533,9	175,5	648,8	235,5	757,3	299,3	826,4	326,6
I. AYORA	81,2	16,5	108,6	22,0	150,9	30,6	180,1	36,6	228,0	57,2	286,4	83,5	328,5	107,9
SABANILLA	35,7	—	38,9	5,6	45,8	6,5	49,7	10,1	53,4	13,4	59,5	17,4	64,9	18,9
P.CARBO	1.122,0	368,9	1.295,0	469,9	1.625,0	589,7	1.833,0	665,2	2.256,0	891,8	2.792,0	1.189,5	3.189,0	1.358,5
BALZAR	909,7	184,7	1,402,0	284,7	2.556,0	518,9	2.910,0	729,4	3.582,0	1.044,9	4.338,0	1.425,8	4.953,0	1.797,6
PALESTINA	249,8	50,7	397,1	80,6	593,6	120,5	702,7	176,1	877,6	255,9	1.012,0	367,5	1.115,0	440,7
COLIMES	169,4	24,1	215,4	30,7	356,4	72,4	426,0	106,8	527,5	173,8	648,8	235,5	725,5	286,7
U. JADO	303,5	61,6	518,3	151,2	840,6	276,3	1.041,0	342,1	1.423,0	516,6	1.902,0	751,6	2.308,6	983,3
G. VERNAZA	88,7	12,6	160,4	32,6	263,7	53,5	307,4	77,0	432,4	156,9	555,7	219,6	651,5	277,5
J.B.AGUIRRE	29,4	4,2	64,9	13,2	111,6	32,5	129,7	47,1	186,0	73,5	239,4	101,9	283,2	129,0
MARAVILLAS	63,7	4,9	77,4	6,1	107,1	9,6	122,0	10,8	147,8	14,4	171,5	17,9	190,3	19,7
SAMBORONDON	294,9	59,9	445,8	130,0	733,1	240,9	906,1	297,8	1.286,0	466.7	1.731,0	683,9	2.115,0	835,7
TARIFA	72,8	10,4	187,5	47,0	325,8	95,0	388,6	127,7	541,4	213,9	710,5	302,7	847,0	385,9
L. VICTORIA	29,4	4,2	90,1	26,3	126,5	41,6	147,8	53,6	187,5	74,1	240,5	109,6	283,9	129,3
URBANIZACIONES	106,9	35,1	244,3	80,3	573,5	188,5	979,3	355,4	1.802,0	654,0	2.642,0	1.044,3	3.097,0	1.224,2
LA TOMA	1.500,0	1.125,0	1.500,0	1.125,0	3.000,0	2.250,0	3.000,0	2.250,0	4.200,0	3.150,0	4.200,0	3.150,0	8.700,0	6.525,0

Tabla 3.3

CARGA MINIMA

AÑO	1977		1978		1980		1982		1985		1988		1990	
LOCALIDAD	KW.	KVAR	KW.	KVAR	KW.	KVAR	KW.	KVAR	KW.	KVAR	KW.	KVAR	KW.	KVAR
DAULE	579,0	145,0	754,3	219,9	1.233,0	359,9	1.385,0	.403,8	1.719,0	624,0	2.078,0	834,8	2.449,0	967,9
STA. LUCIA	91,07	18,5	138,2	34,6	204,6	59,6	247,7	72,2	369,7	121,5	492,3	178,7	584,7	231,1
PIEDRAHITA	75,37	18,90	110,7	32,3	152,1	44,4	176,3	57,9	224,3	81,4	283,6	112,1	327,2	139,4
PETRILLO	47,30	6,73	54,8	11,1	56,7	16,5	61,5	20,2	71,7	28,3	90,9	38,7	107,9	46,0
LIMONAL	9,97	1,43	14,3	2,9	17,9	5,3	20,1	6,6	23,8	8,6	28,5	12,1	32,2	13,7
L. ANIMAS	20,57	2,93	25,2	5,1	30,7	6,4	33,5	8,4	37,2	10,8	41,9	13,8	45,8	16,6
LAUREL	13,43	2,73	15,4	3,9	38,5	11,2	46,8	15,4	66,2	24,0	86,8	34,3	103,7	44,2
L. SARGENTILLO	59,63	14,97	105,1	30,6	154,4	45,0	178,0	58,5	216,3	78,5	252,4	99,8	275,5	108,9
I. AYORA	27,07	5,50	36,2	7,3	50,3	10,2	60,0	12,2	76,0	19,1	95,5	27,8	109,5	36,0
SABANILLA	11,90	—	13,0	1,9	15,3	2,2	16,6	3,4	17,8	4,5	19,8	5,8	21,6	6,3
PEDRO CARBO	374,0	122,97	431,7	156,6	541,7	196,6	611,0	221,7	752,0	297,3	930,7	396,5	1.063,0	452,8
BALZAR	303,2	61,6	467,3	94,9	852,0	173,0	970,0	243,1	1.194,0	348,3	1.446,0	475,3	1.651,0	599,2
PALESTINA	83,3	16,9	132,4	26,5	197,8	40,2	234,2	58,7	292,5	85,3	337,3	122,5	371,7	149,9
COLIMES	56,5	8,0	71,8	10,2	118,8	24,1	142,0	35,6	175,8	57,9	216,3	78,5	241,8	95,6
URBINA JADO	101,2	20,5	172,8	50,4	280,2	92,1	347,0	114,0	474,3	172,2	634,0	250,5	769,3	327,8
G. VERNAZA	29,6	4,2	53,5	10,9	87,9	17,8	102,5	25,7	144,1	52,3	185,2	73,2	217,2	92,5
J.B. AGUIRRE	9,8	1,4	21,6	4,4	37,2	10,8	43,2	15,7	62,0	24,5	79,8	34,0	94,4	43,0
L MARAVILLAS	21,2	1,6	25,8	2,0	35,7	3,2	40,7	3,6	49,3	4,8	57,2	6,0	63,4	6,6
SAMBORONDON	98,3	20,0	148,6	43,3	244,4	80,3	302,0	99,3	428,7	155,6	577,0	228,0	705,0	278,6
TARIFA	24,3	3,5	62,5	15,7	108,6	31,7	129,5	42,6	180,5	71,3	236,8	100,9	282,3	128,6
LA VICTORIA	9,8	1,4	30,0	8,8	42,2	13,8	49,3	17,9	62,5	24,7	80,2	36,5	94,6	43,1
URBANIZACIONES	35,6	11,7	81,4	26,8	191,2	62,8	326,4	118,5	600,7	218,0	880,7	348,1	1.032,0	408,1
LA TOMA	500,0	375,0	500,0	375,0	1.000,0	750,0	1.000,0	750,0	1.400,0	1.050,0	1.400,0	1.050,0	2.900,0	2.175,0

TABLA 3.4

3.3.3. CONDICIONES PARA EL ESTUDIO DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS.

3.3.3.1. FUENTES DE POTENCIA: Como se enunció anteriormente, el sistema tiene dos fuentes de potencia que son:

- El Sistema Guayaquil: desde el lado de alta tensión de la subestación Pascuales durante el período comprendido entre 1977 y 1982 para la línea de subtransmisión a 69 KV que sale para Daule en esta barra, se asume un voltaje igual a 1,0 p u.

  Del lado de baja tensión (13,8 KV) se alimenta la línea que provee de energía a Samborondon y la Puntilla; en este lado del transformador se asume un voltaje de 1,025 p u, esto es hasta el año 1979; desde el año 1980 se alimentará desde el lado de alta de dicho transformador (69 KV) asumiéndose un voltaje de 1,0 p u en esta área, hasta el año 1982.

- El Sistema Nacional: en el año 1982 entra en operación el Sistema Nacional de Transmisión y por lo tanto se contempla la alimentación de potencia desde la barra del Sistema Nacional ubicada en Pascuales, para las lineas que se dirigen a Daule y Samborondon, se asumió

en esta barra un voltage de 1,0 p u.

3.3.3.2. REGULACION DE TENSION: Los límites inferiores de la tensión para condiciones de operación normal para las subestaciones de reducción y a nivel de barra de 13,8 KV son establecidos por INECEL en los términos de referencia con las siguientes magnitudes relativas al valor nominal:

- Nivel de tensión máxima en condiciones de carga mínima de 105% en las subestaciones principales.
- Nivel de tensión mínima en condiciones de de carga máxima de 95% en las subestaciones principales y 92% en las barras alejadas.

Para el estudio de regulación se ha considerado la variación de la relación de transformación de los transformadores mediante el ajuste de la posición de las taps (± 2 1/2% y 5%) con la condición que la posición escogida de las taps se mantiene al hacer el análisis para máxima carga y mínima carga.

3.3.3.3. COMPENSACION: La compensación de la potencia reactiva con el objeto de obtener los niveles de tensión deseados, se los hizo en

base al criterio de hacer la compensación del reactivo total a mínima carta más el 70% del restantes a máxima carga, con respecto a la ubicación de los bancos de capacitores se los hizo en el lado de 13,8 KV por cuanto sale más económico hacerlo en este lado y al 70% de la longitud de la alimentadora.

Se utilizó además bancos de capacitores en los secundarios de las subestaciones, para alibiar la carga a que se encuentran sometidos los transformadores de estas subestaciones.

3.3.3.4. FACTOR DE POTENCIA: El factor de potencia se lo mantendrá entre los valores:

98% en condiciones normales
95% en condiciones de carga mínima

3.3.3.5. PERDIDAS: Las pérdidas totales del sistema en los diferentes esquemas alternativos deberán ser como máximo el 5%.

3.3.4. CONCLUSIONES: Después de haber realizado un análisis de los diferentes esquemas alternativos, según las condiciones técnicas enunciadas en la sección 3.3.3. se

llegó a las siguientes conclusiones;

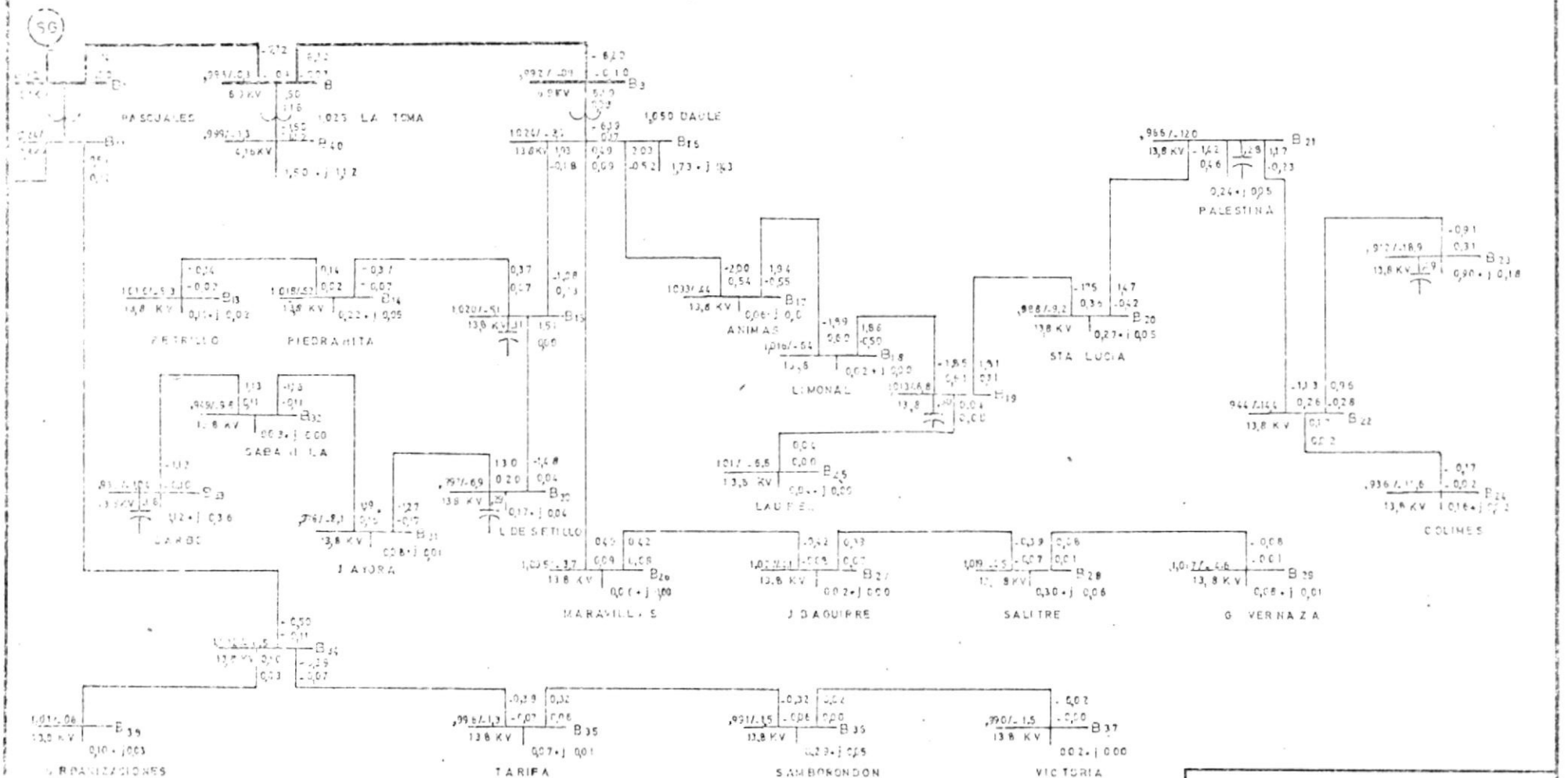
a) Deshechar el esquema 1. para el año 1978, puesto que no cumplía con los requerimientos técnicos en lo que respecta a la regulación del voltaje.

b) Deshechar el esquema 2. para el año 1980 por las mismas razones expuestas en a).

c) Eliminar el esquema 3. para el año 1985 por no satisfacer las condiciones técnicas de regulación de voltaje.

d) Utilizar, el esquema 1. para 1977, esquema 2. para 1978; para 1980 el esquema 3.; en 1982 los esquemas 3, 4 y 6; en 1985 los esquemas 4,5 y 6; en 1988 los esquemas 4A, 5A y 6A, y en 1990 los esquemas 5A y 6A. En los años para los cuales hay más de un esquema, la solución definitiva la determinará la evaluación económica que se efectuará en el siguiente capítulo.

3.3.5. FLUJOS DE POTENCIA PARA CARGAS MAXIMAS Y MINIMAS. Se adjuntan los diagramas con los resultados de los flujos de potencia para máxima y mínima carga de cada uno de los esquemas seleccionados del análisis técnico para los diferentes años del presente estudio.



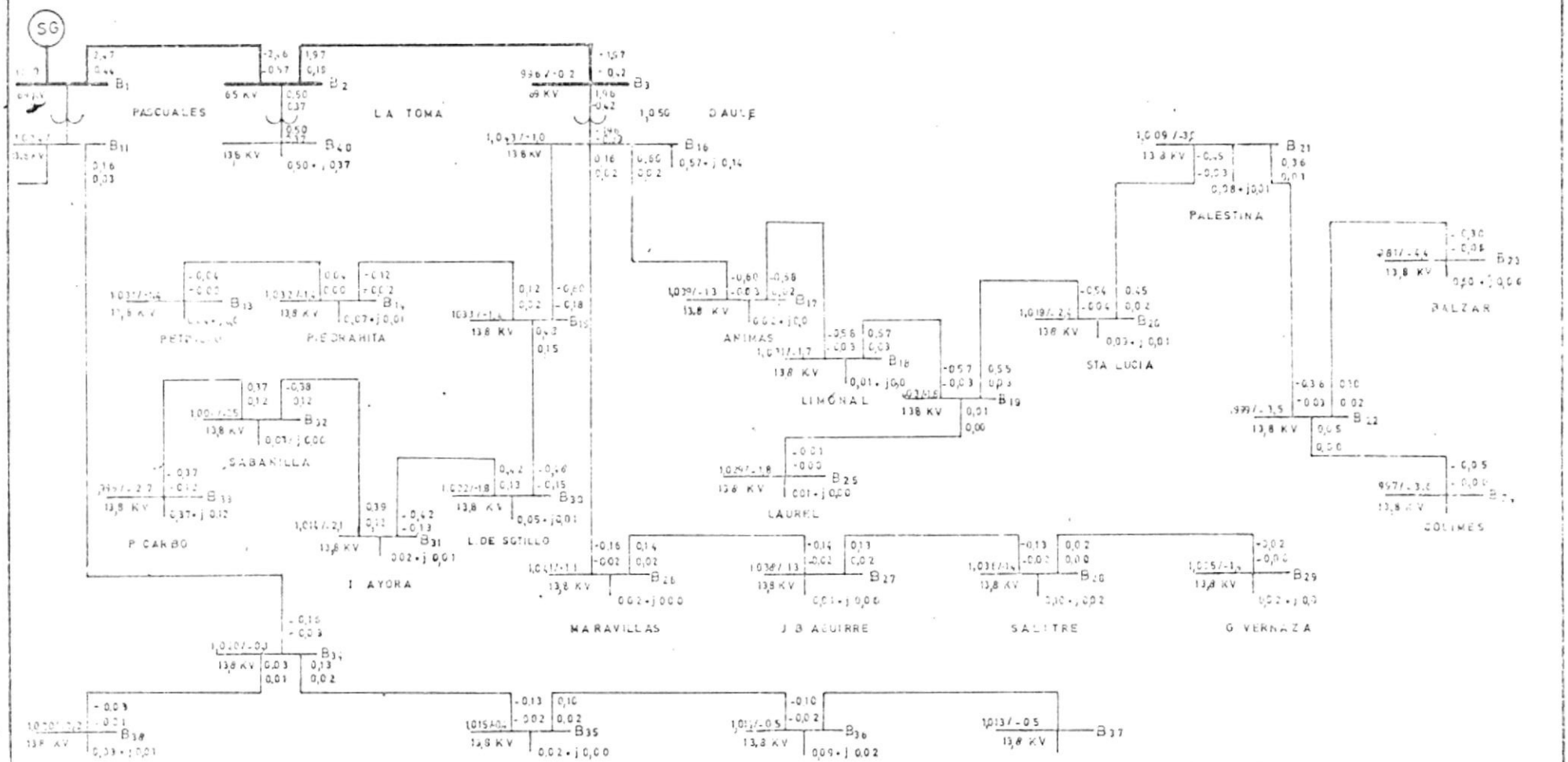
	M W	MVAR
CARGA TOTAL	74,75	2,50
PERDIDAS TOTALES	0,51	0,08
CARGA GENERA	—	-0,47
CAPACITOR	—	-1,963
SLACK	0,0 6	0,0 0 4
[illegible]	8 + 6	0,7

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA - 1977

ESQUEMA 1



	P A	MVAR
CARGA TOTAL	2,58	0,86
PERDIDAS TOTALES	0,05	0,09
CARGA DE LINEA	—	- 0,48
CAP FIJOS	—	—
COMPULSE	0,010	0,004
GENERACION TOTAL	2,64	0,48

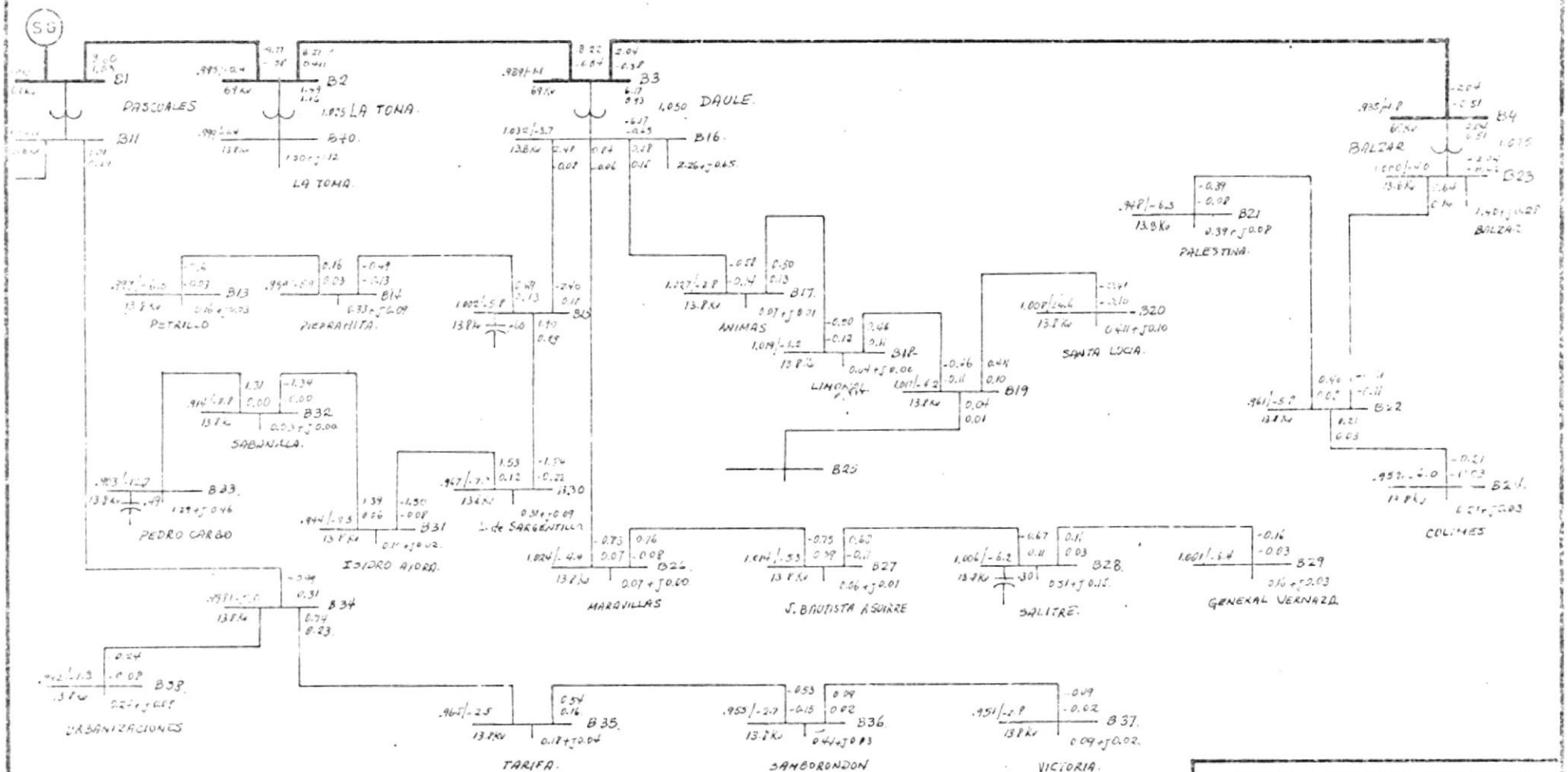
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA
CARGA MINIMA - 1977

ESQUEMA 1

111



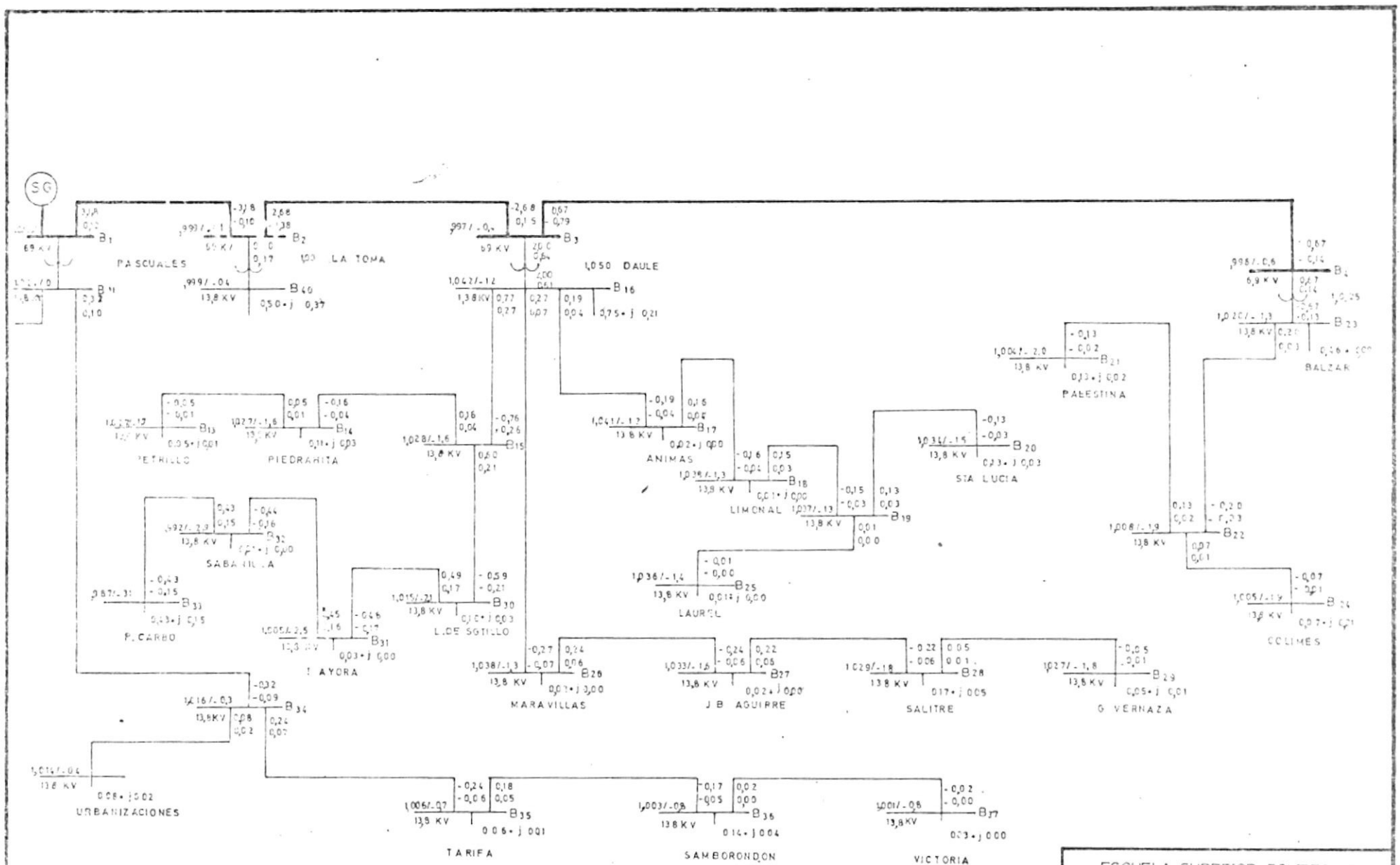
	M W	MVAR
CARGA TOTAL	10,40	3,53
PERDIDAS TOTALES	0,42	1,04
CARGA DE LINEAS	—	1,291
CAPACITORES FIJOS	—	1,296
DESAJUSTES	-0,002	-0,001
GENERACION TOTAL	10,82	1,88

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA - 1978

ESQUEMA 2



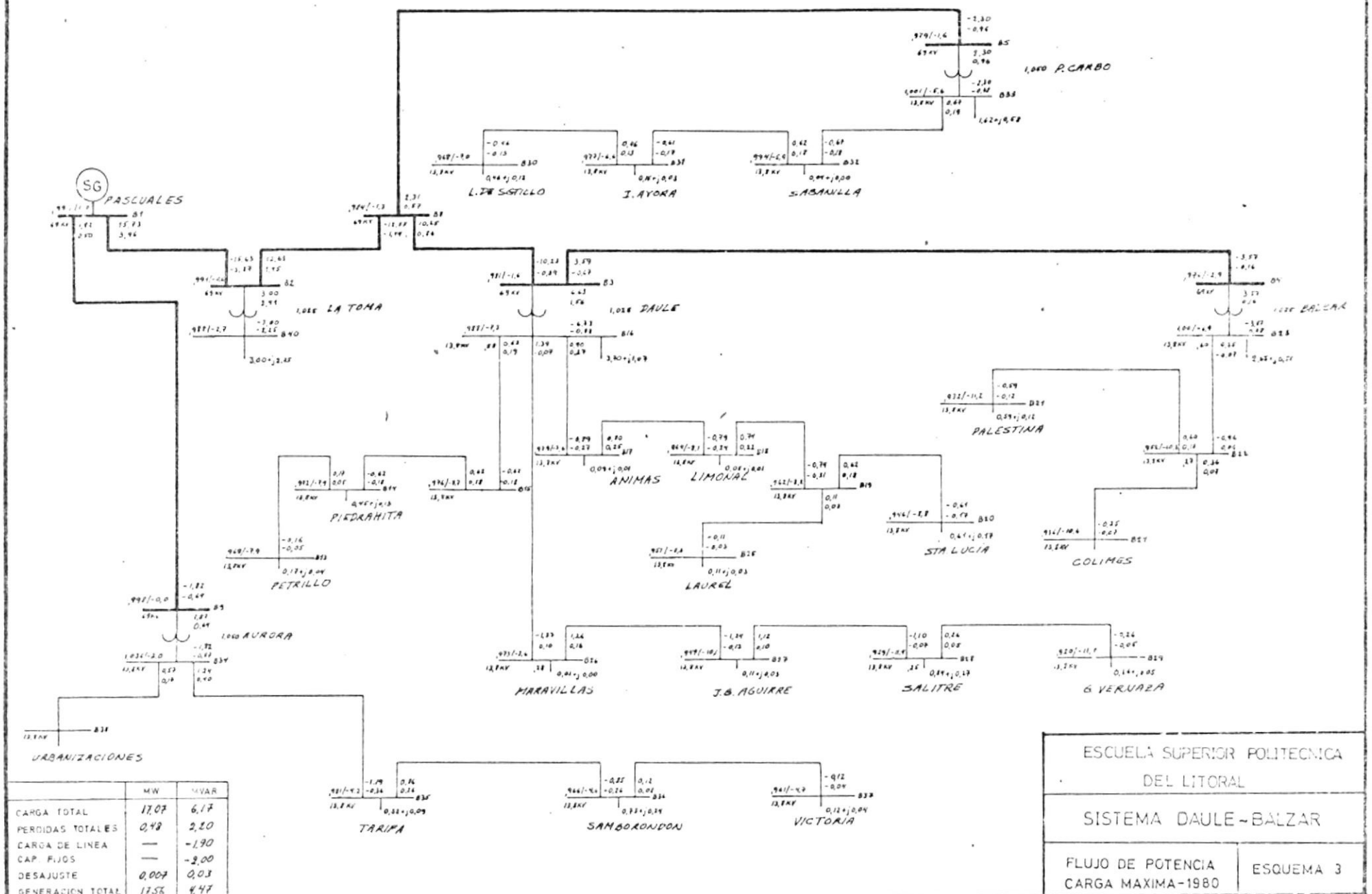
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	3,67	1,17
PERDIDAS TOTALES	0,044	0,11
CARGA DE LINEA	—	-1,315
CAP FIJOS	—	—
DESAJUSTE	0,005	0,003
GENERACION TOTAL	3,51	-0,23

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA
CARGA MINIMA - 1978

ESQUEMA 2



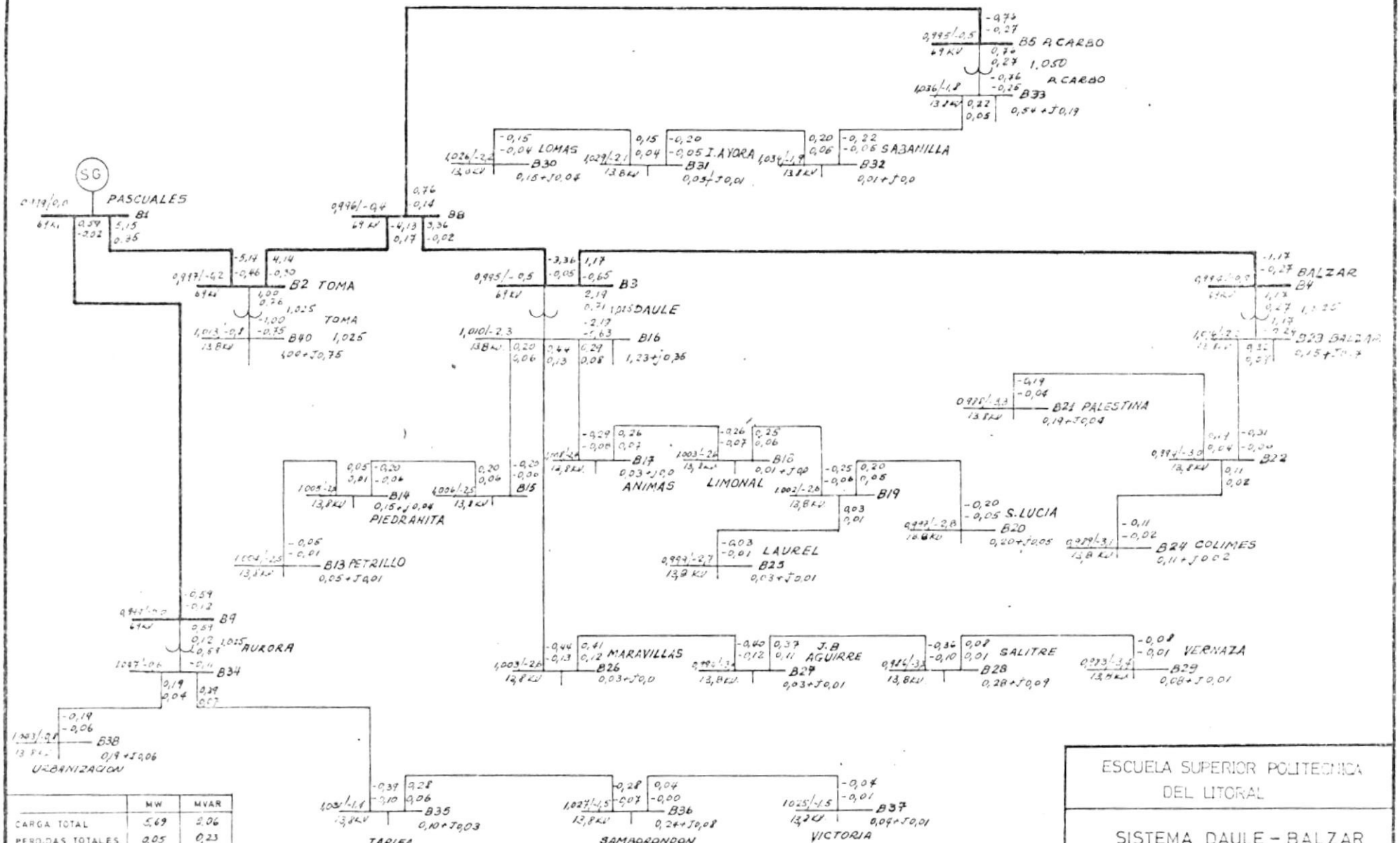
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	17,07	6,17
PERDIDAS TOTALES	0,48	2,20
CARGA DE LINEA	—	-1,90
CAP. FIJOS	—	-3,00
DESAJUSTE	0,007	0,03
GENERACION TOTAL	17,55	6,47

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA-1980

ESQUEMA 3



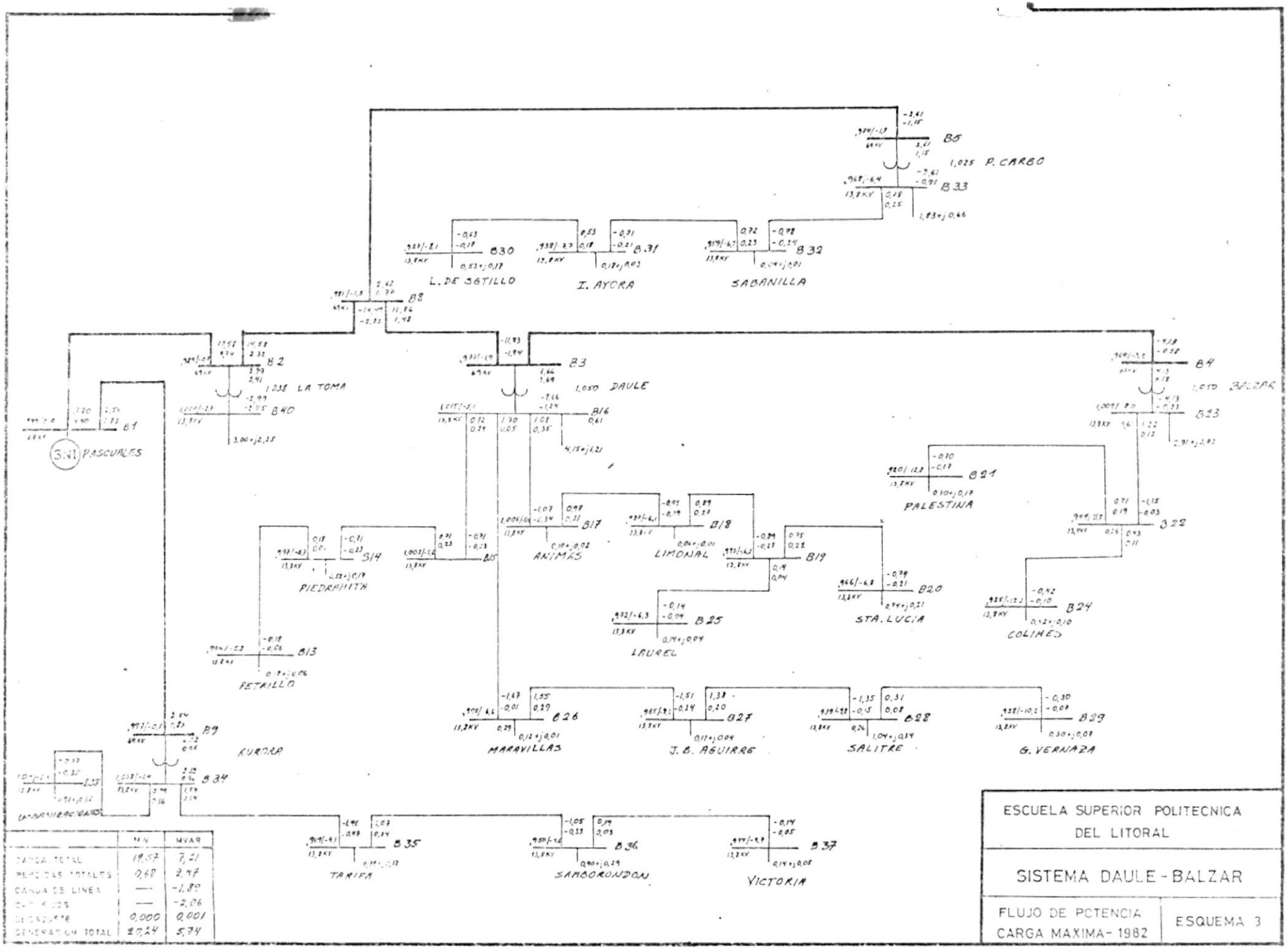
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	5.69	2.06
PERDIDAS TOTALES	0.05	0.23
CARGA DE LINEA	—	-1.96
CAP. FIJOS	—	—
DESAJUSTE	0.01	0.000
GENERACION TOTAL	5.74	0.333

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE – BALZAR

FLUJO DE POTENCIA
CARGA MINIMA – 1980

ESQUEMA 3



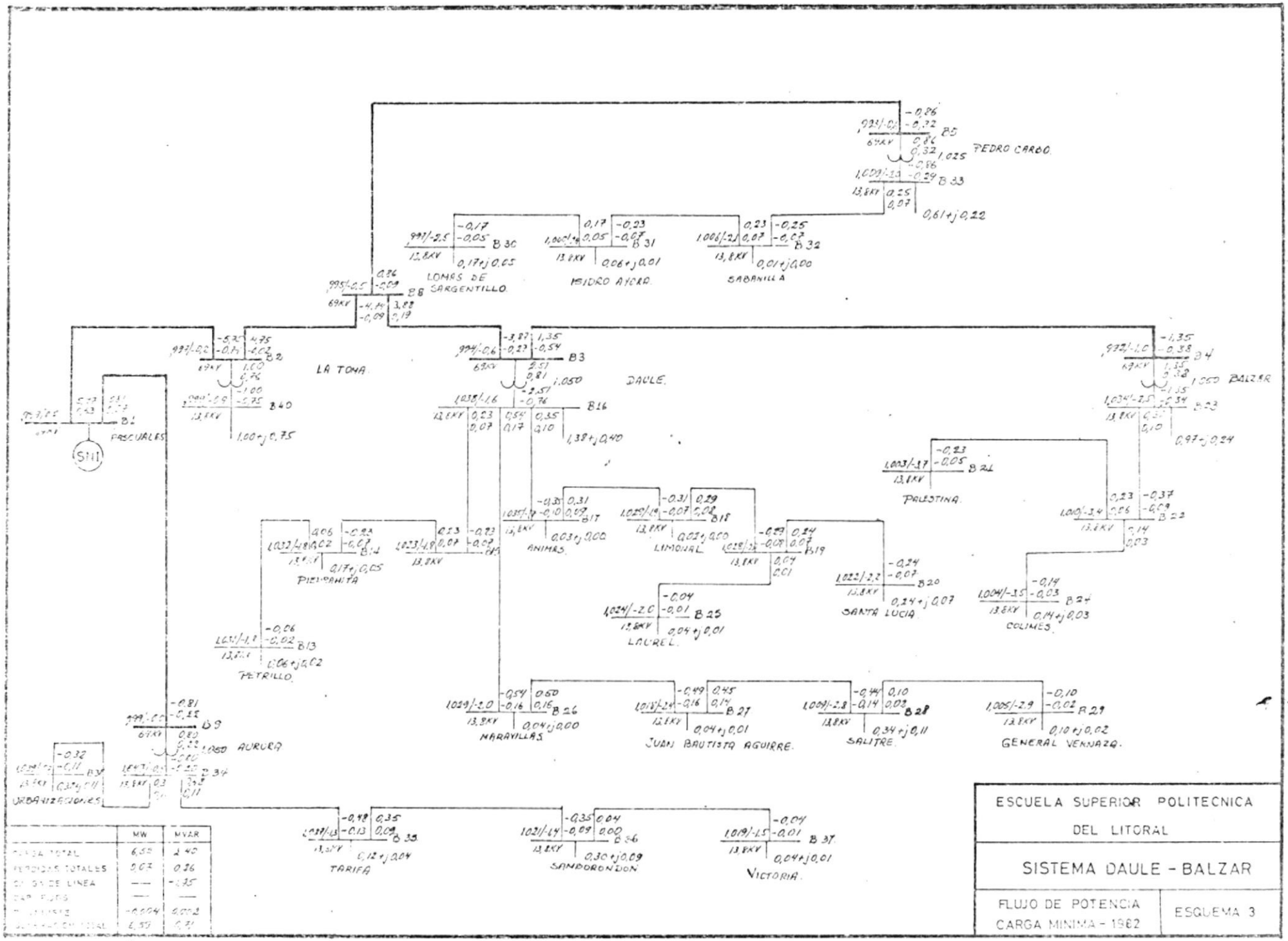
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	19,57	7,21
PERDIDAS TOTALES	0,68	2,47
CARGA DE LINEA	—	-1,80
CARGA DE BARRAS	—	-2,06
GENERACION	0,000	0,001
GENERACION TOTAL	20,24	5,74

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA - 1982

ESQUEMA 3



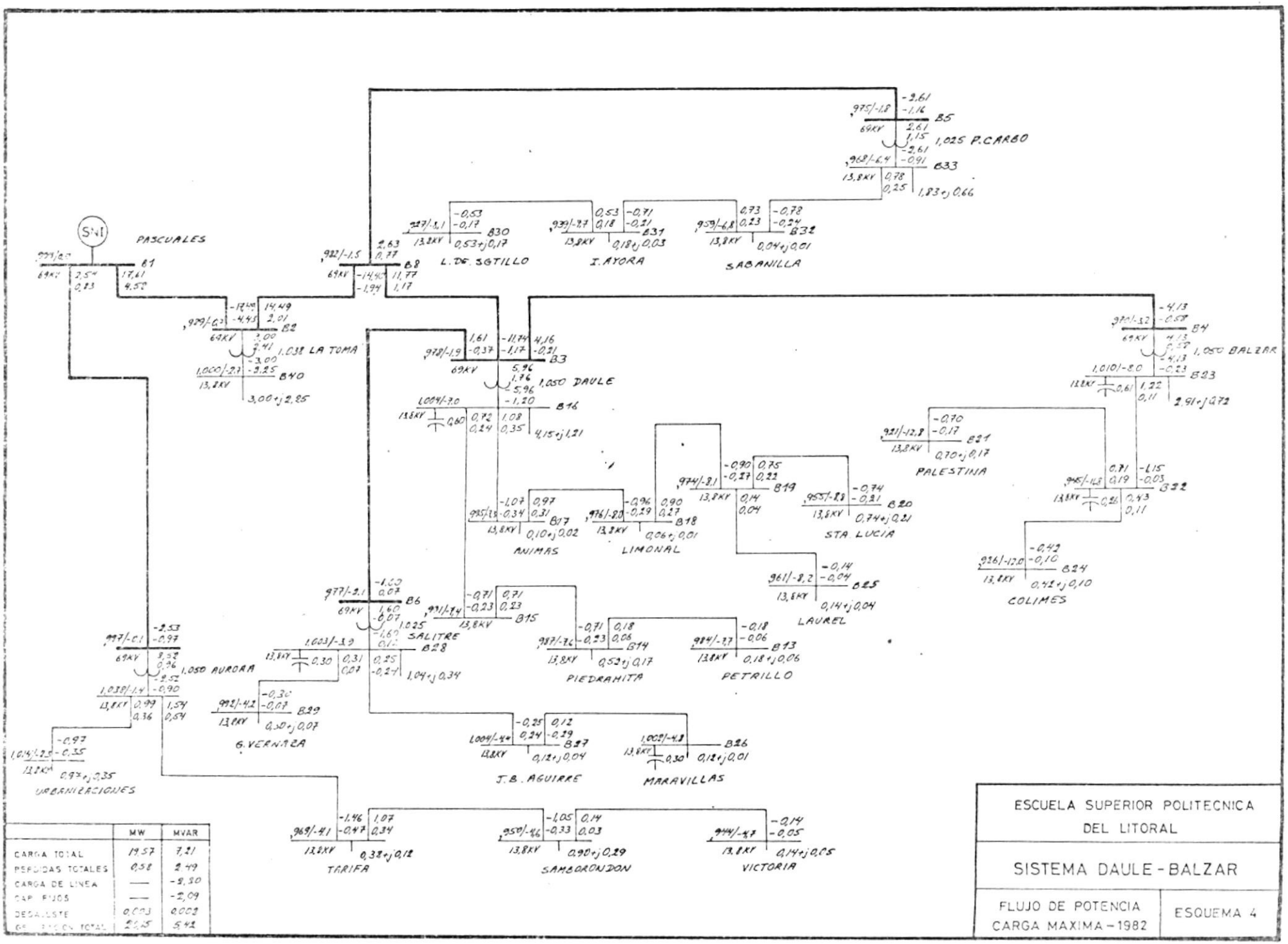
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	6,55	2,40
PERDIDAS TOTALES	0,07	0,26
GENERACION DE LINEA	—	-0,35
CAP. FIJOS	—	—
[illegible]	-0,004	0,002
GENERACION TOTAL	6,55	0,71

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MINIMA - 1982

ESQUEMA 3



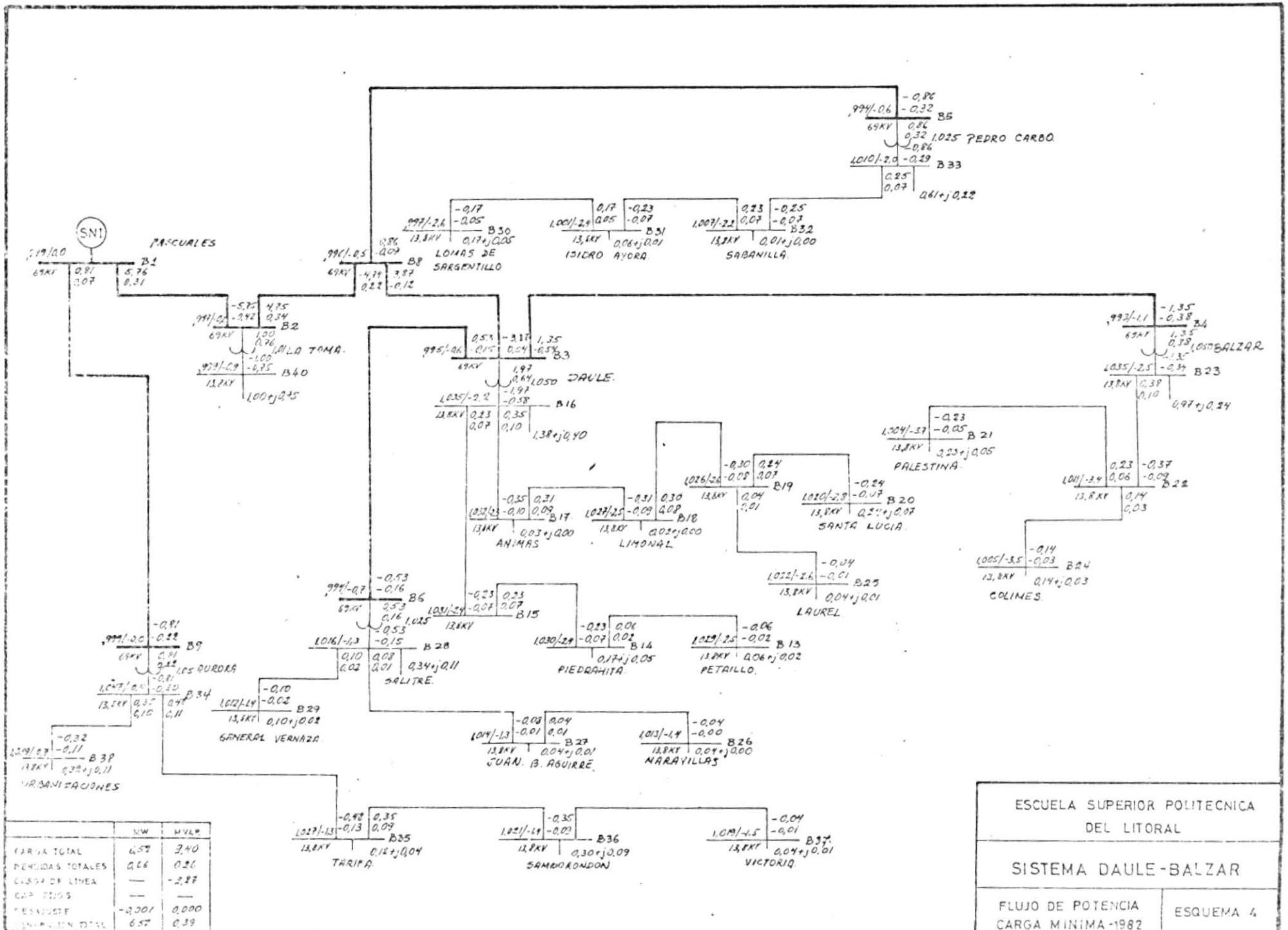
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	19,57	7,21
PERDIDAS TOTALES	0,58	2,49
CARGA DE LINEA	—	-9,30
CAP. FIJOS	—	-2,09
DESAJUSTE	0,003	0,002
GENERACION TOTAL	20,15	5,42

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA
CARGA MAXIMA - 1982

ESQUEMA 4



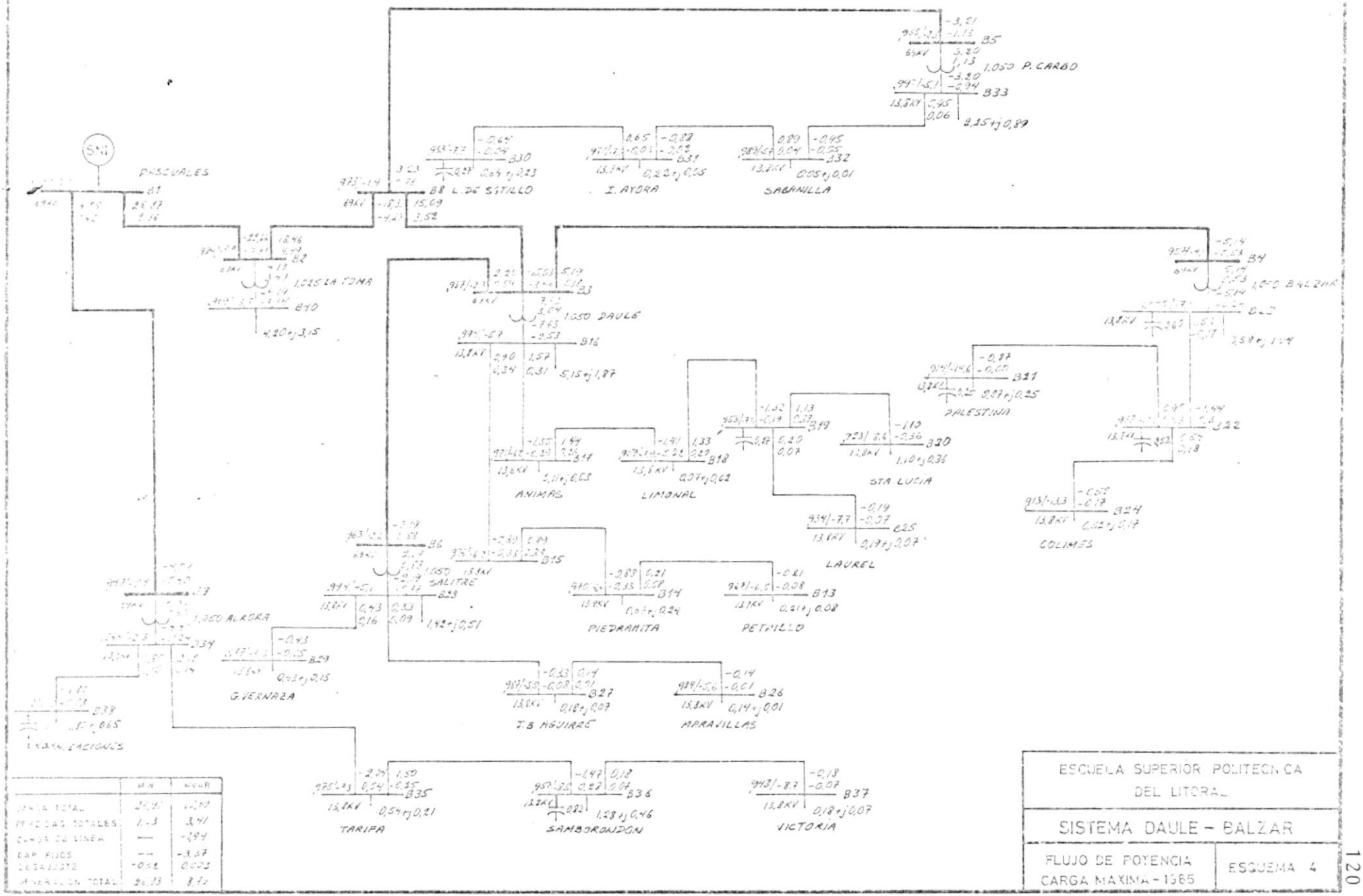
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	4,57	2,40
PERDIDAS TOTALES	0,06	0,20
CARGA DE LINEA	—	-2,87
CAP. FIJOS	—	—
DESAJUSTE	-0,001	0,000
GENERACION TOTAL	6,57	0,33

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MINIMA -1982

ESQUEMA 4



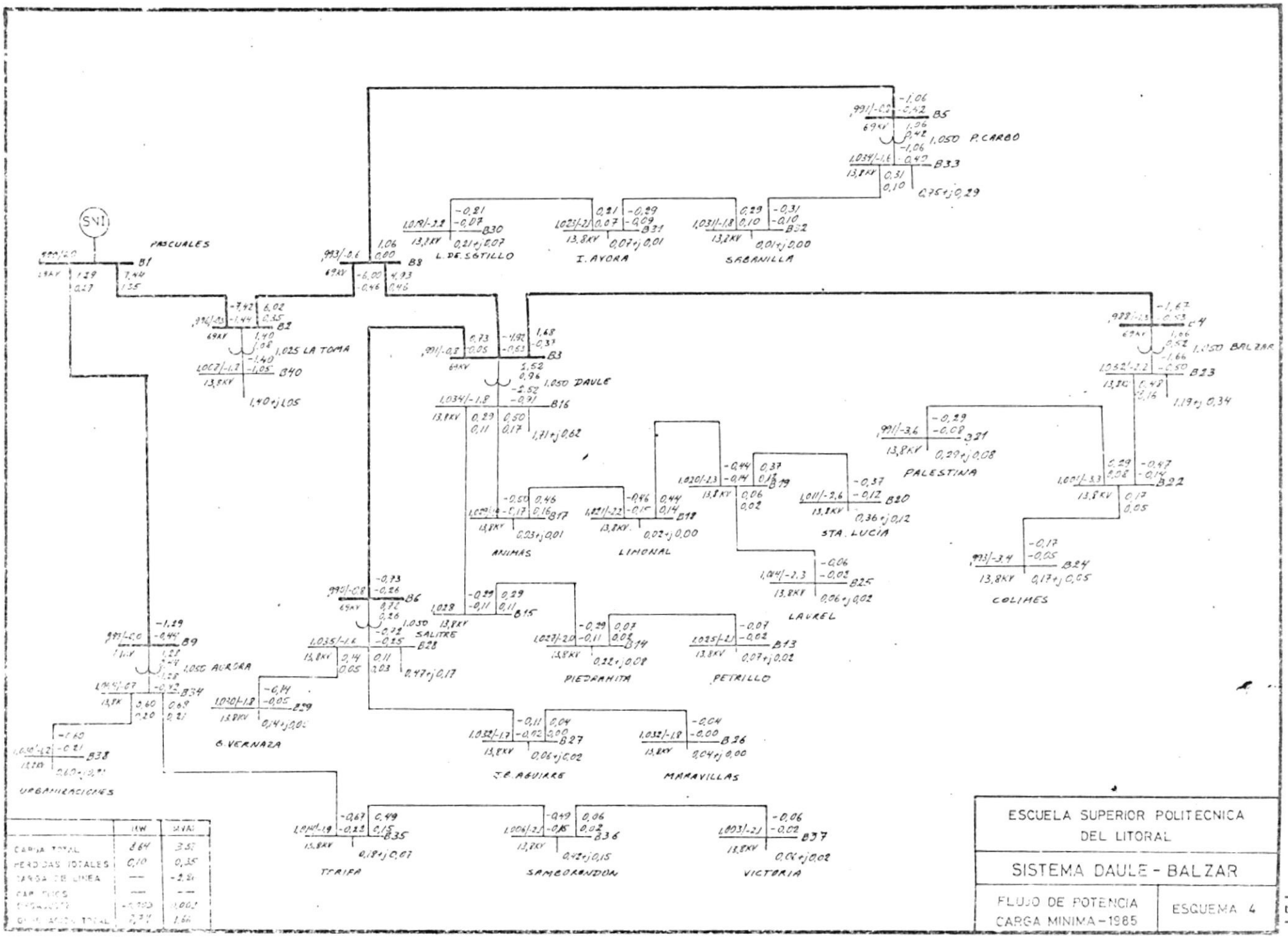
	MIN	MAX
CARGA TOTAL	26,41	41,00
PERDIDAS TOTALES	1,43	3,41
CARGA DE LINEA	—	-1,84
CAP. FIJOS	—	-3,57
DESAJUSTE	-0,06	0,005
GENERACION TOTAL	26,73	8,71

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE – BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA – 1985

ESQUEMA 4



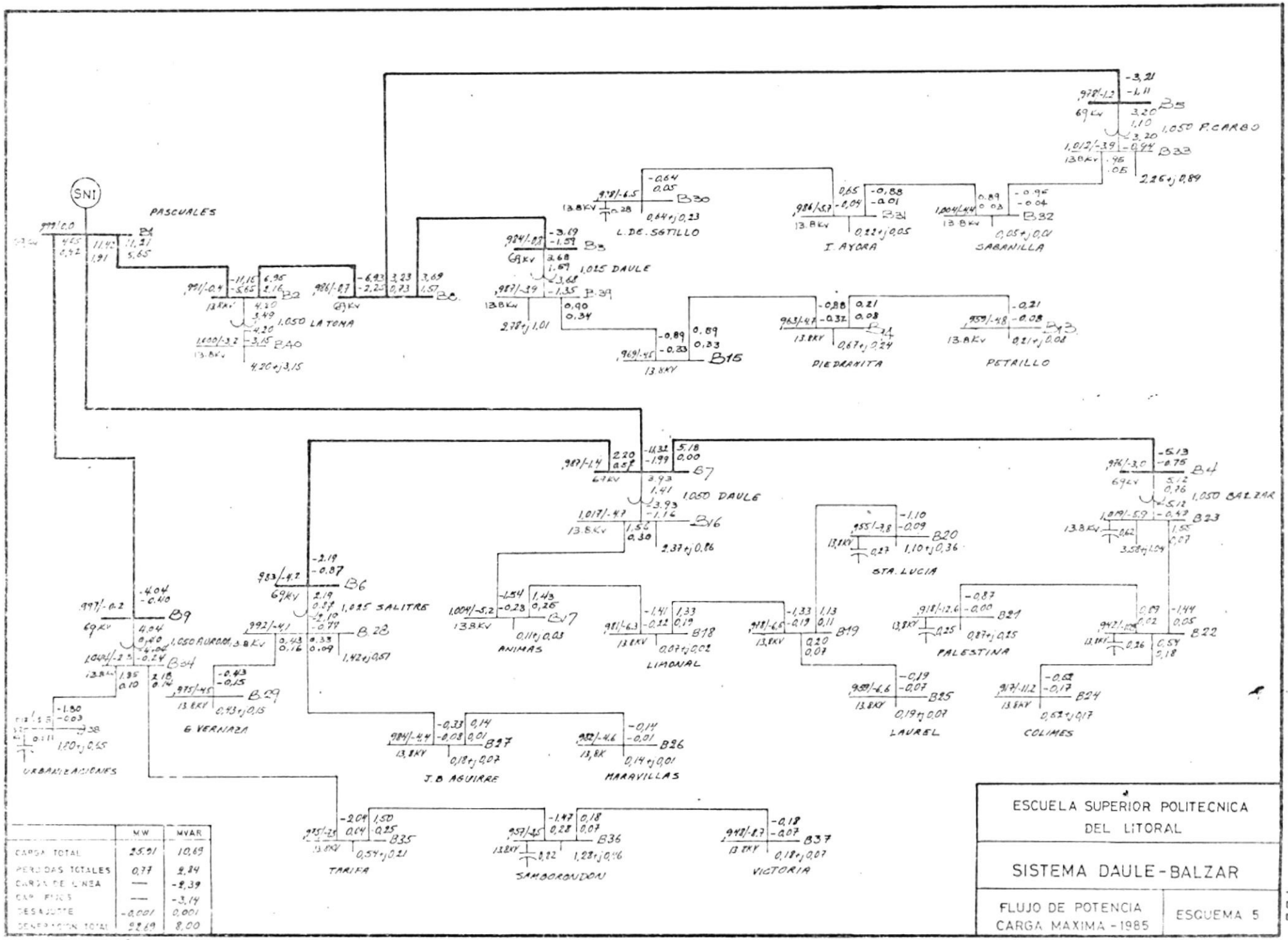
	kW	kVAr
CARGA TOTAL	2,64	3,50
PERDIDAS TOTALES	0,10	0,35
CARGA DE LINEA	—	-2,26
CAP. TUOS	—	—
COMPENSACION	-0,000	0,002
GENERACION TOTAL	2,74	1,66

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MINIMA - 1985

ESQUEMA 4



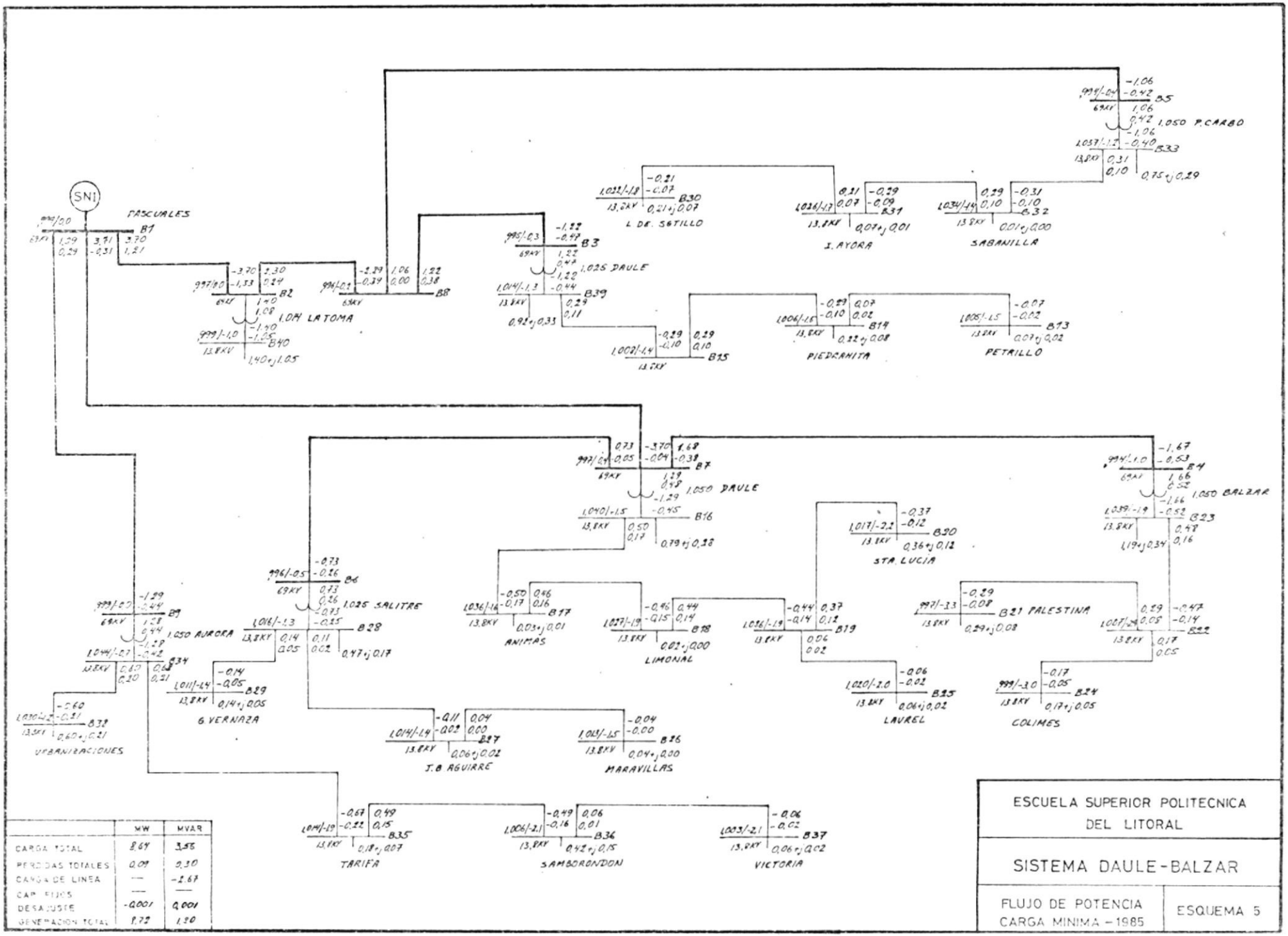
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	25.91	10,69
PERDIDAS TOTALES	0,77	2,84
CARGA DE LINEA	—	-2,39
CAP. FIJOS	—	-3,14
DESAJUSTE	-0,001	0,001
GENERACION TOTAL	26,69	8,00

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA
CARGA MAXIMA - 1985

ESQUEMA 5



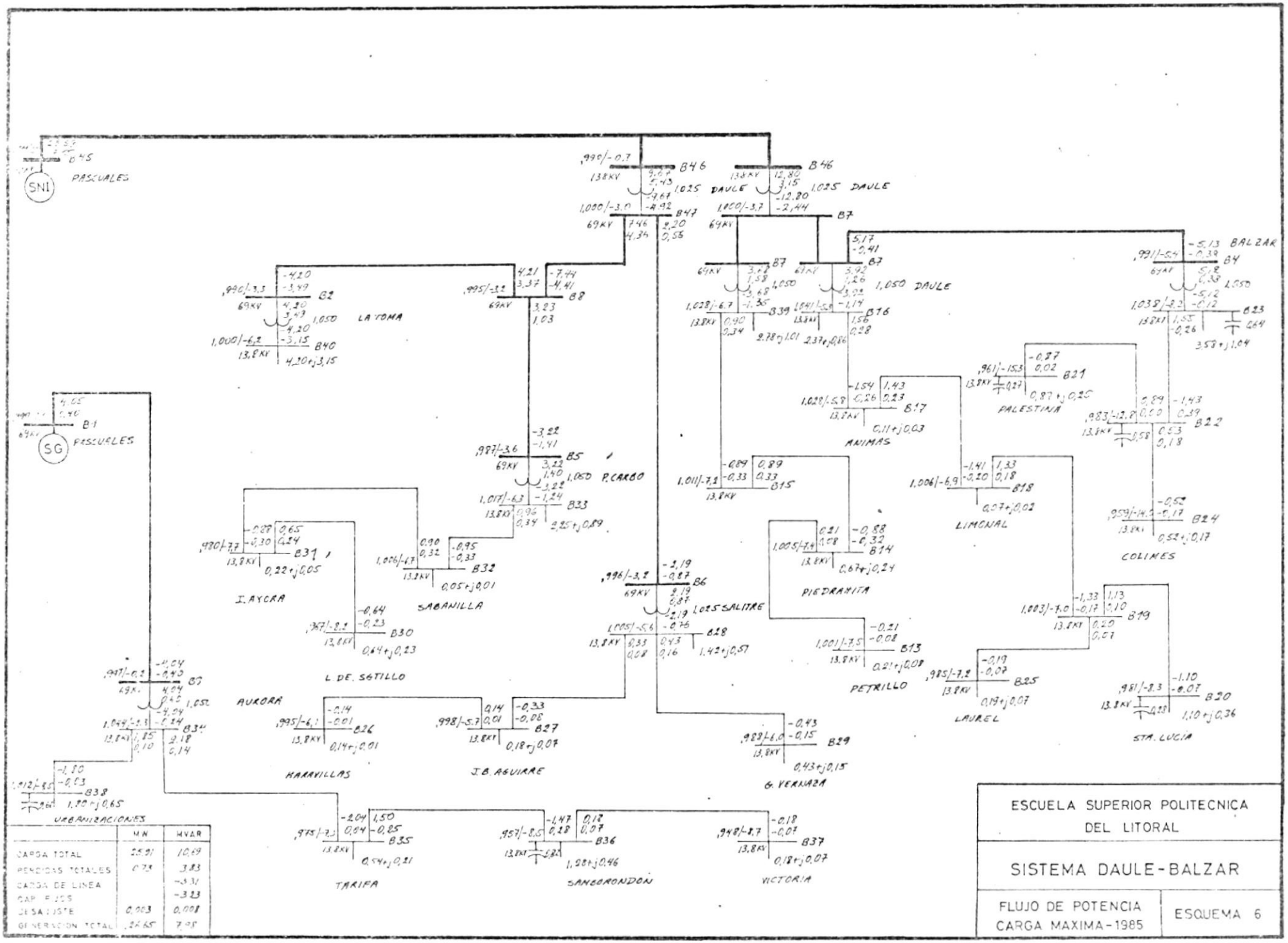
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	8.69	3.55
PERDIDAS TOTALES	0.09	0.30
CARGA DE LINEA	—	-2.67
CAP. FIJOS	—	—
DESAJUSTE	-0.001	0.001
GENERACION TOTAL	8.77	1.20

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA
CARGA MINIMA – 1985

ESQUEMA 5



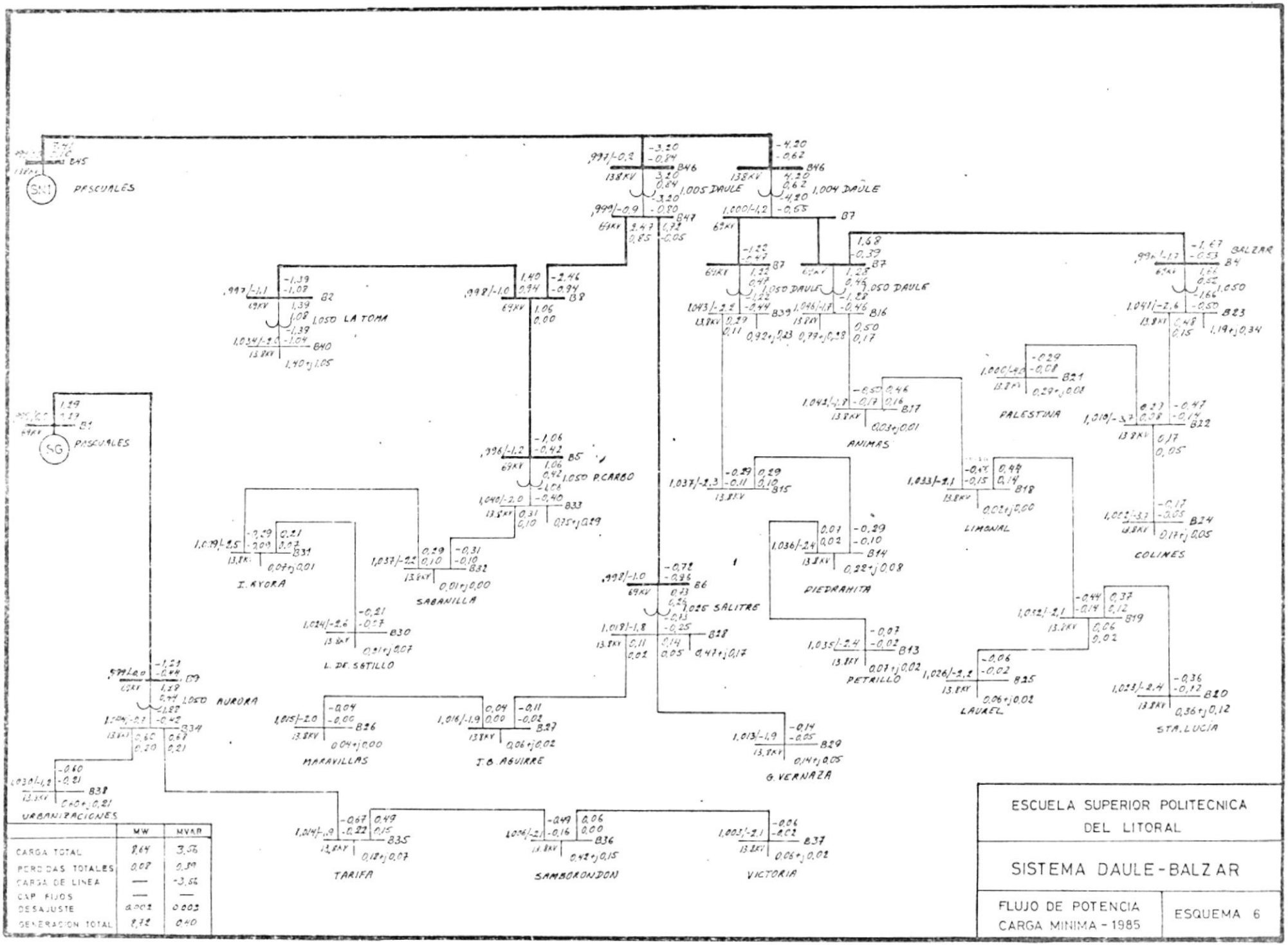
	M.W	MVAR
CARGA TOTAL	25.91	10.69
PERDIDAS TOTALES	0.73	3.83
CARGA DE LINEA		-3.31
CAP. FIJOS		-3.33
DESAJUSTE	0.003	0.008
GENERACION TOTAL	26.65	7.95

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA-1985

ESQUEMA 6



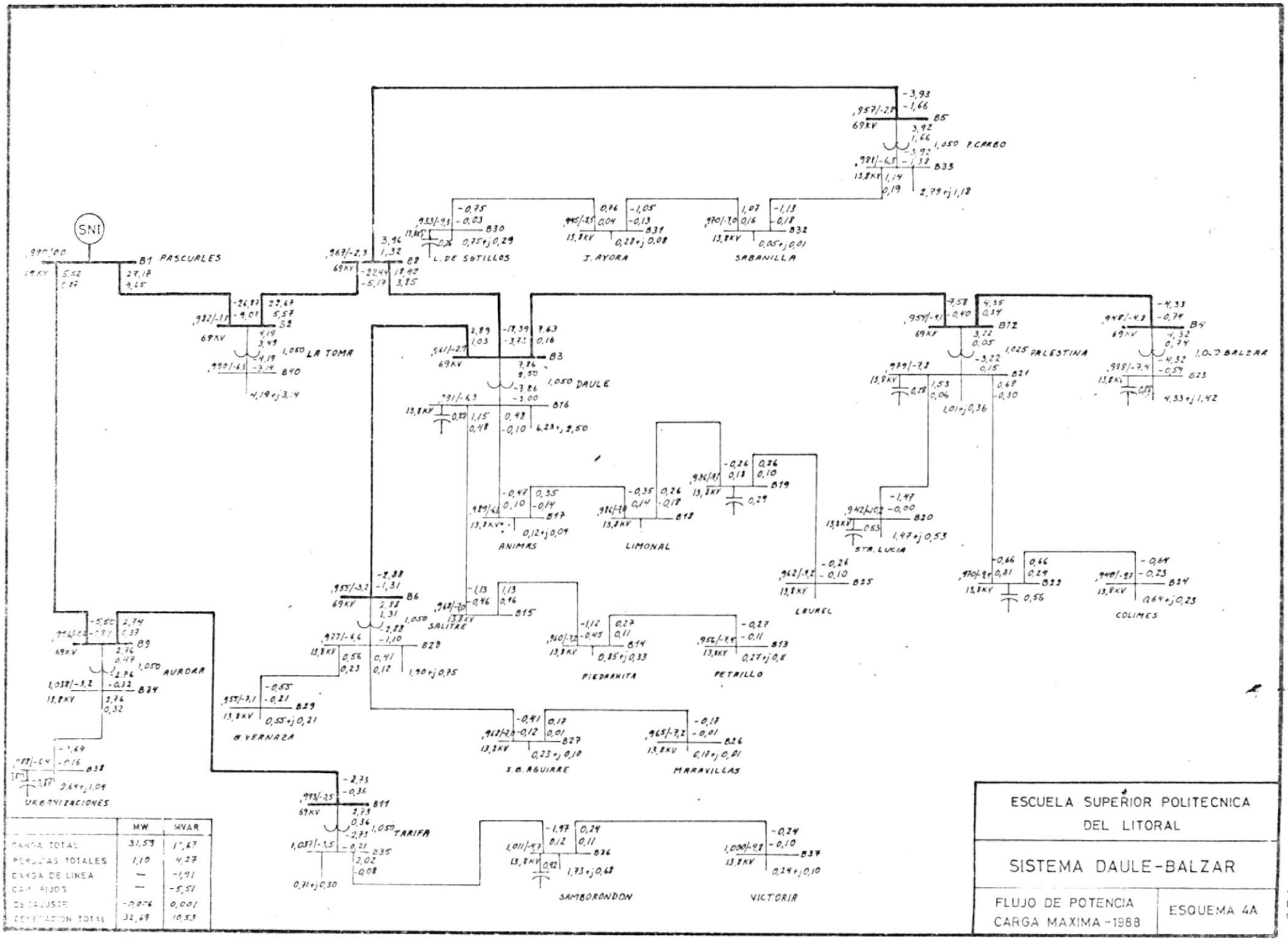
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	8,64	3,56
PERDIDAS TOTALES	0,07	0,39
CARGA DE LINEA	—	-3,66
CAP. FIJOS	—	—
DESAJUSTE	0,002	0,003
GENERACION TOTAL	8,72	0,40

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA
CARGA MINIMA - 1985

ESQUEMA 6



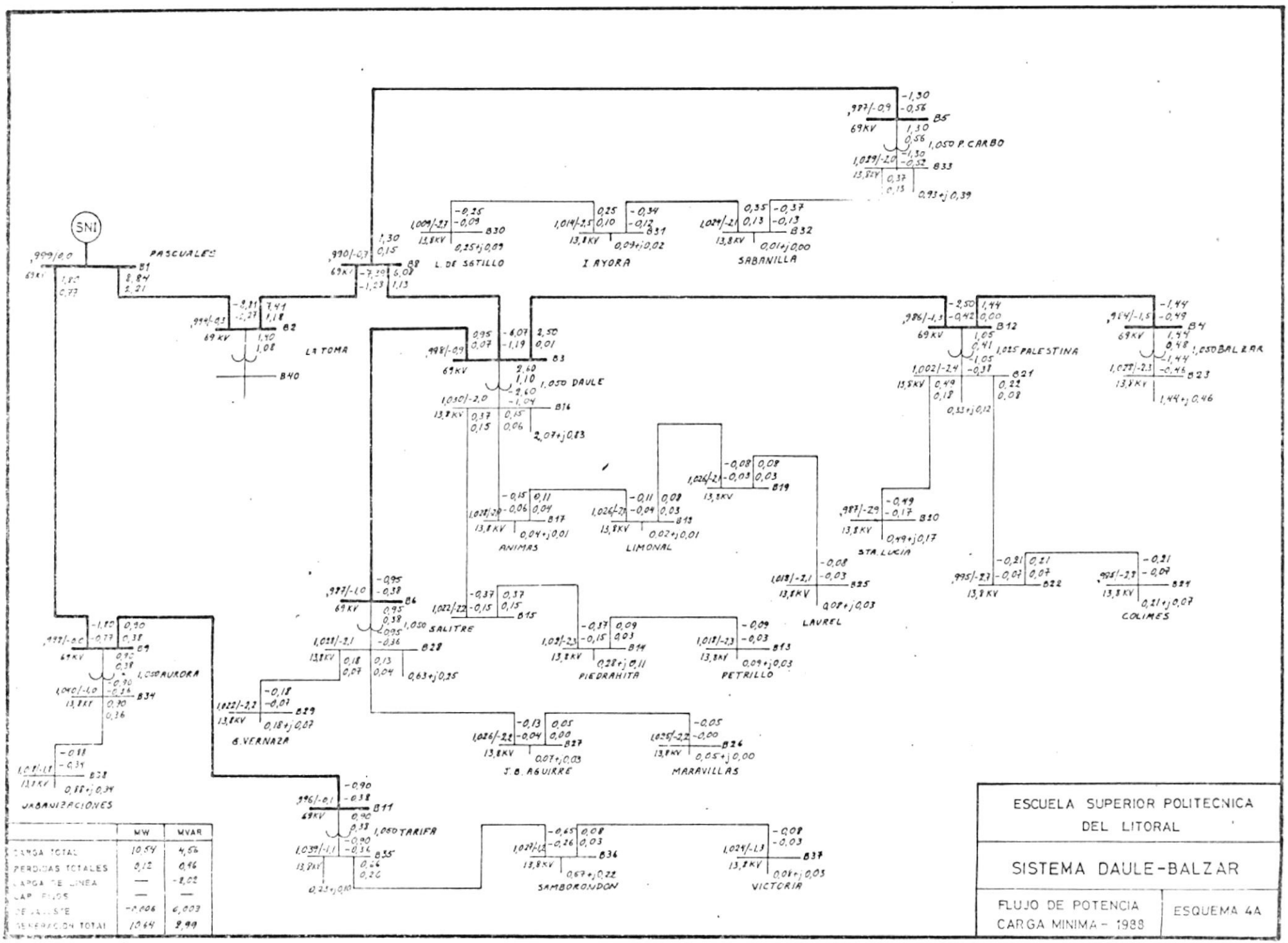
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	31,53	17,67
PERDIDAS TOTALES	1,10	4,27
CARGA DE LINEA	—	-1,91
CAP. FIJOS	—	-5,51
DE AJUSTE	-0,076	0,001
GENERACION TOTAL	32,69	10,53

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA - 1988

ESQUEMA 4A



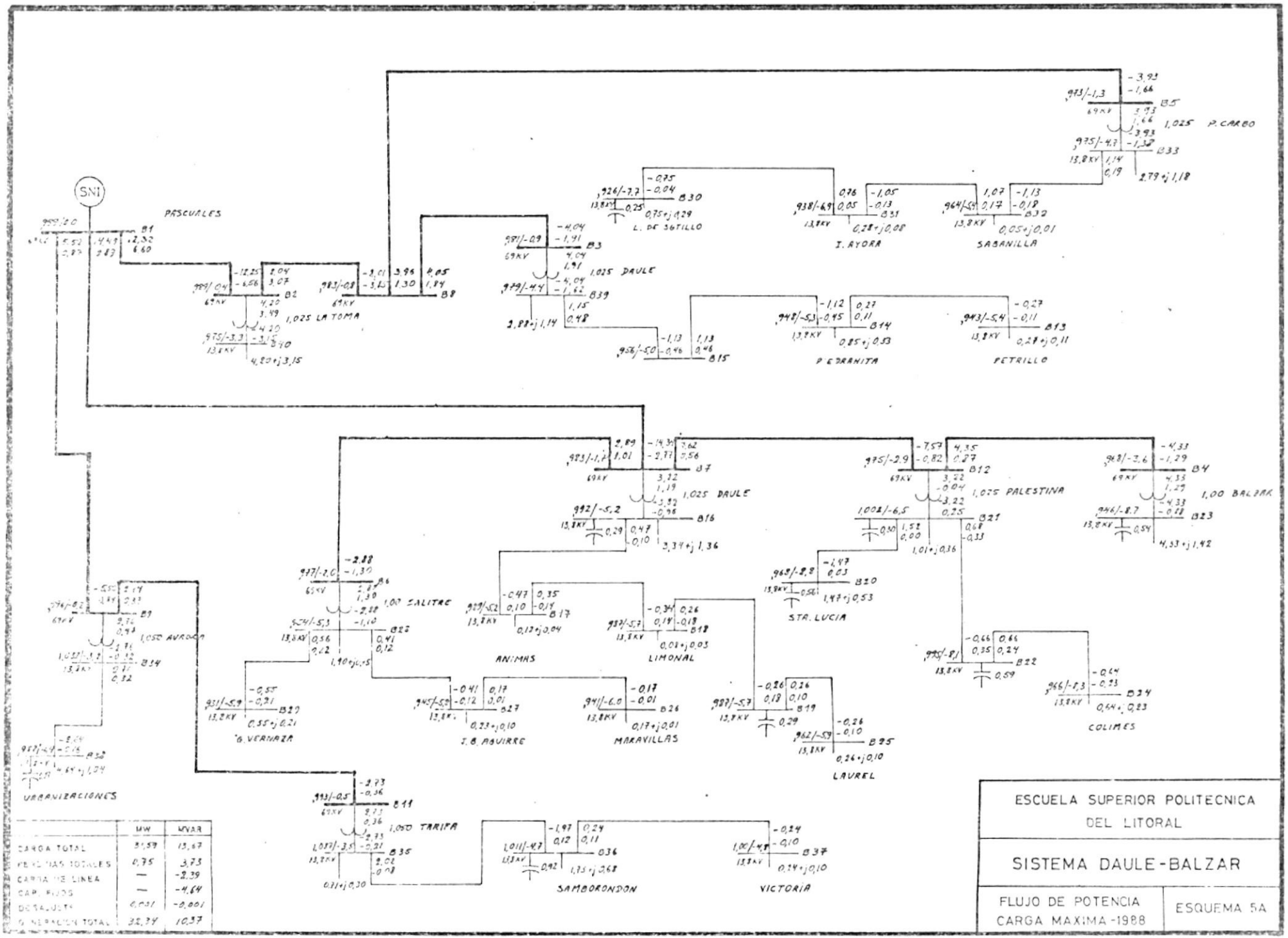
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	10,54	4,56
PERDIDAS TOTALES	0,12	0,96
CARGA DE LINEA	—	-8,02
CAP. FILOS	—	—
DE ALIVIO	-0,006	6,003
GENERACION TOTAL	10,64	9,99

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MINIMA - 1988

ESQUEMA 4A



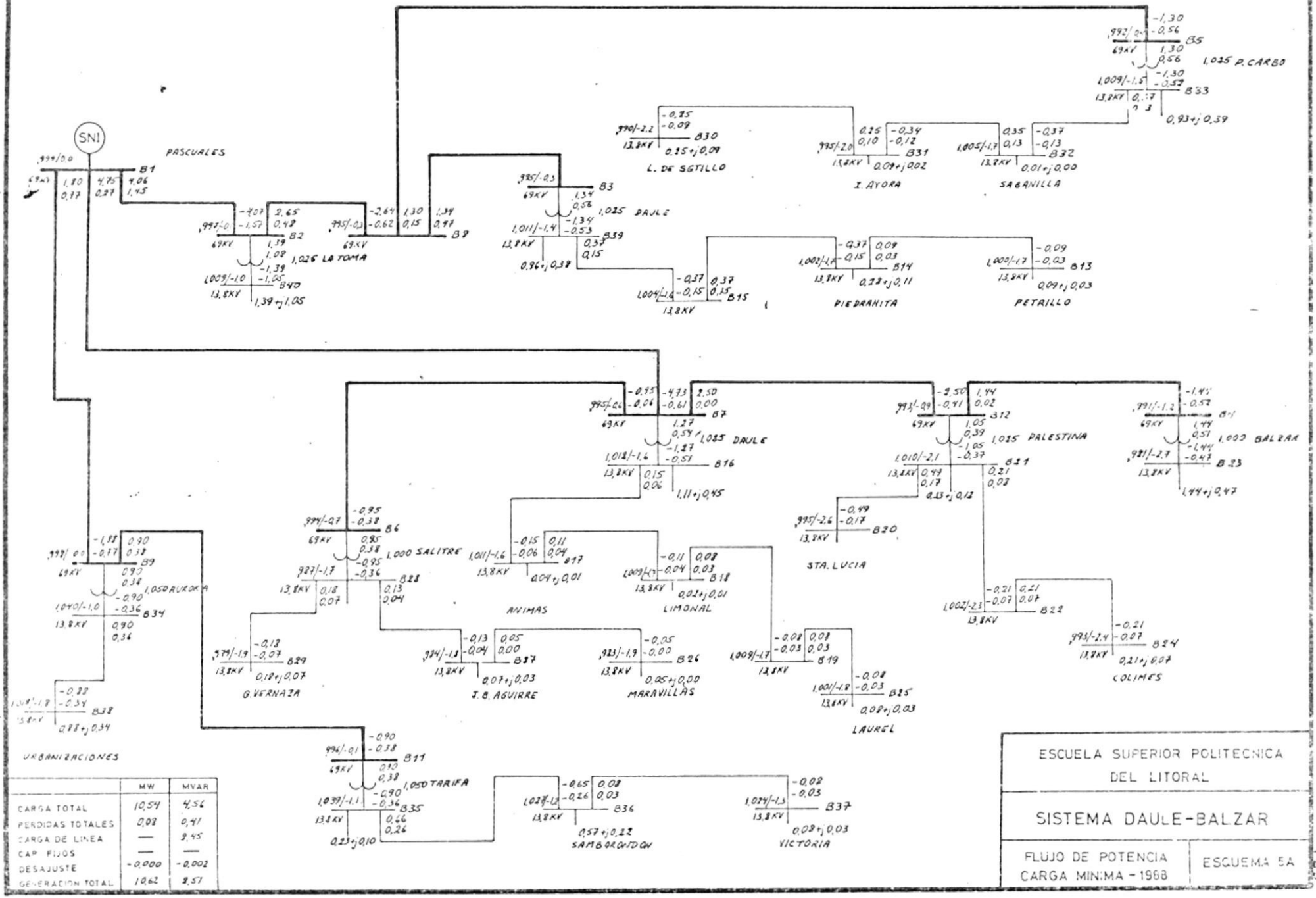
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	81,59	15,67
PERDIDAS TOTALES	0,75	3,73
CARGA DE LINEA	—	-2,39
CAP. FIJOS	—	-4,64
DESAJUSTE	0,031	-0,001
GENERACION TOTAL	82,34	10,37

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA -1988

ESQUEMA 5A



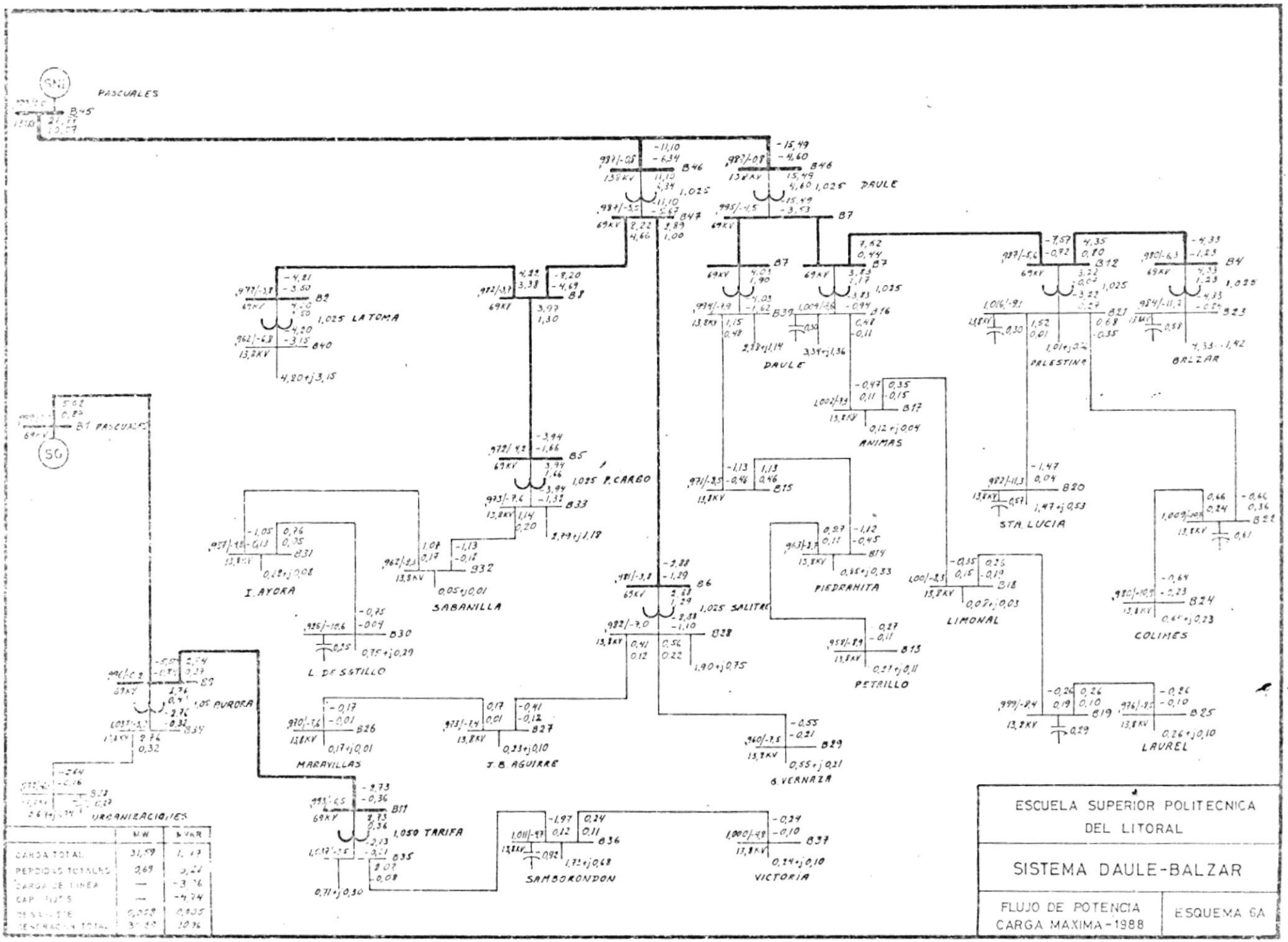
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	10,54	4,56
PERDIDAS TOTALES	0,08	0,41
CARGA DE LINEA	—	3,95
CAP. FIJOS	—	—
DESAJUSTE	-0,000	-0,002
GENERACION TOTAL	10,62	8,57

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MINIMA - 1988

ESQUEMA 5A



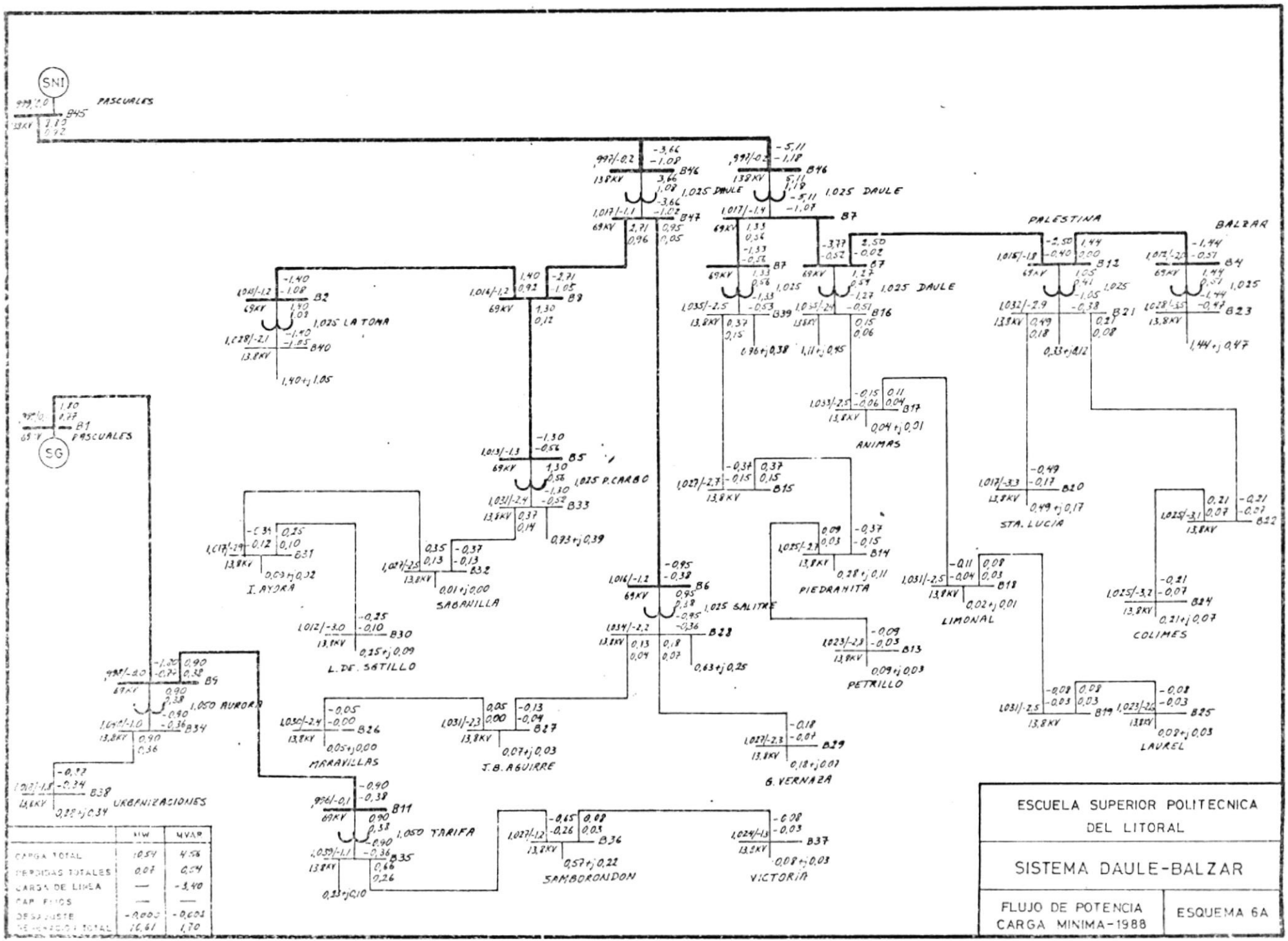
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	31,59	1,47
PERDIDAS TOTALES	0,69	2,24
CARGA DE LINEA	—	-3,76
CAP. FIJOS	—	-4,74
DESAJUSTE	0,059	0,905
GENERACION TOTAL	32,28	10,76

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA - 1988

ESQUEMA 6A



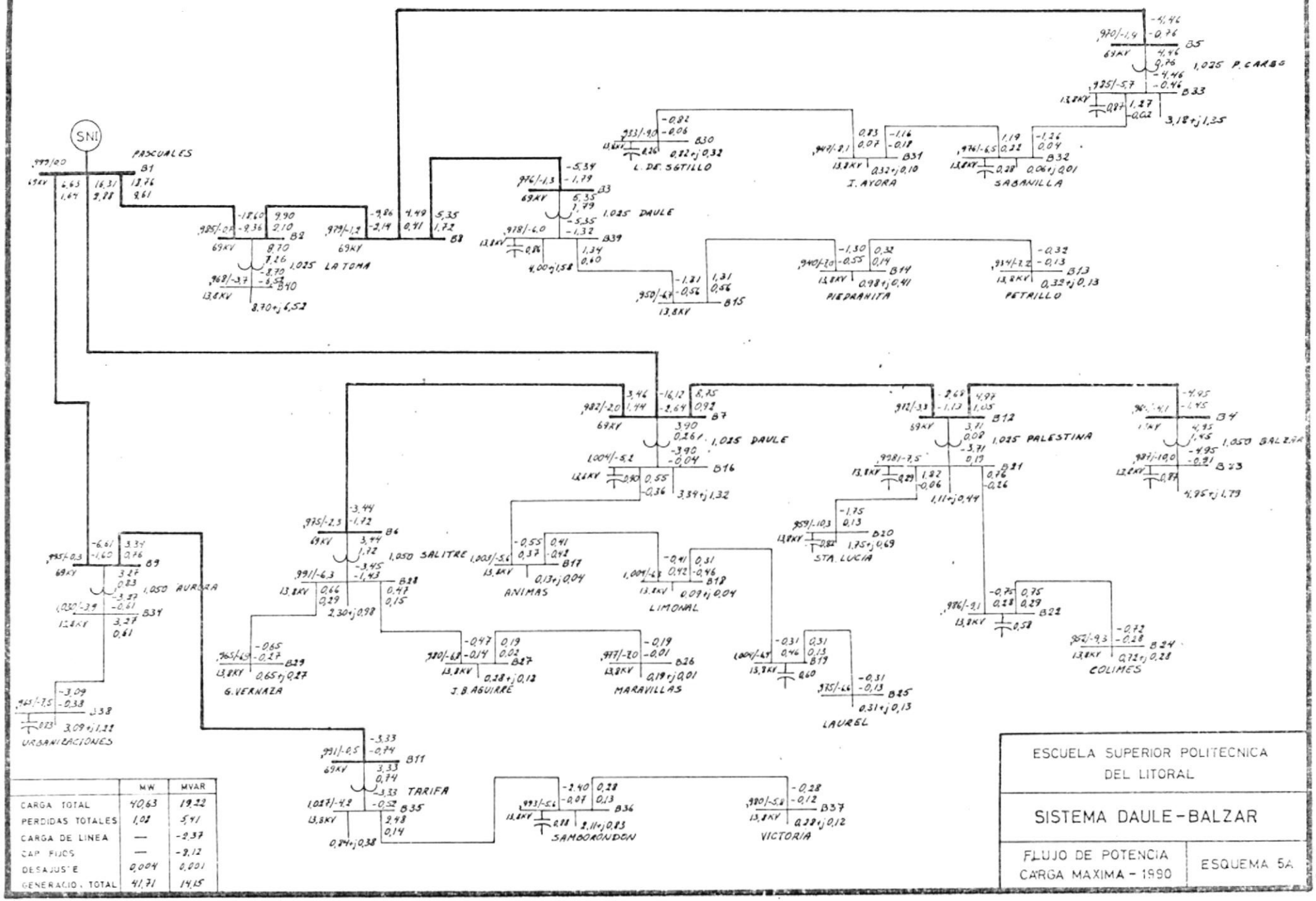
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	10,54	4,56
PERDIDAS TOTALES	0,07	0,54
CARGA DE LINEA	—	-3,40
CAP. FIJOS	—	—
DESAJUSTE	-0,003	-0,601
GENERACION TOTAL	10,61	1,70

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MINIMA-1988

ESQUEMA 6A



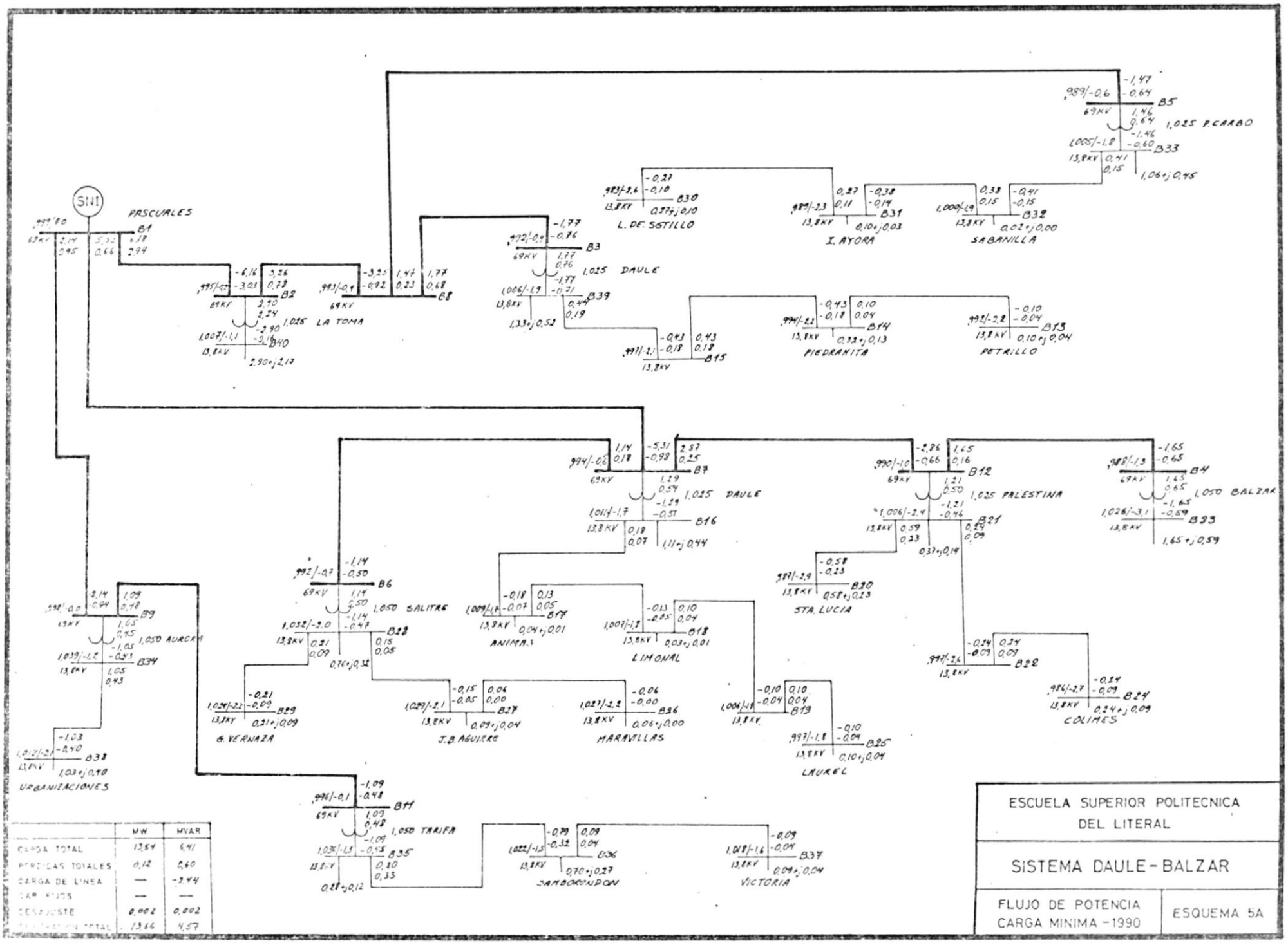
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	40,63	19,22
PERDIDAS TOTALES	1,08	5,41
CARGA DE LINEA	—	-2,37
CAP. FIJOS	—	-9,12
DESAJUSTE	0,004	0,001
GENERACION TOTAL	41,71	14,15

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

FLUJO DE POTENCIA
CARGA MAXIMA - 1990

ESQUEMA 5A



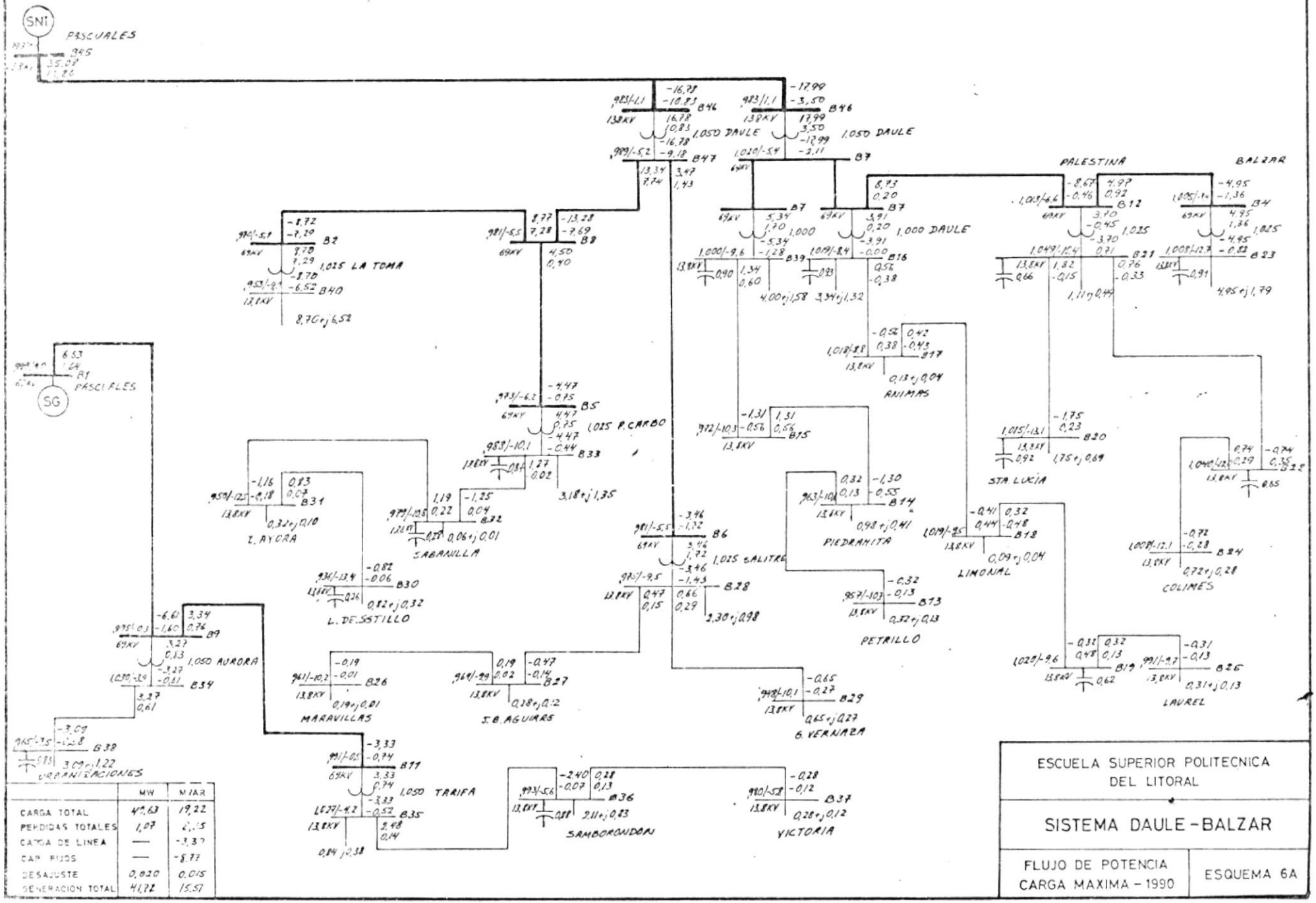
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	13,54	6,41
PERDIDAS TOTALES	0,12	0,60
CARGA DE LINEA	—	-3,44
CAP. FIJOS	—	—
DESAJUSTE	0,002	0,002
GENERACION TOTAL	13,66	4,57

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITERAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MINIMA - 1990

ESQUEMA 5A



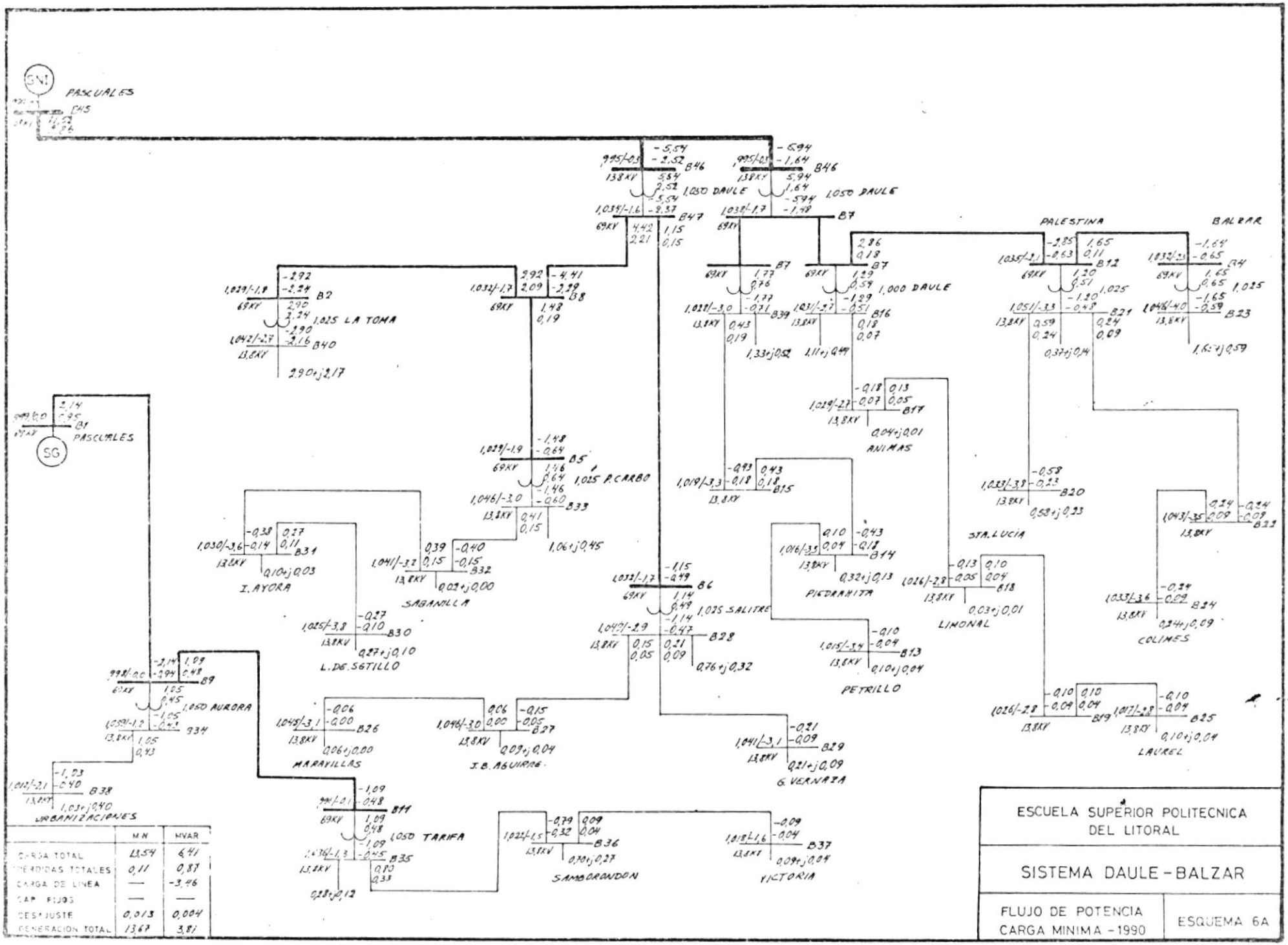
	MW	MVAR
CARGA TOTAL	412,63	19,22
PERDIDAS TOTALES	1,07	2,15
CARGA DE LINEA	—	-3,37
CAP. FIJOS	—	-8,77
DESAJUSTE	0,020	0,015
GENERACION TOTAL	411,72	15,57

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

FLUJO DE POTENCIA CARGA MAXIMA - 1990

ESQUEMA 6A



	MW	MVAR
CARGA TOTAL	13,54	6,41
PERDIDAS TOTALES	0,11	0,87
CARGA DE LINEA	—	-3,46
CAP. FIJOS	—	—
DESAJUSTE	0,013	0,004
GENERACION TOTAL	13,67	3,81

4. PROGRAMACION DE OBRAS

4.1 OBJETO: En el capítulo anterior se conformaron los diferentes esquemas alternativos del sistema, realizandose luego el respectivo análisis técnico comparativo de cada uno de los esquemas presentados para los años 1977, 1978, 1980, 1982,.. 1985, 1988 y 1990.

Del análisis operacional se concluyó que los esquemas estudiados para los años 1980 y 1985 satisfacían técnicamente los requerimientos de demanda de los años 1982 y 1988 respectivamente , por lo tanto, para la evaluación económica de estos años no producirán cambios en las configuraciones.

En el presente Capítulo, principalmente se describirán las características más importantes de las líneas de transmisión subtransmisión, subestaciones y bancos de capacitores.

Tomando esto como base, se procedió a determinar los costos por kilómetros de líneas, costo de subestaciones, costo de bancos de capacitores, así como una evaluación del costo de las pérdidas.

4.2. DETERMINACION DE COSTOS.

4.2.1. COSTO DE LINEAS

4.2.1.1. GENERALIDADES:

En esta sección describiremos brevemente las carácterísticas más importantes de las líneas de transmisión y sub

transmisión.

- Líneas de Transmisión (138 KV): Son de simple circuito, con un conductor por fase, el conductor es el 397,5 KCM - 24/6 ACSR, sujeto por medio de aisladores de suspensión a estructuras metálicas auto-soportantes; la distribución de los conductores es triangular, el hilo de guardia es de acero galvanizado de diámetro 3/8".

  Las estructuras utilizadas son torres metálicas autosoportadas.

- Líneas de subtransmisión (69 KV): Son de simple circuito con un conductor por fase y sujetos con cadenas de aisladores de suspensión a postes de hormigón "alivianado" por medio de crucetas metálicas. La disposición de los conductores es triangular. La altura de los postes es de 18 metros. Los conductores utilizados son los normalizados por INECEL para líneas a 69 KV y que son el 2/0 AWG, 266.8 y el 477 MCM; el hilo de guardia es de acero galvanizado de diámetro 3/8"

  El tipo de estructura es presentado en el anexo número 4.

4.2.1.2. COSTO DE LAS LINEAS A 138 KV: Los costos de las líneas de 138 KV fueron proporcionados por la División de Ingeniería y Construcción de INECEL, y son presentados en la tabla 4.1 que se adjunta.

4.2.1.3. COSTO DE LINEAS A 69 KV: Para determinar el costo/kilómetro de las lineas de 69KV, se tomó como referencia el diseño de la línea Pascuales-Daule, así como sus costos de construcción. En las tablas 4.2 y 4.3 se presenta los costos de materiales y en la tabla 4.4 el costo de línea/Km según el calibre del conductor utilizado.

4.2.2. COSTO DE SUBESTACIONES.

4.2.2.1. GENERALIDADES: De acuerdo a la configuración de los esquemas planteados, tenemos subestaciones de 138/69 KV y 69/4,16 KV.

- Subestaciones de 138/69 KV: Estas subestaciones son similares a las previstas por INECEL para el Sistema Nacional Interconectado.

- Subestaciones de 69/13,8 KV: Se consideran los siguientes tipos de subestaciones:

COSTOS DIRECTOS DE CONSTRUCCION DE LINEA A 138 KV

EXPRESADO EN MILES DE SUCRES POR KM.

	PRECIO UNITARIO POR KILOMETRO		
OBRA	MONEDA EXTRANJERA	MONEDA LOCAL	TOTAL
Obras Civiles			
Caminos de accesos, etc.	21,40	33,60	55,00
Suministros de materiales			
Torres, conductores, aisladores, accesorios, herrajes, etc.	465,45	9,74	475,19
Construcción de la línea			
Fundaciones, montaje de torres, tendido de conductores e hilo de guardia, etc.	159,70	167,16	326,86
	646,55	210,50	857,05

Tabla 4.1

COSTO DE MATERIALES PARA ESTRUCTURA DE 69 KV

ESTRUCTURA	MATERIAL	COSTOS M. EXTRANJERA	M. LOCAL	TOTAL
Suspensión (S)	Poste de hormigón aliviado	—	9.206	9.206
	Aisladores	3.600	—	3.600
	Herrajes	—	3.935	3.935
	Accesorios	2.186	—	2.186
	Puesta a tierra	1.660	260	1.920
		7.446	13.401	20.847
Suspensión-Retención (S-R)	Poste de hormigón aliviado	—	9.206	9.206
	Aisladores	8.800	—	8.800
	Herrajes	—	10.400	10.400
	Accesorios	5.802	—	5.802
	Puesta a tierra	3.320	520	3.840
	Tensores	—	1.000	1.000
	Anclas	—	1.600	1.600
		17.922	22.726	40.648

Retención Angular	Postes de hormigón alivianado	—	18.412	18.412
(RA) y Terminal (R)	Aisladores	8.800	—	8.800
	Herrajes	—	7.135	7.135
	Accesorios	8.749	—	8.749
	Puesta a tierra	3.320	520	3.840
	Tensores	—	2.000	2.000
	Anclas	—	3.200	3.200
		20.869	31.267	52.176

Tabla 4.2

COSTO DE ESTRUCTURAS PARA 28,2 KM. DE LINEAS A 69 KV

TIPO DE ESTRUCTURA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO M.E.	PRECIO UNITARIO M.L.	COSTO Miles de Sucres M. EXTRANJ.	COSTO Miles de Sucres M. LOCAL
Suspensión	137	7.446	13.401	1.020,10	1.835,94
Suspensión-Retención	5	17.922	22.726	89,61	113,63
Retención	8	20.869	31.267	166,95	250,14
Retención- Angular	18	20.869	31.267	375,64	562,81
				1652,30	2762,52
COSTO/Km. en miles de sucres de los materiales utilizados en las estructuras				58,50	97,80

COSTO/Km. de estructuras instaladas
(miles de sucres)

M. EXTRANJERA	M. LOCAL	TOTAL
58,50	97,80	156,30

Tabla 4.3

COSTO TOTAL/KM PARA LINEAS A 69 KV

miles de sucres

DESCRIPCION	COSTOS PARA CONDUCTOR 266,8 MCM-ACSR			COSTOS PARA CONDUCTO R 477 MCM-ACSR		
	M.EXTRANJ.	M. LOCAL	TOTALES	M.EXTRANJ.	M. LOCAL	TOTALES
Conductor	92,74	—	92,74	146,42	—	146,42
Hilo de Guardia	23,00	—	23,00	23,00	—	23,00
Estruct. instaladas	58,50	97,80	156,30	58,50	97,80	156,30
Mano de obra	—	108,82	108,82	—	130,30	130,30
Estudios y diseños	—	27,20	27,20	—	32,57	32,57
Administración y Fiscalización	—	27,20	27,20	—	32,57	32,57
Miscelaneos	—	13,60	13,60	—	16,30	16,30
	174,24	274,62	448,86	227,92	309,54	537,46

Tabla 4.4

a) Subestaciones de paso: Están constituídas principalmente por un cuadro metálico de 69 KV de barra simple que tiene por objeto seccionalizar la línea de 69 KV, derivar las instalaciones a los transformadores de potencia y permitir la continuación de la línea, un transformador de potencia y un cuadro metálico de barras de 13,8 KV que permite la salida de las alimentadoras 13,8 KV.

b) Subestaciones terminales: Están constituídas principalmente por un pórtico metálico para la recepción de la línea de 69 KV. el transformador de potencia y un cuadro de barras metálicas de 13,8 KV.

c) Subestaciones de 69/4,16 KV: La unica subestación está ubicada en La Toma y la consideramos similar a las subestaciones de paso.

4.2.2.2. COSTOS DE LAS SUBESTACIONES:

- Costo de las subestaciones de 138/69 KV: Se tomaron los costos de las subestaciones del Sistema Nacional Interconectado que presentaban características similares. Los costos fueron proporcionados por la División de In

geniería y Construcción de INECEL, y se tabulan en la tabla 4.5

- Costo de las subestaciones de 69/13,8 KV: Para determinar el costo de las subestaciones de 69/13,8 KV se tomaron como referencia los costos de los equipos similarea adquiridos últimamente por INECEL. Los costos de las subestaciones de paso y terminales se obtienen en base a la tabla 4.6

- Costo de las subestaciones de 69/4,16 KV: Su determinación se la hizo en base a lo explicado en la sección anterior, y se obtiene de la tabla 4.6

COSTO DE SUBESTACIONES 138/69 KV

en miles de sucres

OBRAS	M. EXTRANJERA	M. LOCAL	T O T A L
Obras Civiles:			
Excavación, fundición, edific. etc.	601,88	1.260,00	1.861,88
			1.861,88
Transformadores de fuerza			
Transformadores 20 MVA, 138/69 KV 3Ø	10.090,10	211,12	10.301,22
Transformadores servicios auxiliares	288,90	5,35	294,25
Instalación de Transformadores	1.178,48	1.233,55	2.412,03
			13.007,50
Equipo de Alta Tensión :			
Equipo para posición 138 KV	9.469,50	198,24	9.667,74
Equipo para posición 69 KV	4.761,50	99,68	4.861,18
Instalación Equipo Alta Tensión	1.996,09	2.089,36	4.085,45
			18.614,37
Equipo de control: (paneles, cableado etc)			
Paneles para posición 138 KV	1.605,00	33,60	1.638,60
Paneles para posición 69 KV	1.070,00	22,40	1.092,40
Instalación Equipos de Control	367,81	385,00	752,81
			3.483,81

Continuación

Costo de Subestaciones 138/69 KV

Suministro e Instalaciones de Equipo			
eléctrico auxiliar	1.003,13	700,00	1.703,13
			1.703,13
Estructuras de acero, conductores, aisladores			
Suministro	1.417,75	29,68	1.447,43
Montaje	141,78	148,40	290,18
			1.737,61

Tabla 4.5

COSTO DE SUBESTACIONES 69/13,8 KV

en miles de sucres

OBRAS	M. EXTRANJERA	M. LOCAL	T O T A L
Posición del Transformador: Transformadores de Servicio, seccionales, cuchillas de puesta a tierra, interrruptores automáticos sumergidos en aceite, estructuras, mano de obra	690,00	447,32	1.137,32
Posición de 69 KV (Sub de paso): Seccionadores, interruptor automático sumergido en aceite, pararrayos, equipos de control y protección, estructuras, mano de obra	1.668,00	347,93	2.015,93
Posición de 69 KV (Sub. terminal): Seccionadores, pararrayos, estructuras, mano de obra	190,79	45,03	235,82

Continuación

Costo de Subestaciones 69/13,8 KV

Posición de 13,8 KV (3 salidas): Seccionadores, juego de portafusibles reconectador automático, juego de pa rarrayos, estructuras, mano de obra	629,60	125,92	755,52
Posición de 13,8 KV (2 salidas): Seccionadores, juegos de portafusibles reconectador automática, juego de pa- rarrayos, estructuras, mano de obra	465,93	93,18	559,11
Posición de 4,16 KV: Seccionadores, juego de portafusibles reconectador automático, juego de pa- rarrayos, estructuras, mano de obra	241,80	48,36	290,16
Transformadores 69/13,8 KV:			
Transformadores 5 MVA	1.438,42	—	1.438,42
Transformadores 3,75 MVA	1.240,93	—	1.240,42
Transformadores 2,5 MVA	1.043,43	—	1.043,43

Tabla 4.6

4.2.3. COSTO DE CAPACITORES

4.2.3.1. GENERALIDADES: Con el objeto de disminuir los costos de los bancos de capacitores, éstos serán instalados en las líneas a 13,8 KV en los postes, ó en su defecto, en el lado de baja tensión de las subestaciones de transformación.

Del análisis operacional de los esquemas alternativos se dedujo que la compensación con bancos de capacitores en paralelo era necesaria solo en las condiciones de máxima carga; de aquí la necesidad de que estos bancos de capacitores tengan un medio automático de conexcion cuando las condiciones de carga así lo exijan.

El elemento que controla la conexión y desconexión automática es un control sensor de corriente.

Los bancos de capacitores estarán formados por tres unidades monofásicas de 100 KVAR cada una.

4.2.3.2. COSTO DE LOS BANCOS DE CAPACITORES: Se tomó como base para la determinación de los

costos de los bancos de capacitores, cotizaciones recientes pedidas por INECEL de bancos capacitores de 300 KVAR, conformados por tres unidades de 100 KVA c/u, equipados con interruptores de aceite FKC-2 y con elemento sensor de corriente, con sus respectivos accesorios para el montaje en postes.

En la tabla 4.7 se presenta el costo para bancos de capacitores de 300 KVAR, 600 KVAR y 900 KVAR

4.2.4. COSTO DE LAS PERDIDAS:

4.2.4.1. GENERALIDADES: Por considerar que la evaluación de las pérdidas eléctricas es una función esencial en los estudios económicos de los sistemas eléctricos, en esta sección se determinarán los costos de las mismas.

El costo de las pérdidas eléctricas consta de dos componentes:

- La componente de energía, costo de generar un KWH de pérdida.
- La componente de demanda, representa el costo anual para suplir el pico de pérdidas en KWH.

COSTO DE LOS BANCOS DE CAPACITORES

miles de sucres

CAPACIDAD DEL BANCO (KVAR)	DESCRIPCION	COSTOS M. EXTRANJERA	M. LOCAL	TOTAL
3 x 100*	Materiales	63,362	—	63,362
	Mano de obra	—	9,504	9,504
	Fiscalización	—	3,168	3,168
	Miceláneos	—	1,267	1,267
		63,362	13,939	77,301
6 x 100*	Materiales	99,110	—	99,110
	Mano de obra	—	14,866	14,866
	Fiscalización	—	4,955	4,955
	Miceláneos	—	1,982	1,982
		99,110	21,803	120,913
9 x 100*	Materiales	134,857	—	134,857
	Mano de obra	—	20,228	20,228
	Fiscalización	—	6,742	6,742
	Miceláneos	—	2,697	2,697
		134,857	29,667	164,524

Tabla 4.7

La evaluación económica de las pérdidas se la efectuó en base a los precios suministrados por INECEL y que son S/.825 KW/año para la componente de demanda, y S/.0,76/KWH para la componente de energía. El factor de pérdida se lo determinó por la expresión .. $H = 0,15\ (FC)+0,85\ (FC)^2$, estimándose además un factor de ajuste de demanda de 0,75 (típico para este tipo de sistema) (FC = factor de carga). Las pérdidas se las obtuvieron de los flujos de potencia para demanda máxima en los diferentes años estudiados.

4.2.4.2. EVALUACION DEL COSTO DE LAS PERDIDAS: En las tablas 4.8 y 4.9 se presentan las pérdidas en los diferentes años del sistema y los parámetros. En la tabla 4.10 presentamos los costos de las pérdidas.

4.3. ANALISIS ECONOMICO.

4.3.1. OBJETO: Después de haber analizado desde el punto de vista técnico los esquemas alternativos planteados en el capítulo 3, y habiendo seleccionado los esquemas - que operan satisfactoriamente en los diferentes años, en este numeral procederemos a hacer la evaluación económica, la cual nos determinará la ruta del flujo de decisiones más económica.

PERDIDAS (KW)

AÑO / ESQUEMA	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
3	479	505	697	805	950	1.238	—	—	—	—	—
4	388	435	580	687	792	1.027	1.080	1.163	—	—	—
4 A	—	—	—	—	—	—	—	—	1.104	1.195	1.438
5	—	—	—	—	—	765	799	855	—	—	—
5 A	—	—	—	—	—	—	—	—	717	830	1.086
6	—	—	399	489	565	733	770	830	—	—	—
6 A	—	—	—	—	—	—	—	—	690	790	1.070

Tabla 4.8

PARAMETROS PARA EVALUAR EL COSTO DE LAS PERDIDAS

AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
FC	0,35	0,36	0,36	0,37	0,37	0,38	0,38	0,39	0,40	0,40	0,41
H	0,157	0,164	0,164	0,172	0,172	0,180	0,180	0,188	0,196	0,196	0,204
J	1.664	1.711	1.711	1.764	1.764	1.817	1.817	1.870	1.924	1.924	1.977

Tabla 4.9

COSTO DE LAS PERDIDAS

miles de sucres

	AÑO	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
	3	797	864	1.162	1.420	1.676	2.249	—	—	—	—	—
	4	645	744	992	1.212	1.397	1.866	1.962	2.175	—	—	—
	4 A	—	—	—	—	—	—	—	—	2.124	2.299	2.843
ESQUEMAS	5	—	—	—	—	—	1.390	1.452	1.599	—	—	—
	5 A	—	—	—	—	—	—	—	—	1.380	1.597	2.147
	6	—	—	689,69	862,60	996,66	1.332	1.339	—	—	—	—
	6 A	—	—	—	—	—	—	—	1.522	1.328	1.520	2.115

Tabla 4.10

4.3.2. COSTO DE LOS ESQUEMAS ALTERNATIVOS: Al efectuar la conformación de los esquemas alternativos, se programaron las obras necesarias para cada una de ellas, las cuales son enunciadas en la descripción de los esquemas alternativos en la sección 3.2.2., tomando esto como base y los costos determinados en la sección 4.2 se calculó el costo de los esquemas alternativos.

4.3.3. EVALUACION ECONOMICA: Tomando en consideración que para hacer la evaluación económica de las alternativas es importante tener en cuenta el análisis de la secuencia. puesto que las decisiones futuras estarán afectadas por las acciones que se realizan en las diferentes etapas del período estudiado, utilizamos el "Diagrama de Flujo de Decisiones" ó "Arbol de Decisión". La secuencia de brazos que comienza a la izquierda y termina a la derecha representa una alternativa (secuencia de esquemas).

De los resultados del análisis técnico se procedió a conformar la estructura del árbol de decisiones, como se demuestra en la figura I.

Habiendo conformado el árbol de decisiones se colocaron los costos de los diferentes esquemas en los nudos de decisiones y en los brazos los costos de operación (pérdidas y mantenimiento) Fig. II. Como los costos se presentan en diferentes puntos en el tiempo

ESTRUCTURA DEL ARBOL DE DECISIONES

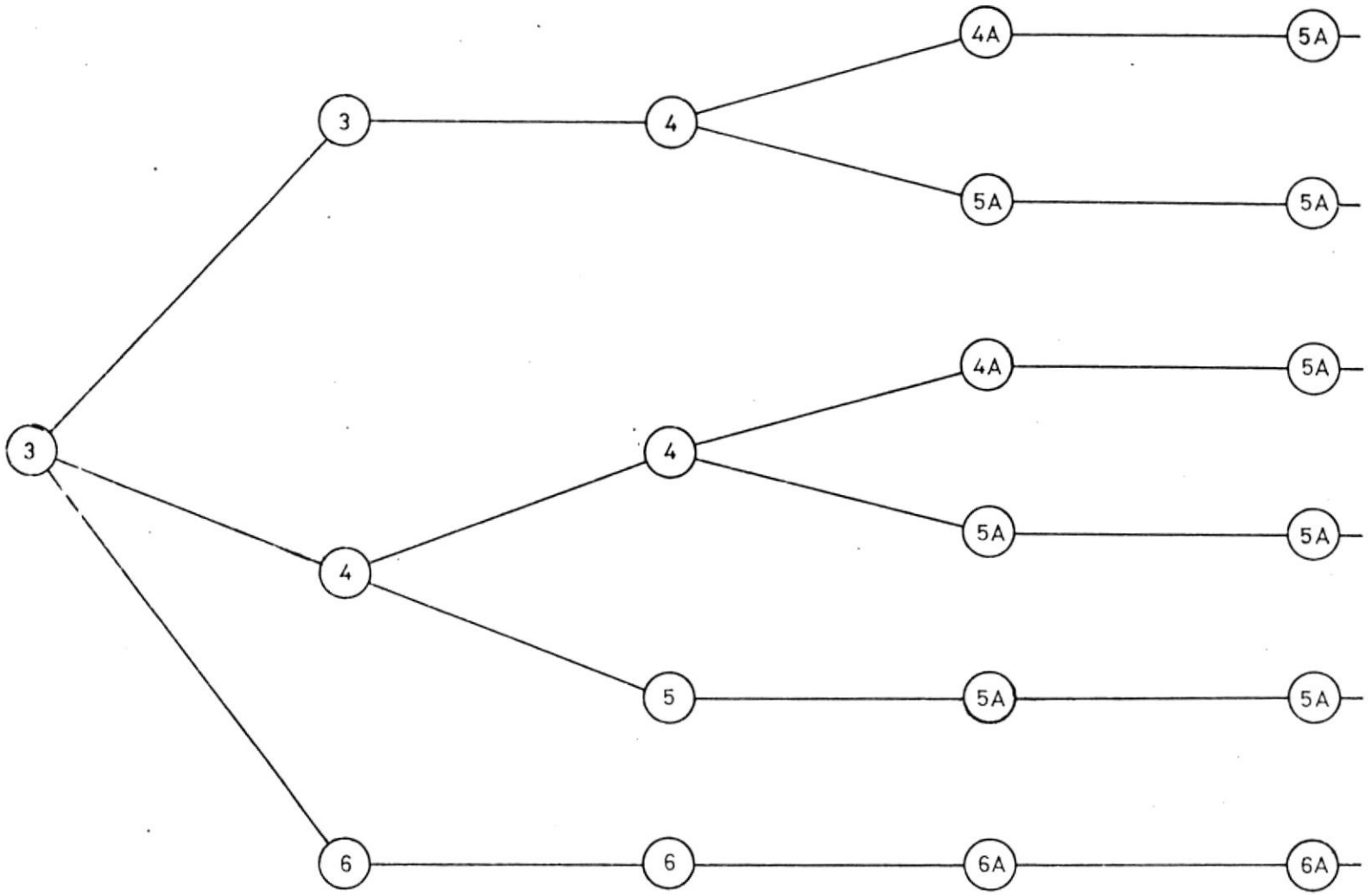


FIGURA I

INVERSIONES

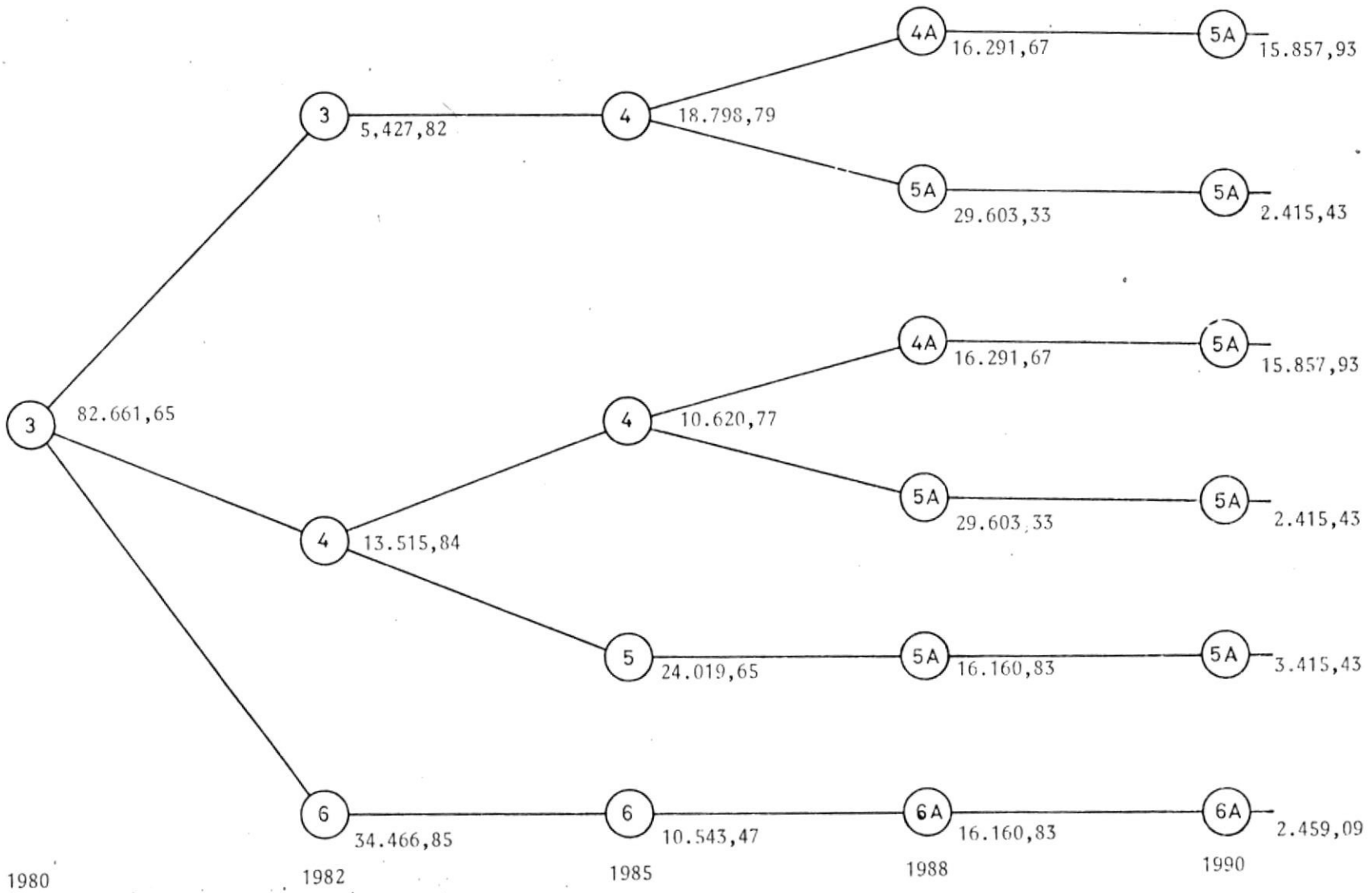


FIGURA II

durante el período de estudio, se utilizó el método del valor presente para convertirlo en valores equivalentes para la comparación económica Fig. III.

Una vez determinado el valor actual de costos se sumó las cifras obtenidas en cada secuencia, comenzando siempre en el primer nudo de izquierda a derecha. La cantidad resultante se coloca en el extremo derecho del brazo que corresponda a la alternativa (Fig. IV). La tasa de actualización adoptada es del 12%, y las actualizaciones se las ha realizado al año 1980.

4.3.4. RESULTADO DE LA EVALUACION ECONOMICA: Los resultados de la comparación económica se muestran en el extremo derecho de los brazos del árbol de decisiones; estos resultados son presentados en porcentaje tomando como base el de menor costo en la Fig. V.

Como resultado de la evaluación económica se escogió el flujo 3 - 3 - 4 - 4A - 5A. como la ruta más económica.

4.4. PROGRAMACION DE OBRAS.

4.4.1 PROGRAMACION DE OBRAS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA. Habiendo realizado la selección de la alternativa más económica, se procede en este numeral a efectuar la programación de las obras, la cual se detalla a continuación:

COSTO E INVERSIONES EN VALOR PRESENTE

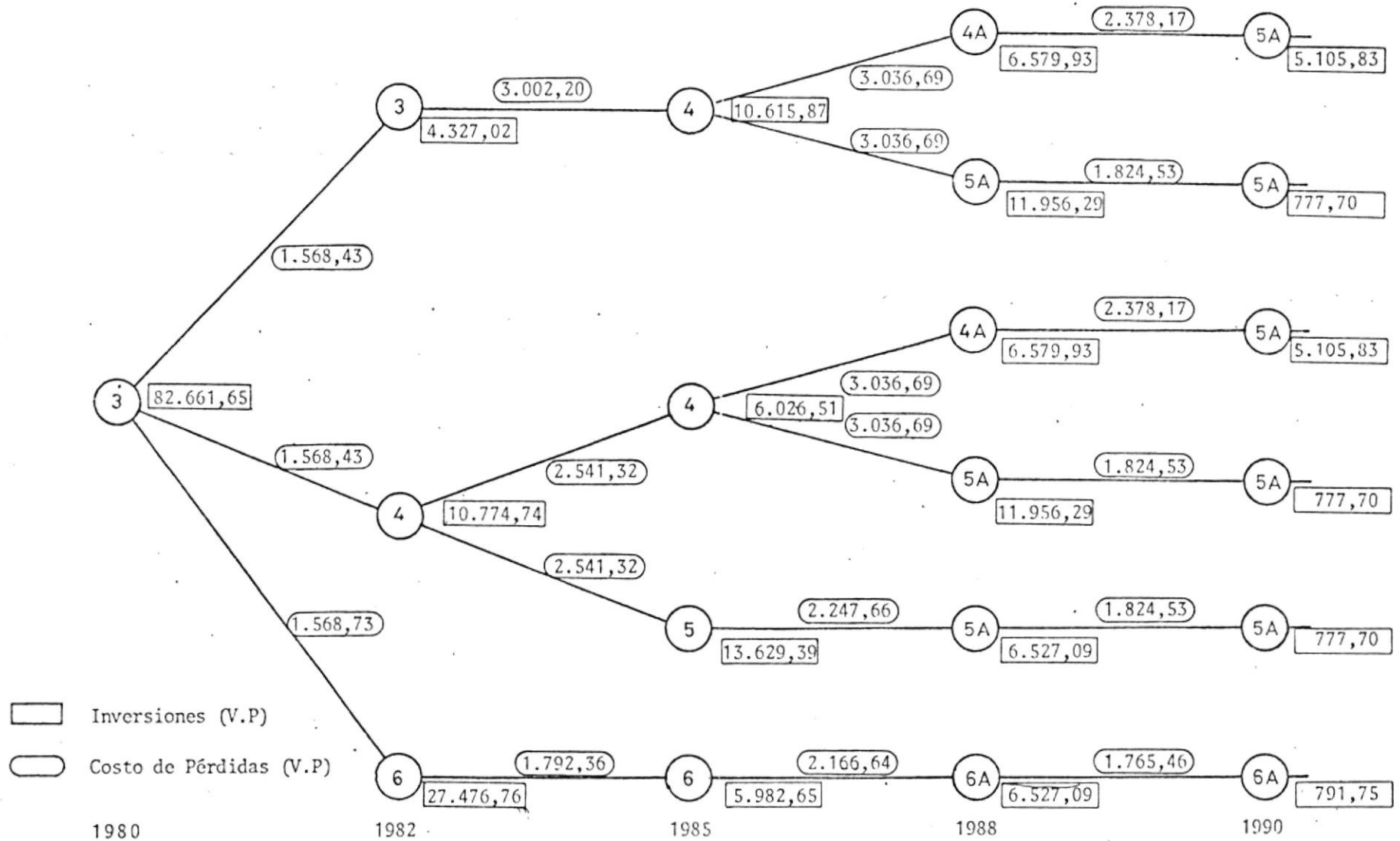


FIGURA III

RESULTADO DE LA EVALUACION ECONOMICA

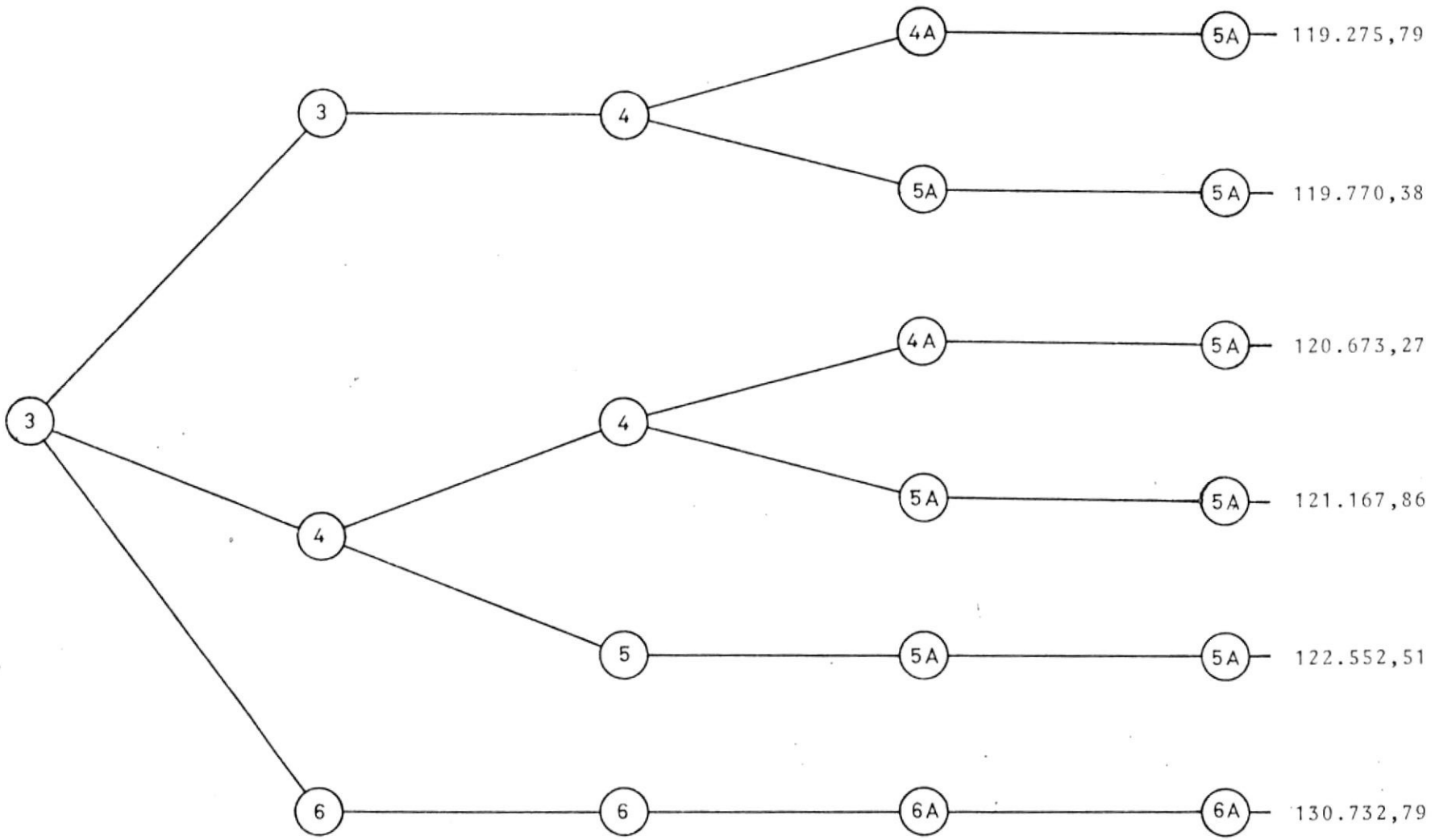


FIGURA IV

RESULTADO DE LA EVALUACION ECONOMICA (%) TOMANDO COMO BASE LA ALTERNATIVA DE MENOR COSTO

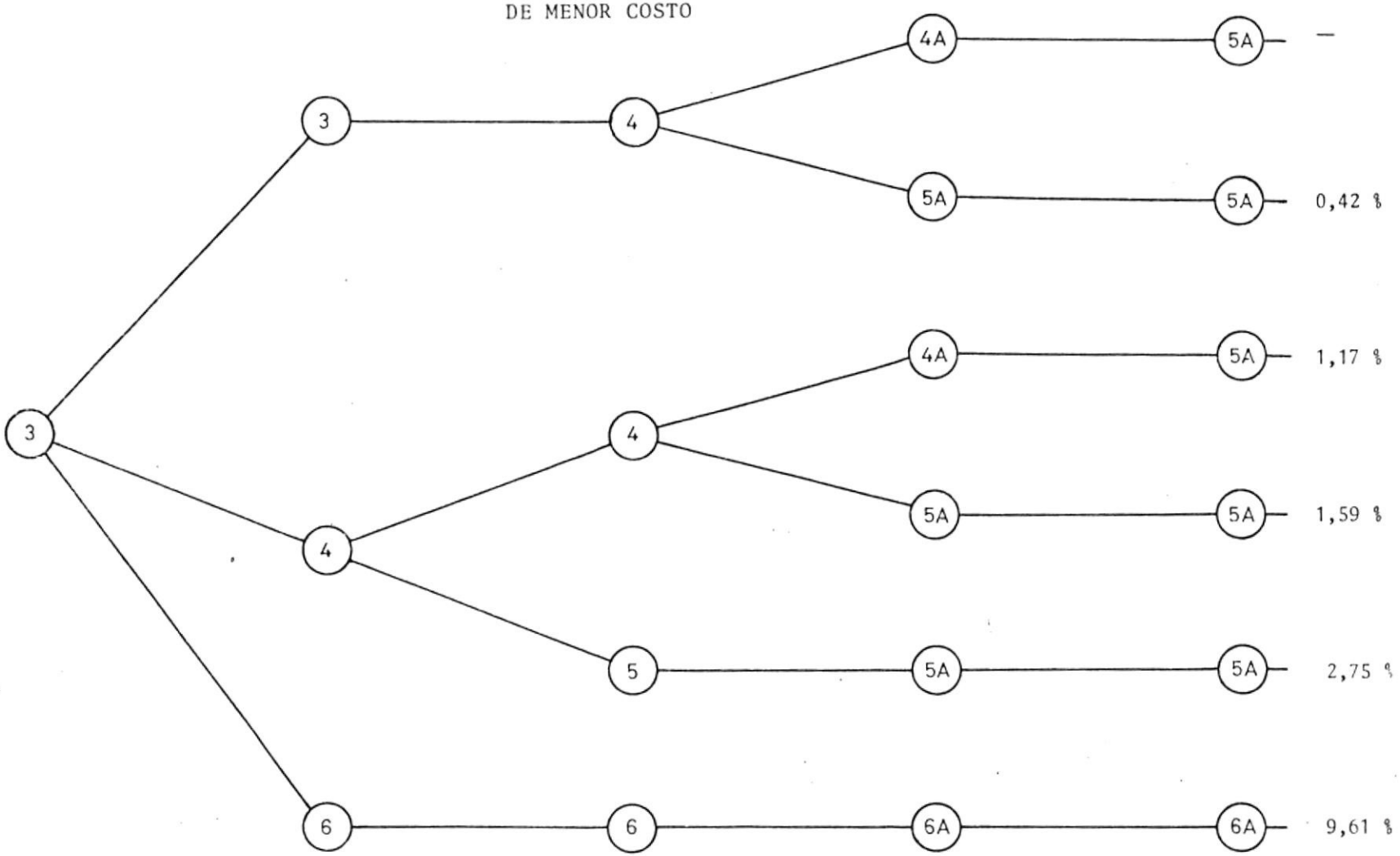


FIGURA V

LINEAS DE SUBTRANSMISION

AÑO	DESCRIPCION DE LA OBRA
1977	Línea a 69 KV Pascuales-La Toma- Daule, 3 Ø conductor 336,4 MCM ACSR, 25 Kms. de longitud.
1978	Línea a 69 KV Daule-Balzar, 3 Ø, conductor 477MCM ACSR 61 Kms. de longitud.
1980	Línea a 69 KV desde el desvío a Manabí hasta P. Carbo, 3 Ø. conductor 266,8 MCM ACSR, 29 Kms. de longitud.
1980	Línea a 69 KV Pascuales-Aurora, 3 Ø conductor 266,8MCM ACSR 10 Kms. de longitud.
1985	Línea a 69 KV, Daule-Salitre 3 Ø conductor 266,8 MCM ACSR 22 Kms. de Longitud.
1988	Línea a 69 KV, Aurora-Tarifa 3 Ø conductor 266,8 MCM ACSR 17 Kms. de longitud.
1990	Línea a 69 KV, Pascuales-Daule 3 Ø conductor 477 MCM ACSR 25 Kms. de longitud.

SUBESTACIONES

AÑO	DESCRIPCION DE LA OBRA
1977	Subestación La Toma: ubicada en el sitio de su mismo nombre, 3 Ø 69/4,16 KV, con capacidad de 5 MVA tipo OA/FA, una posición de 69 KV para subestaciones de paso, una posición de 4,16 KV. Con todos los elementos de protección, control y medida.
	Subestación Daule: ubicada en la localidad de Daule, 3 Ø, 69/13,8 KV, con capacidad de 5 MVA nominal, tipo OA/FA, una posición de 69 KV para subestaciones de paso, tres posiciones de 13,8 KV. Con todos los elementos deprotección, control y medida.
1978	Subestación Balzar: ubicada en Balzar, 3 Ø 69/13,8 KV con capacidad de 3,75 MVA, tipo OA/FA, una posición de 69 KV para subestaciones de paso, dos posiciones de 13,8 KV. Con todos los elementos de protección, control y medida.
	Subestación Daule: instalación de un interruptor automático sumergido en aceite, en la salida de la línea a 69 KV a Balzar.
1980	Subestación Pedro Carbo: ubicada en Pedro Carbo, 3 Ø 69/13,8 KV, con capacidad inicial de 2,5 MVA, tipo OA/FA

con una posición de 69 KV para subestaciones terminales y dos posiciones de 13,8 KV. Con todos los elementos de protección, control y medida.

Subestación Aurora: ubicada en el sitio denominado La Aurora, 3 Ø 69/13,8 KV, con capacidad de 3,75 MVA tipo OA/FA, una posición de 69 KV para subestaciones de paso, dos posiciones de 13,8 KV. Todos los elementos de protección, control y medida.

1982 Subestación Pascuales: ubicada en el sitio denominado Pascuales, 3 Ø 138/69 KV de 20 MVA de capacidad nominal tipo OA/FA. Esta subestación viene a formar parte del Sistema Nacional de Transmisión.

Subestación Daule: instalación de un segundo transformador de 5 MVA, tipo OA/FA, una posición de 69 KV y dos posiciones de 13,8 KV.

1985 Subestación Pascuales: se adiciona un segundo transformador de 20 MVA de capacidad nominal tipo OA/FA

Subestación Salitre: ubicada en la localidad del mismo nombre, 3 Ø 69/13,8 KV, con capacidad de 3,75 MVA nominales tipo OA/FA, una posición de 69 KV para subestaciones terminales, tres posiciones de 13,8 KV.

Subestación Daule: instalación de un interruptor auto

mático sumergido en aceite, en la salida de la línea de 69 KV a Salitre.

Subestación Pedro Carbo: sustitución del transformador de 2,5 MVA por uno de 5 MVA, tipo OA/FA.

Subestación Balzar: instalación de un transformador de 3,75 MVA, tipo OA/FA, y dos posiciones de 13,8 KV.

1988 Subestación Balzar: desmontaje de un transformador de 3,75 MVA, con sus estructuras, equipos de maniobra, protección y medida.

Subestación Palestina: ubicada en la localidad del mismo nombre, 3 Ø 69/13,8 KV, con capacidad de 3,75 MVA, nominal tipo OA/FA, una posición de 69 KV para subestaciones de paso, dos posiciones de 13,8 KV. Con todos los elementos de protección, control y medida.

Subestación Aurora: instalación de un interruptor automático sumergido en aceite, en la salida de la línea de 69 KV a Tarifa.

Subestación Tarifa: ubicada en la población de Tarifa 3 Ø 69/13,8 KV, con capacidad de 3,75 MVA tipo OA/FA, con una posición de 69 KV para subestaciones terminales, dos posiciones de 13,8 KV. Con todos los elementos de protección, control y medida.

1990 Subestación La Toma:. instalación de un transformador de 5,00/6,25 MVA (OA/FA), aumentando la capacidad instalada a 10,00/12,50 MVA

BANCOS DE CAPACITORES

AÑO	DESCRIPCION DE LA OBRA	
1977	Instalación de bancos de capacitores desconectables en:	
	YPC	300 KVAR
	YL	300 KVAR
	Palestina	300 KVAR
	Balzar	600 KVAR
	Lomas de Sgtillo.	300 KVAR
	Pedro Carbo	300 KVAR
1978	Bancos de capacitores desconectables en:	
	YPC	600 KVAR
	Salitre	300 KVAR
	Pedro Carbo	600 KVAR
1980	Bancos de capacitores desconectables en:	
	Daule	600 KVAR
	Balzar	600 KVAR
	YC	300 KVAR
	Maravillas	300 KVAR
	Salitre	300 KVAR
1982	Instalación de bancos de capacitores desconectables en:	
	Daule	600 KVAR
	Balzar	600 KVAR

	YC	300 KVAR
	Maravillas	300 KVAR
	Salitre	300 KVAR

1985 Bancos de capacitores desconectables en:

YL	300 KVAR
Balzar	600 KVAR
YC	600 KVAR
Palestina	300 KVAR
Lomas de Sgtillo.	300 KVAR
Samborondon	900 KVAR
Urbanizaciones	900 KVAR

1988 Instalación de bancos de capacitores desconectables en:

Daule	900 KVAR
YL	300 KVAR
Santa Lucía	600 KVAR
YC	600 KVAR
Balzar	900 KVAR
Palestina	300 KVAR
Lomas de Sgtillo.	300 KVAR
Samborondon	900 KVAR
Urbanizaciones	900 KVAR

1990 Bancos de capacitores desconectables en:

Daule	900 KVAR
YL	600 KVAR

Santa Lucía	900 KVAR
Balzar	900 KVAR
YC	600 KVAR
Palestina	300 KVAR
Daule	900 KVAR
Pedro Carbo	900 KVAR
Sabanilla	300 KVAR
Lomas de Sgtillo.	300 KVAR
Samborondon	900 KVAR
Urbanizaciones	900 KVAR

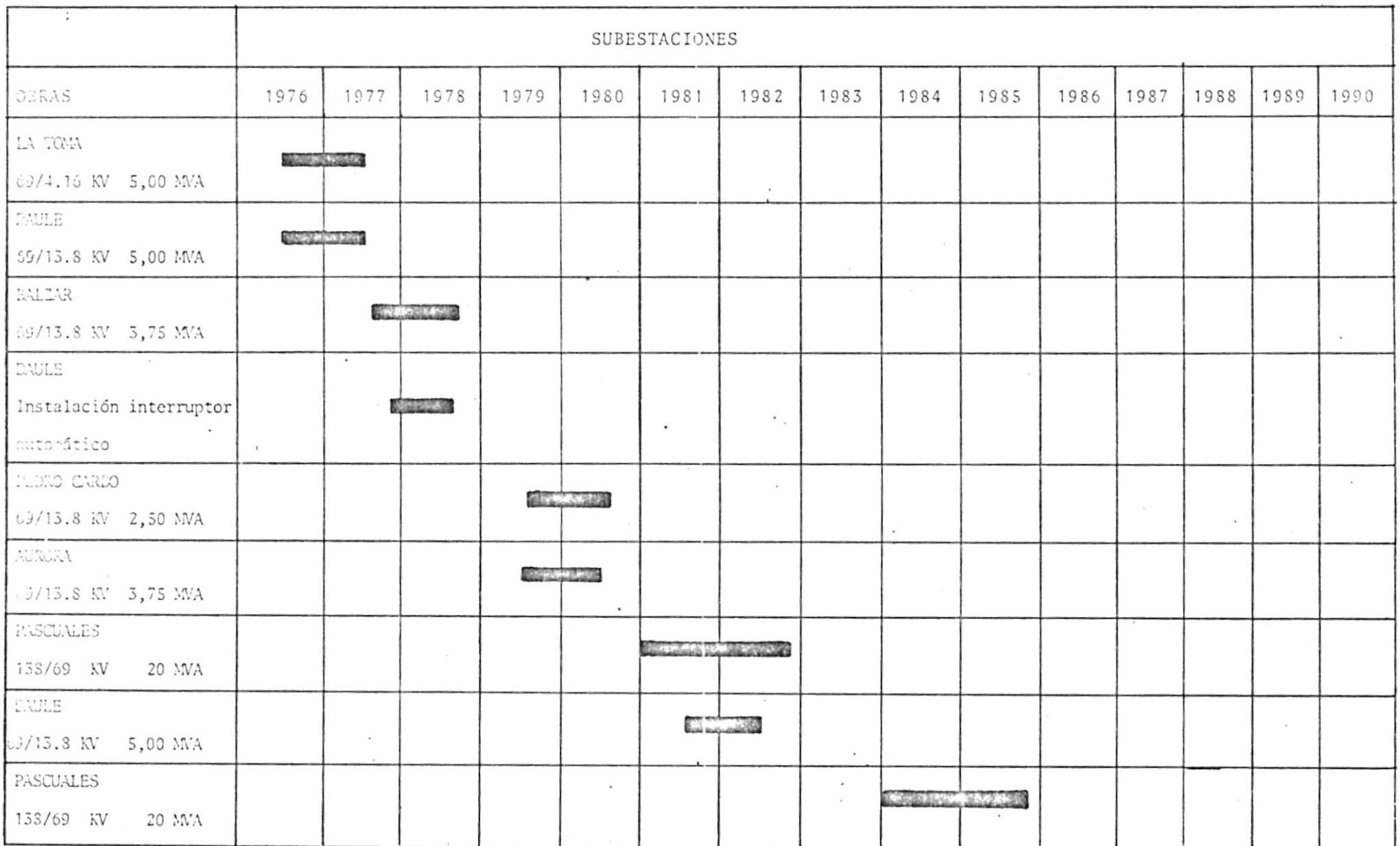
4.2.2. DIAGRAMA DE BARRAS DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.

Con el objeto de tener una mejor referencia de las obras a realizarce en el período de estudio considerado, se elaboraron Diagramas de Barras ó de "Gantt" para cada una de las obras contempladas (líneas de subtransmisión y subestaciones) y los tiempos en que deberán ejecutarse, en forma aproximada.

A continuación se presentan los respectivos diagramas de barras.

LINEAS DE SUBTRANSMISION

O B R A S	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Pascuales-La Toma Daule 69 KV 25 Kms.															
Daule-Balzar 69 KV 61 Kms.															
YPC-P. Carbo 69 KV 29 Kms.															
Pascuales-Aurora 69 KV 10 Kms.															
Daule-Salitre 69 KV 22 Kms.															
Aurora-Tarifa 69 KV 17 Kms.															
Pascuales-Daule 69 KV 25 Kms.															


SUBESTACIONES
OBRAS
1976
1977
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1990
LA TOMA
69/4.16 KV 5,00 MVA
DAULE
69/13.8 KV 5,00 MVA
BALZAR
69/13.8 KV 3,75 MVA
DAULE
Instalación interruptor
automático
PEDRO CARBO
69/13.8 KV 2,50 MVA
AURORA
69/13.8 KV 3,75 MVA
PASCUALES
138/69 KV 20 MVA
DAULE
69/13.8 KV 5,00 MVA
PASCUALES
138/69 KV 20 MVA

OBRAS	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
SALITRE 69/13.8 KV 3,75 MVA															
DAULE Instalación interruptor automático															
PEDRO CARBO Ampliación															
BALZAR Desmontaje de transformador															
PALESTINA 69/13.8 KV 3,75 MVA															
AURORA Instalación interruptor automático															
TARIFA 69/13.8 KV 3,75 MVA															
LA TOMA Ampliación															

5. PREDISEÑO DE LAS OBRAS

5.1. OBJETO: Una vez definidas las obras a construírse dentro del Sistema Daule-Balzar, como resultado de los análisis técnicos y económicos en el período de estudio considerado, se procederá a realizar el prediseño de estas obras programadas.

El prediseño de las obras comprende las líneas de subtransmisión y las subestaciones.

En este capítulo presentaremos los criterios generales adoptados en la ejecución de los prediseños tomando como base las normas establecidas por INECEL para las líneas de 69KV y subestaciones, así como las características de obras similares que se encuentran en proceso de ejecución por parte de INECEL.

5.2. PREDISEÑO DE LINEAS DE SUBTRANSMISION.

Las líneas de subtransmisión a 69 KV previstas para el Sistema Daule-Balzar están destinadas a transmitir la energía desde las subestaciones de entrega del Sistema Nacional (138/69KV) hasta las subestaciones de distribución que están ubicadas en los centros de carga de las zonas en que se ha dividido el área en estudio.

5.2.1. CRITERIOS GENERALES.

- Trazado de rutas: Los trazados preliminares de las líneas se han efectuado en base a las hojas topográficas

del Instituto Geográfico Militar (en escala 1:50.000) y su reconocimiento respectivo en el terreno. A continuación se enuncian los criterios considerados el en el trazado de las rutas de las líneas de subtransmisión que se adjuntan en las hojas topográficas del I.G.M. (Anexo 5)

El trazo se lo efectúa por lugares accesibles, por lo que se procuró hacer su recorrido por las proximidades de las carreteras y caminos existentes.

Se trató de obtener grandes alineaciones reduciendo de esta manera los puntos de inflexión con el criterio de reducir las longitudes de las líneas y la cantidad de apoyos de elevado esfuerzo.

En el trazado se ha tratado también de evitar el paso de las líneas por centros densamente poblados, así como los cruces con las vías de comunicación. además se evitó los trazos por sitios que dan lugar a grandes desniveles entre apoyos.

- Parámetros de las líneas eléctricas: Los parámetros de las líneas eléctricas son determinados y presentados en el Anexo 2.
- Potencia máxima de transporte: En el Anexo 3. se presentan las potencias máximas de transporte para los diferentes conductores y niveles de voltaje.

- Pérdidas de potencia: la máxima pérdida de potencia por efecto "joule" permitida en las líneas de subtransmision es del 5%.

- Regulación: Las líneas de subtransmisión han sido proyectadas de manera que la regulación de tensión en ningún caso exceda del 7%.

- Selección del Conductor: Al hacer la selección de los conductores se consideraron únicamente los conductores normalizados por INECEL para este nivel de voltaje (69 KV) y teniendo como factor limitante en la selección, la regulación de tensión.

- Aislamiento: Según normas de diseño de INECEL para líneas de 69 KV.; en la zona A se utilizarán 5 aisladores de 10" x 5 3/4" de porcelada para las cadenas de suspensión, y 6 aisladores para las cadenas de retención.

- Protección contra descargas atmosféricas: El nivel isoceráunico en el área de influencia del Sistema Daule-Balzar fluctúa en 10 y 20 según el mapa ceráunico del país publicado por INECEL; si bien los niveles isoceráunicos son bajos, se considera conveniente proyectar las líneas de subtransmisión con cable de guardia tomando en cuenta que la confiabilidad y seguridad en el servicio aumentan con la colocación del cable de guardia.

El cable de guardia será de acero de 3/8" pulgadas de diámetro y se lo instalará de tal forma que el ángulo formado por la vertical que pasa por el punto de fijación del mismo y la línea que pasa por el punto de fijación y el conductor no exceda de 30°.

- Estructuras: Los soportes de los conductores son de hormigón armado con crucetas metálicas y su configuración se eligió teniendo en cuenta:

  Tipo de línea

  Separación entre conductores

  Separación a masa, con las cadenas de aisladores desviadas por el viento.

  Angulo de protección del cable de tierra.

  Se los clasificó según su función en la línea en los siguientes tipos:

- Apoyos de suspensión (S).- Destinados a sostener los conductores y cable de guardia únicamente en las alineaciones.
- Apoyos de suspensión - retención (SR).- Destinados a proporcionar cortes en los tramos adyacentes y es también utilizado en ángulos pequeños.
- Apoyos de ángulo (RA).- Destinados a sostener los conductores y cable de guardia en los vértices de los ángulos que forman dos alineaciones.
- Apoyos de retención (R).- Destinados a proporcionar puntos en la línea que independicen mecánicamente los tramos adyacentes en cuanto a la propagación de esfuer

sos longitudinales se refiere, y también son utilizados en las terminales de las líneas.

En el Anexo 4. se indican las características y tipos de soporte previstos para los diseños de las líneas programadas dentro del Siste Daule-Balzar.

5.3. PREDISEÑO DE SUBESTACIONES.

5.3.1. UBICACION DE LAS SUBESTACIONES: El sitio en que estarán ubicadas las subestaciones se lo determinó en base a un reconocimiento visual y tomando en cuenta además los siguientes criterios en la selección:

- Localización del centro de carga
- Localización de las líneas de 13,8 KV existentes
- Fácil acceso a la subestación desde las carreteras para el transporte de equipos.
- Disponibilidad de acceso de las líneas aéreas de 69KV y 13,8 KV.
- Planimetría del terreno.

En el Anexo 6. de los diagramas de las subestaciones se indica la ubicación de las mismas.

5.3.2. TIPOS DE SUBESTACIONES: Segun las características que presenta el Sistema en estudio, consideramos sólo los

siguientes tipos de subestaciones:

- Subestaciones de paso (69/13,8 KV).- Se denomina así a las subestaciones que hacen necesario efectuar un corte en la línea de 69 KV para permitir la desviación hacia el transformador de potencia, que a su vez alimentará a las líneas a 13,8 KV desde su secundario.

- Subestaciones terminales (69/13,8 KV).- Son aquellas subestaciones en las cuales terminan las líneas de 69KV recibiendo su energía de éstas el transformador de potencia, el cual se encargará de alimentar a través de su secundario a las líneas a 13,8 KV.

5.3.3. CRITERIOS GENERALES.

5.3.3.1. Subestaciones de Paso: Las características generales de las subestaciones de paso serán las siguientes:

- Estructuras: Según normas establecidas por INECEL, estas subestaciones estarán constituídas por un cuadro metálico de 69 KV de barra simple provisto para recibir la línea de 69KV y permitir su continuación y a la vez derivar al transformador de potencia; la posición del transformador de potencia y la posición de 13,8 KV, formado por un cuadro metálico de

barras, construído para cuatro circuitos, uno para la llegada del transformador y los tres restantes para las alimentadoras a 13,8 KV.

- Capacidad: La capacidad de las subestaciones es de 3,75/4,70 MVA (OA/FA) y 5,00/6,25 MVA (OA/FA) en la etapa final.

La programación del equipamiento de las subestaciones se la efectuó con el criterio de instalar en la etapa inicial un transformador con una capacidad apropiada para satisfacer la demanda hasta la mitad del período de estudio; previéndose en la segunda etapa el cambio de este transformador por uno de mayor capacidad ó implementando otro transformador en el caso de que lleguen dos líneas de 69 KV a la subestación, de tal forma que sature la demanda en el último año de estudio.

- Protección contra sobretensiones: Los equipos de 69 KV y 13,8 KV serán protegidos contra sobrevoltajes por medio de pararrayos instalados en la entrada y en la salida de las líneas de 69 KV y en las salidas de las líneas de 13,8 KV.

- Protección contra sobrecorriente: En las lí

neas que llegan a la subestación no se ha previsto protección, puesto que se considera que estos tienen protección a la salida de la subestación de donde se alimentan. Se ha dotado de protección contra falla de fases y fallas de tierra por medio de relés de sobrecorriente de tiempo inverso con unidad instantánea (50/51 y 50 N/51N) y con reconexión automática, a las líneas de 69 KV que salen de las subestaciones.

La protección contra fallas de fase y fallas de tierra de las líneas de 13,8 KV se la efectúo por medio de reconectadores automáticos provistos de bobina serie. Con el objeto de facilitar el mantenimiento de los reconectadores, se instaló el correspondiente "by-pass"

Los transformadores serán protegidos por reles de sobrecorrientes de tiempo inversos con unidades instantáneas (50/51 y 50N/51N) en el lado de baja tensión, para fallas interiores se utilizan relés "Buchholz" y de sobrepresión.

- Medición: Los instrumentos previstos suministrarán información sobre la corriente que entregue la subestación, los voltajes, las po

tencias activa y reactiva, los desequilibrios de tensión ó corriente en las fases y la energía entregada en KWH.

En la salida de las líneas de 69 KV se harán mediciones de corriente.

- Instalación de un transformador de servicio en las barras de baja tensión.

5.3.3.2. Subestaciones Terminales: Las características generales de las subestaciones terminales son:

- Estructura: La estructura que recibe la línea de 69 KV está constituída por un pórtico metálico de barra simple, a la cual se conecta el transformador de potencia; en el lado de baja tensión se formará un cuadro metálico para las barras de 13,8 KV construído para cuatro circuitos, uno para la conexión del transformador y tres para las líneas de 13,8KV.

  Desde el punto de vista mecánico, las líneas de 69 KV llegarán a la subestación con tensión reducida, puesto que serán terminadas mecánicamente antes de entrar a las subestaciones.
- Capacidad: La capacidad de las subestaciones

son desde 2,5/3,13 MVA (OA/FA) y 3,75/4,70MVA (OA/FA) en la etapa inicial hasta 5,00/6,25 MVA (OA/FA) en la etapa final; el criterio para el equipamiento es similar al de las subestaciones de paso.

- Protección contra-sobrevoltaje: La protección de los equipos de las posiciones de .. 69 KV se la hará por medio de pararrayos instalados en la entrada de las líneas de 69 KV y en el lado de 13,8 KV en la salida de las alimentadoras.

- Protección de sobrecorriente: El lado de 69 KV no será protegido puesto que la protección se la realiza en la subestación de alimentación. El transformador es protegido con relés de sobrecorriente de tiempo inverso con unidad instantánea (50/51 y 50N/51N) y con relés "Buchholz" y de sobrepresión.

  La protección de las líneas de 13,8 KV se la realiza con reconectadores automáticos con bobina serie; estos reconectadores tendrán su "by-pass" de fusibles para cuando sea necesario ponerlo fuera de servicio.

- Medición: Las mediciones se las realizará so

lamente en el lado de baja tensión de los transformadores, tomando lecturas de corriente, voltaje, potencias activas y reactivas y energía en KWH.

6. INVERSIONES

6.1 PRESUPUESTO TOTAL

(en miles de sucres)

O B R A S	Unidad	Cantidad	Precio Unitario M. Extranj.	Precio Unitario M. Local	Costo M. Extranj.	Costo M. Local	T O T A L
1. Líneas de Subtransm.							
Pascuales-Toma-Daule	Km	25	201,50	292,35	5.037,50	7.308,75	12.346,25
Daule - Balzar	Km	61	227,92	309,54	13.903,12	18.881,95	32.785,06
YPC-P. Carbo	Km	29	174,24	274,62	5.052,96	7.963,98	13.016,94
Pascuales-Aurora	Km	10	174,24	274,62	1.742,40	2.746,20	4.488,60
Daule-Salitre	Km	22	174,24	274,62	3.833,28	6.041,64	9.874,92
Aurora-Tarifa	Km	17	174,24	274,62	2.962,08	4.668,54	7.630,62
Pascuales-Daule	Km	25	227,92	309,54	5.698,00	7.738,50	13.436,50
2. Subestaciones							
La Toma (69/4.16KV):							
Construcción (1977)	Global				4.038,22	843,61	4.881,83
Ampliación (1990)	Global				2.370,22	495,68	2.865,90
Daule (69/13.8KV):							
Construcción (1977)	Global				3.047,90	638,08	3.685,98
Ampliación (1978)	Global				1.378,10	283,09	1.661,19
Ampliación (1982)	Global				2.721,58	572,60	3.294,18
Ampliación (1985)	Global				1.377,12	283,09	1.660,21

Balzar (69/13.8 KV):							
Construcción (1978)	Global				2.686,74	605,34	3.292,08
Ampliación (1985)	Global				2.396,86	540,50	2.937,36
Desmontaje (1988)	Global					340,50	340,50
Pedro Carbo (69/13.8KV):							
Construcción (1980)	Global				2.390,15	585,53	2.975,68
Ampliación (1985)	Global				394,99	39,49	434,48
Aurora (69/13.8 KV)							
Construcción (1980)	Global				2.587,65	585,53	3.173,18
Ampliación (1988)	Global				1.477,21	302,90	1.780,11
Pascuales (138/69KV):							
Construcción (1982)	Global				20.117,09	5.737,79	25.854,88
Ampliación (1985)	Global				17.241,86	3.852,95	21.094,81
Salitre (69/13.8KV):							
Construcción (1985)	Global				2.587,65	585,53	3.173,18
Palestina (69/13.8KV):							
Construcción (1988)	Global				1.668,00	1.212,52	2.880,52
Tarifa (69/13.8KV):							
Construcción (1988)	Global				2.587,65	585,53	3.173,18
3. Bancos de Capacitores							
300 KVAR	Global	5	63,36	13,94	316,81	69,70	386,51
600 KVAR	Global	1	99,11	21,80	99,11	21,80	120,91
900 KVAR	Global	7	134,86	29,67	944,02	207,69	1.151,71

6.2 CALENDARIO DE INVERSIONES

Con el análisis de costos y programación de las obras realizado en el Capítulo 4., y el prediseño de estas mismas obras efectuado en el Capítulo 5., en esta sección determinaremos en forma aproximada las inversiones requeridas año por año para la ejecución de estas obras.

Se consideraron las tasas de incremento acumulativo anual del 12% y 7% respectivamente, para el escalamiento de los costos en moneda local y moneda extranjera.

En la tabla adjunta se presenta el calendario de las inversiones a realizarse durante el período de estudio.

CALENDARIO DE INVERSIONES
(miles de sucres)

	1977		1978		1980		1982		1985		1988		1990	
	Moneda Extra	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Ext.	Moneda Local
. LINEAS DE SUBTRANSMISION														
Pascuales-Toma-Daule	5.037,5	7.308,8												
Daule - Balzar			14.876,3	21.147,8										
YPC - Pedro Carbo					6.190,1	11.188,8								
Pascuales - La Aurora					2.134,5	3.858,2								
Daule - Salitre									6.586,3	14.958,9				
Aurora - Tarifa											6.324,7	16.239,8		
Pascuales - Daule													13.731,3	33.766,9
. SUBESTACIONES														
La Toma (69/4.16KV)														
Construcción (1977)	4.038,2	843,6												
Ampliación (1990)													5.711,9	2.162,9
Daule (69/13.8KV)														
Construcción (1977)	3.047,9	636,1												
Ampliación (1978)			1.474,6	317,1										
Ampliación (1982)							3.817,2	1.009,1						
Ampliación (1985)									2.366,1	700,9				
Balzar (69/13.8 KV)														
Construcción (1978)			2.874,8	678,0										
Ampliación (1985)									4.118,2	1.338,2				
Desmontaje (1988)												1.184,4		
Pedro Carbo (69/13.8KV)														
Construcción (1980)					2.928,0	822,6								
Ampliación (1985)									678,7	97,8				

	1977		1978		1980		1982		1985		1986		1990	
	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local	Moneda Extr.	Moneda Local
Aurora (69/13.8 KV)														
Construcción (1980)					3.170,0	822,6								
Ampliación (1988)											3.109,3	1.053,7		
Pascuales (138/69 KV)														
Construcción (1982)							28.215,3	10.111,9						
Ampliación (1985)									29.624,7	9.539,8				
Salitre (69/13.8 KV)														
Construcción (1985)									4.446,1	1.449,8				
Palestina (69/13.8 KV)														
Construcción (1988)											3.510,8	4.217,8		
Tarifa (69/13.8 KV)														
Construcción (1988)											5.446,6	2.036,8		
3. CAPACITORES														
5 x 300 KVAR (1977)	316,8	69,7												
1 x 600 KVAR (1977)	99,1	21,8												
2 x 900 KVAR (1985)									463,4	146,9				
2 x 900 KVAR (1988)											567,7	206,4		
3 x 900 KVAR (1990)													974,9	388,4
TOTAL DEL PROYECTO	12.539,5	8.882,0	19.225,7	22.142,9	14.422,6	16.692,2	32.032,5	11.121,0	48.283,5	28.232,4	18.869,1	24.938,9	20.418,1	36.318,2
TOTAL ANUAL	21.421,5		41.368,6		31.114,8		43.153,5		76.515,9		43.808,0		56.736,3	

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De los análisis técnicos y económicos de la alternativa de equipamiento seleccionada, determinamos que ésta proporciona una operación técnicamente adecuada y confiable del sistema durante el período estudiado, a la vez que es lo suficientemente flexible para ser utilizable aún con cambios de condiciones, haciendo el máximo uso de las disponibilidades existentes.

Es importante hacer notar que la alternativa seleccionada es la más económica, observándose que presenta bajos costos de inversión en la etapa inicial.

Durante el período desde 1977 hasta 1981 la fuente de potencia será el Sistema Guayaquil y en el período desde 1982 hasta el año 1990 la fuente de potencia será el Sistema Nacional de Transmisión.

En el año de 1990 se reforzará el sistema de subtransmisión con la construcción de la línea a 69 KV entre Pascualesy Daule, lo cual le dará una mejor calidad técnica y aumentará la confiabilidad del sistema.

Como puede observarse las áreas de influencia de las subestaciones van evolucionando en forma contínua y haciendo el máximo uso de las líneas a 13,8 KV.

Del análisis de los flujos de potencia para demanda máxima y demanda mínima, se determinó que las caídas de voltaje que

que se presentaban en el sistema podrían ser compesandas por transformadores que tuvieran "taps" con rangos de variación de ± 5% y ± 2,5% arriba y abajo de un voltaje nominal (el cambio de "taps" se hará en forma manual).

La compensación se la hará con bancos de capacitores conectados en el lado de baja tensión (13,8KV) de las subestaciones con el propósito de disminuír la carga en los transformadores de las subestaciones, y también se los utilizará en las líneas de 13,8 KV donde sea necesario compensar el reactivo para disminuír las caídas de voltaje. Estos bancos estarán dotados de dispositivos de desconexión atomática.

Es importante señalar que el sistema proyectado tiene el carácter de solución parcial, pues se toman en consideración solamente las necesidades del mercado eléctrico del área de influencia del Sistema Daule-Balzar.

Por este motivo se recomienda tomarlo como punto de partida para una segunda etapa de estudio que contemple la interrelación del sistema proyectado, con la evolución de los sistemas de otras empresas vinculadas, a efecto de que el desarrollo conjunto se efectúe de manera integral y armónica con el máximo provechamiento de todas las disponibilidades existentes.

8. A N E X O S

ANEXO 1

RESULTADOS DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA

PROYECCION DE LA DEMANDA DE DAULE

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV O/O	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD O/O	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC O/O	DEMANDA POTEN (KW)
1973	12.58	37.0	16.1	0.77	0.30	522.2	402.5	394.3	78.7	1397.9	17.5	1694.4	34.5	560.6
1974	13.17	46.1	13.0	1.01	0.36	742.5	625.2	861.7	126.3	2355.8	16.9	2837.5	34.9	927.4
1975	13.74	54.5	11.0	1.24	0.42	993.0	849.3	941.5	164.8	2948.7	16.5	3535.7	35.1	1146.6
1976	14.39	60.0	10.0	1.43	0.46	1230.3	1022.2	1028.7	197.8	3479.2	16.2	4156.8	35.3	1340.4
1977	15.01	66.6	9.0	1.66	0.50	1517.6	1200.7	1450.0	226.6	4395.1	16.0	5232.3	35.5	1677.8
1978	15.64	73.4	8.1	1.91	0.54	1854.2	1394.8	2140.9	254.6	5644.6	15.7	6694.8	37.0	2067.0
1979	16.28	80.0	7.5	2.17	0.58	2214.0	1611.7	2397.5	293.2	6506.6	15.5	7703.8	37.2	2360.8
1980	16.91	85.7	7.0	2.41	0.62	2560.6	1821.4	3066.2	310.2	7758.6	15.3	9164.4	37.5	2789.7
1981	17.53	86.9	6.9	2.54	0.63	2789.5	1937.1	3446.8	337.4	8511.0	15.1	10034.2	37.6	3038.3
1982	18.15	88.2	6.8	2.66	0.64	3018.7	2037.0	3878.2	363.0	9297.0	14.9	10937.7	38.5	3243.1
1983	18.78	89.5	6.7	2.80	0.65	3265.4	2180.9	4357.3	390.1	10203.9	14.8	11981.5	39.0	3498.1
1984	19.43	90.9	6.6	2.94	0.67	3534.0	2330.5	4922.2	417.9	11204.7	14.6	13135.7	39.7	3767.6
1985	20.12	92.3	6.5	3.09	0.69	3825.8	2486.3	5980.8	444.6	12737.9	14.5	14915.4	40.5	4204.1
1986	20.82	93.7	6.3	3.25	0.71	4141.8	2648.7	5753.3	472.6	14016.6	14.4	16382.2	41.0	4559.0
1987	21.55	95.2	6.3	3.42	0.73	4484.1	2819.6	7632.7	501.6	15438.2	14.3	18016.3	41.5	4955.8
1988	22.30	96.7	6.1	3.59	0.75	4855.8	3001.7	8635.6	531.8	17025.1	14.1	19842.6	42.0	5393.2
1989	23.08	98.3	6.1	3.78	0.77	5261.4	3194.8	9781.6	563.6	19801.5	14.0	21887.7	42.4	5879.0
1990	23.89	100.0	6.0	3.98	0.79	5705.7	3399.5	11094.1	597.2	20796.6	14.0	24182.1	43.0	6419.8
TASAS	O/O													
	3.84			10.08	5.89	15.10	13.37	21.68	12.65	17.21		16.92		15.42

PROYECCION DE LA DEMANDA DE SANTA LUCIA

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	COMER	INDUS	ALUMB OTROS	TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	FC 0/0	POTEN (KW)
1973	2.38	20.0	30.0	0.07	0.05	34.3	62.8	3.3	35.7	136.2	17.5	165.2	28.0	67.3
1974	2.45	21.1	28.3	0.08	0.04	61.9	68.5	3.3	38.3	172.2	16.9	207.5	28.3	83.7
1975	2.52	26.0	23.0	0.10	0.05	92.7	86.3	3.5	41.6	224.2	16.5	268.8	28.5	107.6
1976	2.59	35.2	17.0	0.15	0.06	135.9	119.9	3.6	44.8	304.3	16.2	363.6	29.0	143.0
1977	2.66	44.4	13.5	0.19	0.08	182.9	159.8	76.5	47.2	466.6	16.0	555.5	31.6	200.6
1978	2.73	51.2	11.7	0.23	0.09	223.7	208.6	399.7	49.7	881.9	15.7	1046.8	38.0	314.4
1979	2.80	56.6	10.6	0.26	0.09	259.8	233.4	443.5	51.9	988.8	15.5	1170.7	39.0	342.6
1980	2.88	60.0	10.0	0.28	0.10	299.0	255.7	640.3	54.4	1239.6	15.3	1464.3	40.0	417.8
1981	2.95	62.5	9.6	0.30	0.10	316.7	275.0	714.9	56.6	1363.3	15.1	1607.3	40.5	451.9
1982	3.03	65.2	9.2	0.32	0.10	347.3	293.7	799.1	58.5	1498.8	14.9	1763.3	41.1	488.5
1983	3.11	67.9	8.8	0.35	0.10	380.9	313.3	893.9	60.5	1648.7	14.8	1936.0	41.7	528.7
1984	3.19	70.5	8.5	0.37	0.11	415.8	332.2	1000.8	62.5	1811.4	14.6	2123.6	42.4	571.2
1985	3.27	72.7	8.2	0.39	0.11	450.1	350.1	1514.0	64.4	2378.7	14.5	2785.4	43.3	739.4
1986	3.35	75.0	8.0	0.41	0.11	487.6	368.9	1701.0	66.4	2623.9	14.4	3066.7	43.2	809.6
1987	3.43	77.4	7.7	0.44	0.12	528.5	391.0	1912.1	68.2	2900.0	14.3	3384.3	43.3	890.1
1988	3.52	80.0	7.5	0.46	0.12	573.6	416.1	2150.4	70.0	3210.2	14.1	3741.5	43.5	979.6
1989	3.60	82.7	7.2	0.49	0.12	622.9	442.9	2419.4	71.8	3557.2	14.0	4141.1	43.7	1079.3
1990	3.69	85.7	7.0	0.52	0.13	677.0	469.6	2723.1	73.8	3943.6	14.0	4585.6	44.0	1189.7
TASAS	0/0 2.60			11.77	5.85	19.16	12.55	48.44	4.35	21.88		21.59		18.40

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PIEDRAHITA

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	2.08	22.2	27.0	0.07	0.04	49.3	67.3	38.6	57.9	213.3	17.5	258.6	29.9	98.4
1974	2.16	25.5	23.5	0.09	0.05	66.2	93.9	42.8	58.6	261.7	16.9	315.2	30.6	117.4
1975	2.24	30.0	20.0	0.11	0.06	86.9	122.6	47.4	60.0	317.2	16.5	380.3	30.5	141.8
1976	2.32	36.5	16.4	0.14	0.07	115.5	154.6	52.5	61.5	384.3	16.2	459.1	31.5	166.4
1977	2.40	47.6	12.6	0.19	0.08	161.7	205.3	123.9	62.5	553.6	16.0	659.1	35.0	214.9
1978	2.48	57.6	10.4	0.23	0.10	209.4	253.3	389.2	63.9	916.0	15.7	1087.2	39.0	318.2
1979	2.57	68.1	8.9	0.29	0.11	262.9	302.2	431.9	65.5	1062.4	15.5	1257.9	39.5	363.5
1980	2.65	75.0	8.0	0.33	0.12	305.9	332.4	527.4	67.4	1233.3	15.3	1456.8	40.0	414.7
1981	2.74	77.9	7.7	0.35	0.12	334.4	348.7	587.5	69.1	1339.9	15.1	1579.7	40.5	444.1
1982	2.82	80.0	7.5	0.37	0.12	364.8	364.8	655.0	70.9	1455.7	14.9	1712.6	41.0	475.6
1983	2.91	82.7	7.2	0.40	0.12	398.7	383.9	730.9	72.9	1586.6	14.8	1863.0	41.5	511.2
1984	3.00	85.7	7.0	0.42	0.13	436.0	404.6	816.2	75.1	1732.2	14.6	2030.7	42.0	550.6
1985	3.09	88.2	6.8	0.45	0.13	473.8	425.1	912.2	77.3	1888.6	14.5	2211.5	42.5	592.6
1986	3.18	90.9	6.6	0.48	0.13	514.9	448.9	1020.3	79.6	2063.8	14.4	2412.1	43.0	638.8
1987	3.27	93.8	6.3	0.51	0.13	560.8	479.1	1142.0	81.8	2263.9	14.3	2641.9	43.6	691.6
1988	3.36	96.7	6.2	0.54	0.14	609.0	512.3	1279.1	84.1	2484.6	14.1	2895.8	44.1	749.6
1989	3.45	99.0	6.0	0.57	0.14	656.7	543.2	1433.8	86.4	2719.6	14.0	3166.1	44.5	810.9
1990	3.55	100.0	6.0	0.59	0.14	697.9	564.7	1608.4	88.8	2959.9	14.0	3441.8	45.0	873.1
TASAS	0/0 3.18			12.73	7.17	16.85	13.32	24.52	2.54	16.73		16.44		13.70

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PETRILLO

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	0.91	10.5	56.8	0.01	0.01	9.5	15.9	81.3	2.4	109.3	17.5	132.5	20.0	75.6
1974	0.92	20.0	30.0	0.02	0.01	20.1	26.8	94.2	15.1	156.2	16.9	188.2	20.3	105.6
1975	0.94	33.3	18.0	0.05	0.02	37.0	46.6	108.3	15.6	207.7	16.5	249.0	21.0	135.3
1976	0.96	40.0	15.0	0.06	0.02	48.2	57.6	124.0	16.1	246.1	16.2	294.0	22.4	149.8
1977	0.98	45.4	13.2	0.07	0.02	59.3	66.1	141.5	16.7	283.8	16.0	337.9	25.0	154.2
1978	1.00	51.7	11.5	0.08	0.02	72.9	75.7	203.5	17.2	369.5	15.7	438.6	28.0	176.8
1979	1.02	58.8	10.2	0.10	0.03	88.9	85.8	231.6	17.6	424.0	15.5	502.0	32.0	179.1
1980	1.04	66.6	9.0	0.11	0.03	106.8	94.7	263.5	18.1	483.3	15.3	570.9	36.0	181.0
1981	1.06	67.4	8.9	0.11	0.03	113.4	93.2	299.4	18.6	524.8	15.1	618.7	38.5	183.4
1982	1.08	68.1	8.8	0.12	0.02	120.0	91.0	339.6	19.1	569.9	14.9	670.4	39.0	196.2
1983	1.10	68.9	8.7	0.12	0.02	126.4	88.7	384.7	19.6	619.6	14.8	727.5	38.9	212.9
1984	1.13	69.7	8.6	0.13	0.02	132.9	86.9	435.2	20.1	675.2	14.6	791.6	40.0	225.9
1985	1.15	70.5	8.5	0.13	0.02	139.5	85.3	491.8	20.6	737.3	14.5	863.4	43.5	226.5
1986	1.17	71.4	8.3	0.14	0.02	146.3	83.4	555.3	21.1	806.2	14.4	942.3	44.0	244.4
1987	1.20	72.2	8.3	0.14	0.02	153.2	81.8	626.7	21.5	883.3	14.3	1030.9	44.4	264.4
1988	1.22	73.1	8.1	0.14	0.02	160.2	80.9	707.2	22.0	970.4	14.1	1131.0	45.0	286.9
1989	1.24	74.0	8.1	0.15	0.02	167.4	80.4	798.4	22.4	1068.8	14.0	1244.3	45.5	312.1
1990	1.27	75.0	8.0	0.15	0.02	175.1	80.3	902.3	22.9	1180.7	14.0	1373.0	46.0	340.7
TASAS	0/0 1.99			14.47	3.73	18.67	9.96	15.20	14.04	15.02		14.74		9.25

PROYECCION DE LA DEMANDA DE LIMONAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV O/O	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD O/O	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC O/O	DEMANDA POTEN (KW)
1973	0.71	14.9	41.9	0.01	0.01	4.2	10.5	0.0	1.9	16.7	20.0	20.9	20.0	11.9
1974	0.72	21.4	28.0	0.02	0.01	7.6	14.5	0.0	11.8	34.0	19.5	42.2	20.0	24.0
1975	0.74	25.0	24.0	0.03	0.01	10.1	16.0	0.0	12.2	38.4	18.5	47.1	21.1	25.3
1976	0.75	30.0	20.0	0.03	0.01	13.7	19.2	0.0	12.6	45.6	17.3	55.2	20.5	30.6
1977	0.77	36.5	16.4	0.04	0.01	19.0	22.9	0.0	13.0	55.0	16.7	66.1	23.1	32.5
1978	0.78	41.9	14.3	0.05	0.01	24.0	26.0	52.3	13.4	115.8	16.3	138.6	34.0	46.5
1979	0.80	46.9	12.8	0.06	0.02	29.3	28.9	59.1	13.8	131.2	16.1	156.6	35.0	51.0
1980	0.81	54.5	11.0	0.07	0.02	37.1	33.4	66.8	14.1	151.6	16.0	180.6	36.0	57.2
1981	0.83	57.1	10.5	0.07	0.02	41.7	34.8	75.5	14.5	166.6	15.8	198.1	37.0	61.1
1982	0.85	58.8	10.2	0.08	0.02	45.8	34.3	85.3	14.9	180.5	15.7	214.3	38.0	64.3
1983	0.86	60.0	10.0	0.08	0.02	49.3	34.1	96.4	15.3	195.3	15.6	231.4	39.0	67.7
1984	0.88	61.3	9.7	0.09	0.01	52.9	33.7	108.9	15.7	211.3	15.4	250.1	39.9	71.3
1985	0.90	62.5	9.6	0.09	0.01	56.4	33.3	123.1	16.1	229.0	15.3	270.7	41.0	75.3
1986	0.92	63.9	9.3	0.09	0.01	60.1	33.4	139.1	16.5	249.2	15.2	294.2	41.9	79.9
1987	0.93	65.2	9.2	0.10	0.01	63.6	33.4	157.2	16.9	271.2	15.2	319.9	43.0	84.9
1988	0.95	65.8	9.1	0.10	0.01	66.6	32.9	177.7	17.2	294.4	15.1	346.9	44.0	90.0
1989	0.97	66.2	9.0	0.10	0.01	69.3	32.2	200.8	17.5	319.9	15.0	376.5	44.9	95.5
1990	0.99	66.6	9.0	0.11	0.01	72.0	31.5	226.9	17.9	348.3	14.9	409.8	46.0	101.7
TASAS	O/O 2.00			11.65	0.60	18.05	6.64	37.58	14.04	19.53		19.11		13.41

PROYECCION DE LA DEMANDA DE LAS ANIMAS

ANO	POBLAC (MILES)	POR SERV 0/0	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	COMER	INDUS	ALUMB OTROS	TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	FC 0/0	POTEN (KW)
1973	0.88	10.5	56.8	0.01	0.01	8.0	12.6	0.0	2.3	23.1	20.5	29.1	20.0	16.6
1974	0.90	20.0	30.0	0.03	0.01	16.7	20.6	0.0	14.6	52.0	20.0	65.1	20.0	36.9
1975	0.92	33.3	18.0	0.05	0.02	30.0	34.4	0.0	15.1	79.7	19.5	99.0	21.1	53.3
1976	0.93	40.0	15.0	0.06	0.02	38.4	42.0	0.0	15.7	96.1	19.0	118.7	21.2	63.7
1977	0.95	45.4	13.2	0.07	0.02	46.6	48.0	0.0	16.2	111.0	18.6	136.5	23.4	67.1
1978	0.97	51.7	11.5	0.08	0.02	56.5	55.0	47.5	16.7	175.8	18.3	215.5	29.9	82.0
1979	0.99	58.8	10.2	0.09	0.03	68.1	62.7	53.7	17.1	201.8	18.1	246.7	30.7	91.4
1980	1.01	66.6	9.0	0.11	0.03	81.8	70.1	60.7	17.6	230.4	17.8	280.6	31.6	101.3
1981	1.03	67.4	8.9	0.11	0.03	86.7	69.7	68.6	18.1	243.2	17.6	295.6	32.3	104.1
1982	1.05	68.1	8.8	0.12	0.03	91.5	69.0	77.5	18.6	256.7	17.5	311.2	33.1	107.0
1983	1.07	68.9	8.7	0.12	0.03	96.1	67.9	87.6	19.1	270.9	17.2	327.5	34.0	109.9
1984	1.09	69.7	8.6	0.12	0.03	101.0	67.0	99.0	19.5	286.8	17.0	345.9	34.7	113.4
1985	1.12	70.5	8.5	0.13	0.03	106.1	66.2	111.9	20.0	304.4	16.8	366.3	35.5	117.4
1986	1.14	71.4	8.3	0.13	0.03	111.1	65.0	126.5	20.5	323.2	16.6	388.0	36.3	121.6
1987	1.16	72.2	8.3	0.14	0.03	116.3	63.9	142.9	20.9	344.2	16.4	412.2	37.1	126.5
1988	1.18	73.1	8.1	0.14	0.03	121.7	63.6	161.5	21.4	368.3	16.2	440.1	38.0	132.2
1989	1.21	74.0	8.1	0.14	0.03	127.3	63.5	182.5	21.8	395.3	16.1	471.4	38.9	138.3
1990	1.23	75.0	8.0	0.15	0.03	133.2	63.6	206.2	22.2	425.4	16.0	506.4	40.0	144.5
TASAS	0/0 2.00			14.47	3.74	17.91	0.94	36.81	14.04	18.66		18.28		13.55

PROYECCION DE LA DEMANDA DE LAUREL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	1.43	15.3	39.0	0.03	0.01	10.3	12.5	0.0	13.1	36.0	20.0	45.0	20.0	25.6
1974	1.45	20.7	28.8	0.05	0.01	16.0	17.1	0.0	13.3	46.5	19.5	57.8	22.6	29.0
1975	1.48	26.0	22.3	0.06	0.01	24.0	22.4	0.0	13.8	60.3	18.5	74.0	23.5	35.9
1976	1.51	33.1	18.1	0.08	0.02	33.5	28.5	0.0	14.7	76.8	17.3	93.0	26.5	40.0
1977	1.54	40.0	15.0	0.10	0.02	44.3	35.4	0.0	16.0	95.8	16.7	115.1	29.9	43.8
1978	1.57	47.2	12.7	0.12	0.02	57.1	43.0	0.0	17.6	117.9	16.3	141.0	32.0	50.3
1979	1.61	53.5	11.2	0.14	0.03	69.7	50.4	0.0	19.5	139.7	16.1	166.7	32.3	58.9
1980	1.64	60.0	10.0	0.16	0.03	82.9	57.8	199.8	21.0	361.6	16.0	430.8	40.0	122.9
1981	1.67	65.2	9.2	0.18	0.03	95.6	64.6	225.7	22.4	408.5	15.8	485.7	40.7	135.9
1982	1.71	69.7	8.6	0.19	0.03	108.3	71.3	255.1	23.5	458.4	15.7	544.1	41.5	149.3
1983	1.74	73.7	8.1	0.21	0.03	121.1	77.5	288.2	24.5	511.5	15.6	606.2	42.3	163.2
1984	1.77	76.9	7.8	0.22	0.04	133.3	83.1	325.7	25.4	567.8	15.4	671.9	43.2	177.4
1985	1.81	78.9	7.6	0.23	0.04	144.4	88.1	422.8	26.3	681.6	15.3	805.7	44.0	209.0
1986	1.85	81.0	7.4	0.25	0.04	156.2	93.1	477.9	27.1	754.3	15.2	890.6	44.4	228.7
1987	1.88	82.9	7.2	0.26	0.04	168.3	97.8	539.9	27.8	833.9	15.2	983.4	44.8	250.6
1988	1.92	84.5	7.1	0.27	0.04	180.3	102.1	610.1	28.5	921.1	15.1	1085.2	45.1	274.0
1989	1.96	85.4	7.0	0.27	0.04	191.6	106.5	689.4	29.2	1016.8	15.0	1196.9	45.5	299.6
1990	2.00	85.7	7.0	0.28	0.04	201.7	110.9	779.0	30.0	1121.8	14.9	1319.8	46.0	327.5
TASAS	0/0 2.00			12.84	7.00	19.09	13.58	47.94	4.99	22.41		21.98		16.15

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA A-URBANA

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV O/O	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD O/O	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC O/O	DEMANDA POTEN (KW)
1973	20.98	29.1	20.5	1.01	0.45	638.2	584.5	517.6	192.3	1932.8	17.6	2345.9	31.2	856.3
1974	21.80	36.5	16.4	1.32	0.53	931.4	866.8	1002.1	278.3	3078.8	17.0	3713.8	32.0	1324.2
1975	22.59	44.3	13.5	1.67	0.62	1274.1	1178.0	1100.8	323.4	3876.4	16.7	4654.2	32.2	1646.3
1976	23.48	50.6	11.8	1.98	0.69	1615.9	1444.3	1208.9	363.5	4632.7	16.3	5540.7	32.7	1934.2
1977	24.33	58.0	10.3	2.35	0.77	2031.9	1738.5	1792.1	398.5	5961.2	16.0	7102.6	33.9	2391.2
1978	25.21	65.1	9.2	2.73	0.84	2498.1	2056.6	3233.5	433.4	8221.8	15.8	9767.7	36.4	3057.5
1979	26.09	72.0	8.3	3.13	0.91	2992.9	2375.2	3617.6	469.0	9454.8	15.6	11204.7	37.0	3447.7
1980	26.96	77.9	7.6	3.50	0.97	3464.5	2665.9	4825.0	503.2	11458.7	15.4	13548.6	37.8	4085.0
1981	27.83	79.7	7.5	3.70	0.98	3778.2	2823.4	5418.8	537.0	12557.6	15.2	14819.6	38.2	4419.1
1982	28.71	81.5	7.3	3.90	0.99	4096.8	2961.4	6090.1	568.8	13717.3	15.0	16153.9	39.0	4724.3
1983	29.60	83.2	7.2	4.11	1.01	4438.2	3146.7	6849.3	602.4	15036.8	14.9	17673.5	39.6	5092.0
1984	30.52	85.0	7.0	4.32	1.03	4806.2	3338.5	7708.4	636.5	16489.7	14.7	19349.8	40.3	5477.6
1985	31.47	86.6	6.9	4.54	1.05	5196.3	3534.7	9556.9	669.5	18957.7	14.6	22218.6	41.1	6164.7
1986	32.45	88.3	6.7	4.77	1.07	5618.3	3741.5	10773.5	703.9	20837.5	14.5	24376.4	41.6	6682.6
1987	33.45	90.1	6.6	5.02	1.10	6075.1	3966.9	12153.8	739.1	22935.0	14.3	26789.2	42.0	7264.1
1988	34.48	91.8	6.5	5.27	1.13	6567.3	4209.9	13721.9	775.3	25274.5	14.2	29483.6	42.5	7905.7
1989	35.54	93.5	6.4	5.54	1.15	7096.4	4463.7	15506.1	813.1	27879.5	14.1	32484.4	43.0	8615.0
1990	36.64	95.1	6.3	5.81	1.18	7662.8	4720.4	17540.2	853.0	30776.7	14.0	35818.7	43.5	9397.1
TASAS	O/O													
	3.33			10.78	5.84	15.74	13.07	23.02	9.15	17.68		17.39		15.13

// XEQ MERCA

PROYECCION DE LA DEMANDA DE DAULE-RURAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	29.01	1.2	500.0	0.05	0.02	12.8	6.9	0.0	28.0	47.8	20.5	60.1	19.0	36.1
1974	28.19	2.0	300.0	0.09	0.03	23.7	14.4	0.0	30.2	68.4	20.0	85.6	20.1	48.4
1975	28.36	4.0	150.0	0.18	0.07	52.9	32.1	0.0	36.8	121.9	19.5	151.4	21.2	81.3
1976	28.56	6.0	100.0	0.28	0.10	87.1	50.8	0.0	45.6	183.6	19.0	226.7	22.2	116.3
1977	28.78	12.0	50.0	0.57	0.19	185.3	108.5	0.0	54.6	348.5	18.6	428.7	23.2	210.5
1978	29.02	24.3	24.6	1.17	0.37	397.6	225.9	0.0	60.9	684.5	18.3	838.8	24.3	392.4
1979	29.29	42.8	14.0	2.09	0.63	740.3	408.2	0.0	70.2	1218.8	18.1	1490.0	25.2	672.3
1980	29.55	75.0	8.0	3.69	1.06	1355.6	721.6	0.0	79.7	2157.0	17.8	2627.3	26.1	1146.9
1981	29.84	75.9	7.9	3.77	1.03	1435.3	733.4	0.0	89.5	2258.3	17.6	2744.0	27.0	1160.1
1982	30.15	76.9	7.8	3.86	0.99	1507.5	737.9	0.0	99.4	2344.9	17.5	2842.3	27.5	1175.6
1983	30.48	77.9	7.7	3.95	0.96	1583.3	745.8	0.0	109.7	2438.9	17.2	2949.1	28.1	1193.8
1984	30.82	78.9	7.6	4.05	0.93	1662.7	750.8	0.0	120.2	2533.8	17.0	3056.5	28.7	1211.5
1985	31.18	80.0	7.5	4.15	0.89	1746.0	746.3	0.0	130.9	2623.3	16.8	3156.8	29.3	1225.7
1986	31.56	81.0	7.3	4.26	0.86	1829.6	740.9	0.0	145.1	2715.7	16.6	3260.2	29.9	1240.5
1987	31.96	82.1	7.3	4.37	0.82	1917.6	730.3	0.0	160.1	2808.0	16.4	3362.7	30.5	1257.7
1988	32.37	83.3	7.1	4.49	0.78	2010.0	716.1	0.0	174.8	2900.9	16.2	3465.9	30.9	1276.3
1989	32.81	84.5	7.1	4.62	0.74	2107.2	699.9	0.0	188.3	2995.5	16.1	3571.6	31.4	1295.1
1990	33.26	85.7	7.0	4.75	0.71	2209.4	684.2	0.0	199.5	3093.1	16.0	3682.3	32.0	1313.9
TASAS	0/0 1.01			29.84	22.56	35.33	30.99	*****	12.24	27.79		27.37		23.53

PROYECCION DE LA DEMANDA STA.LUCIA-RURAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	14.57	1.2	500.0	0.02	0.01	6.7	3.6	0.0	14.5	24.8	20.5	31.3	19.0	18.8
1974	15.38	1.9	302.1	0.05	0.02	12.8	7.8	0.0	16.5	37.2	20.0	46.5	20.1	26.3
1975	16.19	3.3	180.0	0.08	0.03	25.1	15.2	0.0	21.0	61.5	19.5	76.4	21.2	41.0
1976	17.00	5.4	111.0	0.15	0.05	46.7	27.2	0.0	27.2	101.1	19.0	124.9	22.2	64.0
1977	17.84	8.2	72.5	0.24	0.08	79.2	46.4	0.0	33.8	159.5	18.6	196.2	23.2	96.3
1978	18.72	12.0	50.0	0.37	0.11	126.5	71.8	0.0	39.3	237.7	18.3	291.4	24.3	136.3
1979	19.65	16.2	37.0	0.53	0.16	188.0	103.6	0.0	47.1	338.8	18.1	414.2	25.2	188.8
1980	20.62	20.0	30.0	0.68	0.19	252.2	134.2	0.0	55.6	442.2	17.8	538.6	26.1	235.1
1981	21.64	21.8	27.5	0.78	0.21	299.0	152.8	0.0	64.9	516.7	17.6	627.8	27.0	265.4
1982	22.70	24.0	25.0	0.90	0.23	354.1	173.3	0.0	74.9	602.3	17.5	730.1	27.5	302.0
1983	23.81	26.2	22.8	1.04	0.25	417.1	196.4	0.0	85.7	699.3	17.2	845.5	28.1	342.3
1984	24.97	28.5	21.0	1.18	0.27	487.5	220.1	0.0	97.3	805.1	17.0	971.1	28.7	384.9
1985	26.19	30.7	19.5	1.34	0.28	564.0	241.1	0.0	109.9	915.2	16.8	1101.3	29.3	427.6
1986	27.47	33.3	18.0	1.52	0.30	654.7	265.1	0.0	126.3	1046.2	16.6	1255.9	29.9	477.9
1987	28.81	35.6	16.8	1.70	0.32	748.8	285.2	0.0	144.3	1178.4	16.4	1411.2	30.5	527.6
1988	30.20	37.5	16.0	1.88	0.33	843.7	300.6	0.0	163.0	1307.4	16.2	1562.1	30.9	575.2
1989	31.66	38.9	15.3	2.05	0.33	937.4	311.3	0.0	181.7	1430.5	16.1	1705.7	31.4	618.5
1990	33.19	40.0	15.0	2.21	0.33	1028.8	318.6	0.0	199.1	1546.6	16.0	1841.2	32.0	656.8
TASAS	0/0 4.96			29.00	21.77	34.46	30.14	*****	16.62	27.49		27.08		23.24

PROYECCION DE LA DEMANDA PIEDRAHITA-RURA

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	5.17	1.2	500.0	0.01	0.00	2.3	1.2	0.0	5.1	8.8	20.5	11.1	19.0	6.6
1974	5.28	1.9	302.1	0.01	0.00	4.4	2.6	0.0	5.6	12.7	20.0	16.0	20.1	9.0
1975	5.42	3.3	180.0	0.03	0.01	8.4	5.1	0.0	7.0	20.6	19.5	25.6	21.2	13.7
1976	5.57	5.4	111.0	0.05	0.01	15.3	8.9	0.0	8.9	33.1	19.0	40.9	22.2	21.0
1977	5.72	8.2	72.5	0.07	0.02	25.4	14.8	0.0	10.8	51.1	18.6	62.9	23.2	30.9
1978	5.87	12.0	50.0	0.11	0.03	39.7	22.5	0.0	12.3	74.6	18.3	91.4	24.3	42.8
1979	6.03	16.2	37.0	0.16	0.04	57.7	31.8	0.0	14.4	104.0	18.1	127.2	25.2	57.4
1980	6.20	20.0	30.0	0.20	0.05	75.8	40.3	0.0	16.7	132.9	17.8	161.9	26.1	70.7
1981	6.36	21.8	27.5	0.23	0.06	87.9	44.9	0.0	19.1	152.0	17.6	184.7	27.0	78.1
1982	6.54	24.0	25.0	0.26	0.06	102.0	49.9	0.0	21.5	173.5	17.5	210.3	27.5	87.0
1983	6.71	26.2	22.9	0.29	0.07	117.6	55.4	0.0	24.1	197.2	17.2	238.5	28.1	96.5
1984	6.89	28.5	21.0	0.32	0.07	134.6	60.8	0.0	26.9	222.3	17.0	268.2	28.7	106.3
1985	7.08	30.7	19.5	0.36	0.07	152.5	65.2	0.0	29.7	247.5	16.8	297.8	29.3	115.6
1986	7.27	33.3	18.0	0.40	0.08	173.3	70.2	0.0	33.4	277.0	16.6	332.6	29.9	126.5
1987	7.47	35.6	16.9	0.44	0.08	194.2	73.9	0.0	37.4	305.6	16.4	366.0	30.5	136.9
1988	7.67	37.5	16.0	0.47	0.08	214.3	76.3	0.0	41.4	332.1	16.2	396.8	30.9	146.1
1989	7.88	38.9	15.3	0.51	0.08	233.3	77.5	0.0	45.2	356.0	16.1	424.5	31.4	153.9
1990	8.09	40.0	15.0	0.53	0.08	250.8	77.6	0.0	48.5	377.0	16.0	448.9	32.0	160.1
TASAS 0/0	2.66			26.18	19.10	31.51	27.29	*****	14.07	24.70		24.30		20.54

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA A-RURAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	47.75	1.2	500.0	0.09	0.03	21.9	11.8	0.0	47.7	81.5	20.4	102.6	19.0	61.6
1974	48.84	1.9	300.9	0.16	0.06	41.0	24.9	0.0	52.5	118.5	20.0	148.2	20.1	83.8
1975	49.97	3.7	161.6	0.30	0.11	86.5	52.5	0.0	64.9	204.0	19.4	253.4	21.2	136.1
1976	51.13	5.7	104.5	0.48	0.17	149.1	87.0	0.0	81.8	318.0	19.0	392.6	22.2	201.4
1977	52.34	10.3	58.1	0.90	0.30	289.9	169.8	0.0	99.4	559.3	18.7	687.9	23.2	337.7
1978	53.62	18.6	32.1	1.66	0.53	563.9	320.3	0.0	112.6	996.9	18.3	1221.7	24.3	571.6
1979	54.96	30.4	19.7	2.78	0.84	986.1	543.7	0.0	131.9	1661.8	18.1	2031.5	25.2	916.6
1980	56.37	48.8	12.2	4.58	1.32	1683.7	896.2	0.0	152.2	2732.2	17.9	3327.8	26.1	1452.7
1981	57.84	49.7	12.0	4.79	1.31	1822.3	931.2	0.0	173.5	2927.1	17.7	3556.6	27.0	1503.7
1982	59.38	50.8	11.7	5.03	1.29	1963.6	961.2	0.0	195.9	3120.9	17.5	3782.9	27.5	1564.6
1983	61.00	52.0	11.5	5.29	1.29	2118.1	997.7	0.0	219.6	3335.5	17.2	4033.3	28.1	1632.7
1984	62.69	53.3	11.2	5.57	1.28	2284.9	1031.8	0.0	244.4	3561.3	17.1	4295.9	28.6	1702.8
1985	64.45	54.5	10.9	5.86	1.26	2462.7	1052.6	0.0	270.7	3786.1	16.8	4556.1	29.3	1769.0
1986	66.30	56.0	10.7	6.19	1.25	2657.7	1076.2	0.0	305.0	4039.0	16.7	4848.7	30.0	1845.0
1987	68.24	57.4	10.4	6.53	1.23	2860.7	1089.5	0.0	341.8	4292.1	16.4	5140.0	30.5	1922.5
1988	70.25	58.6	10.2	6.86	1.20	3068.1	1093.0	0.0	379.3	4540.6	16.2	5424.9	31.0	1997.6
1989	72.35	59.6	10.0	7.18	1.16	3278.0	1088.8	0.0	415.2	4782.1	16.1	5701.8	31.4	2067.6
1990	74.54	60.3	9.9	7.50	1.12	3489.1	1080.5	0.0	447.2	5016.9	16.0	5972.5	32.0	2130.6
TASAS	0/0 2.65			29.26	22.01	34.73	30.40	*****	14.06	27.41		27.00		23.17

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA A

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV %	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	COMER	INDUS	ALUMB OTROS	TOTAL	PERD %	DEMANDA ENERGIA (MWH)	FC %	POTEN (KW)
1973	69.74	9.7	61.6	1.11	0.48	660.2	506.4	517.6	240.1	2014.4	17.7	2448.5	30.4	918.0
1974	70.64	12.6	47.3	1.49	0.60	972.4	891.8	1002.1	330.8	3197.3	17.2	3862.0	31.3	1408.1
1975	72.57	16.3	36.6	1.99	0.74	1360.6	1230.5	1100.8	388.4	4080.5	16.8	4907.7	31.4	1782.5
1976	74.61	19.8	30.2	2.47	0.86	1765.0	1531.3	1208.9	445.3	4950.7	16.5	5933.3	31.7	2135.6
1977	76.67	25.4	23.5	3.25	1.07	2321.9	1908.4	1792.1	497.9	6520.5	16.3	7790.8	32.5	2729.0
1978	78.83	33.5	17.9	4.40	1.37	3062.1	2377.0	3233.5	546.0	9218.7	16.1	10989.5	34.5	3629.1
1979	81.05	43.9	13.6	5.81	1.76	3979.0	2919.0	3617.6	600.9	11116.6	16.0	13236.3	34.6	4364.3
1980	83.33	58.2	10.3	8.09	2.29	5148.2	3562.1	4825.0	655.4	14190.9	15.9	16876.5	34.7	5537.8
1981	85.68	59.5	10.0	8.49	2.29	5600.6	3754.7	5418.8	710.6	15484.8	15.7	18378.3	35.4	5922.9
1982	88.10	60.8	9.9	8.93	2.29	6060.5	3922.7	6090.1	764.8	16838.2	15.5	19936.8	36.1	6289.0
1983	90.61	62.2	9.6	9.40	2.30	6556.4	4144.4	6849.3	822.0	18372.3	15.3	21706.9	36.8	6724.7
1984	93.21	63.7	9.4	9.90	2.31	7091.1	4370.3	7708.4	881.0	20051.1	15.2	23645.8	37.5	7180.4
1985	95.93	65.1	9.2	10.41	2.31	7659.1	4587.4	9556.9	940.2	22743.8	15.0	26774.7	38.5	7933.7
1986	98.75	66.6	8.9	10.97	2.33	8276.1	4817.8	10773.5	1009.0	24876.5	14.8	29229.2	39.1	8527.5
1987	101.69	68.1	8.8	11.55	2.33	8935.8	5056.4	12153.8	1081.0	27227.2	14.7	31929.2	39.6	9186.7
1988	104.73	69.5	8.6	12.14	2.33	9635.5	5303.0	13721.9	1154.6	29815.1	14.5	34908.5	40.2	9903.4
1989	107.89	70.9	8.4	12.73	2.32	10374.5	5552.6	15506.1	1228.3	32661.7	14.4	38185.2	40.8	10682.9
1990	111.18	71.3	8.3	13.31	2.30	11152.0	5801.0	17540.2	1300.3	35793.6	14.3	41791.2	41.3	11527.7
TASAS	% 2.96			15.70	9.56	18.09	14.31	23.02	10.44	18.44		18.16		16.04

PROYECCION DE LA DEMANDA DE LAS LOMAS

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	2.89	14.6	41.0	0.07	0.05	27.7	51.9	8.3	28.1	116.1	17.1	140.2	26.0	61.5
1974	2.95	16.4	36.5	0.08	0.05	35.6	68.6	10.6	45.5	160.5	16.8	193.1	27.5	80.1
1975	3.01	19.3	31.0	0.09	0.06	47.2	90.0	12.1	50.7	200.0	16.5	239.9	29.0	94.4
1976	3.08	24.0	25.0	0.12	0.07	65.4	120.2	13.7	50.9	250.4	16.2	299.1	29.5	115.4
1977	3.15	31.5	19.0	0.16	0.09	96.4	166.8	102.0	54.3	419.7	16.0	499.6	32.0	178.2
1978	3.23	42.9	14.0	0.23	0.11	143.0	235.1	496.6	56.5	921.2	15.7	1093.5	39.0	320.0
1979	3.30	58.9	10.2	0.32	0.15	211.9	331.4	525.0	58.7	1127.2	15.5	1334.6	39.5	385.7
1980	3.37	75.0	8.0	0.42	0.18	290.9	431.6	566.8	61.3	1350.8	15.3	1595.5	40.0	455.3
1981	3.44	78.9	7.6	0.45	0.19	328.7	461.4	612.4	63.7	1466.3	15.1	1728.7	40.0	492.1
1982	3.51	81.0	7.4	0.47	0.18	361.3	477.7	662.0	65.9	1567.1	14.9	1843.6	40.2	522.2
1983	3.59	84.5	7.0	0.50	0.18	399.9	491.9	716.1	68.2	1676.2	14.8	1968.3	40.4	554.7
1984	3.66	88.2	6.8	0.53	0.18	441.8	502.6	775.0	70.3	1789.8	14.6	2098.3	40.6	588.5
1985	3.73	90.9	6.6	0.56	0.18	481.4	511.4	839.1	72.1	1904.2	14.5	2229.7	40.8	622.3
1986	3.81	93.7	6.4	0.59	0.17	524.0	511.1	909.1	73.9	2018.2	14.4	2358.8	41.0	655.1
1987	3.89	95.9	6.2	0.62	0.16	565.2	506.1	985.3	75.8	2132.5	14.3	2488.6	41.2	687.9
1988	3.96	97.5	6.1	0.64	0.15	605.2	496.7	1068.5	77.8	2248.3	14.1	2620.4	41.5	720.8
1989	4.03	98.8	6.0	0.66	0.14	644.9	482.3	1159.3	79.9	2366.6	14.0	2755.0	41.7	753.6
1990	4.11	100.0	6.0	0.68	0.13	685.5	462.4	1258.5	82.2	2488.7	14.0	2893.8	42.0	786.5
TASAS 0/0	2.08			14.31	5.68	20.77	13.72	34.35	6.51	19.75		19.48		16.16

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ISIDRO AYORA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1973	1.66	15.3	39.0	0.04	0.01	12.0	14.6	0.8	15.3	42.8	17.1	51.7	20.0	29.5
1974	1.71	20.7	28.8	0.05	0.01	18.9	20.1	0.8	15.7	55.6	16.8	66.9	22.7	33.5
1975	1.76	26.9	22.3	0.07	0.02	28.5	26.7	0.8	16.4	72.6	16.5	87.0	23.5	42.2
1976	1.82	33.1	18.1	0.10	0.02	40.2	34.2	0.8	17.7	93.0	16.2	111.1	25.0	50.7
1977	1.87	40.0	15.0	0.12	0.02	53.7	42.9	52.2	19.4	168.3	16.0	200.4	29.9	76.2
1978	1.93	47.2	12.7	0.15	0.03	69.9	52.6	96.4	21.5	240.5	15.7	285.5	32.0	101.8
1979	1.98	53.5	11.2	0.17	0.03	85.9	62.1	103.5	24.0	275.7	15.5	326.4	32.3	115.0
1980	2.04	60.0	10.0	0.20	0.04	103.0	71.8	127.9	26.1	329.0	15.3	388.6	32.8	134.8
1981	2.09	65.2	9.2	0.22	0.04	119.7	81.0	138.8	28.0	367.7	15.1	433.5	33.3	148.1
1982	2.15	69.7	8.6	0.25	0.04	136.6	90.0	150.8	29.7	407.3	14.9	479.2	33.8	161.3
1983	2.21	73.7	8.1	0.27	0.04	153.9	99.6	164.3	31.2	448.1	14.8	526.2	34.4	174.3
1984	2.27	76.9	7.8	0.29	0.05	170.7	106.5	179.4	32.5	489.2	14.6	573.6	35.0	187.0
1985	2.33	78.9	7.6	0.30	0.05	186.1	113.5	196.2	33.9	529.8	14.5	620.4	35.5	199.5
1986	2.40	81.0	7.4	0.32	0.05	202.7	120.8	215.1	35.2	573.9	14.4	670.7	36.0	212.7
1987	2.46	82.9	7.2	0.34	0.05	219.7	127.6	236.2	36.3	620.1	14.3	723.6	36.4	226.3
1988	2.52	84.5	7.1	0.35	0.05	236.7	134.1	259.9	37.4	668.4	14.1	779.0	37.0	240.3
1989	2.59	85.4	7.0	0.36	0.05	253.0	140.6	286.5	38.6	718.8	14.0	836.8	37.4	254.7
1990	2.66	85.7	7.0	0.37	0.05	267.8	147.4	316.3	39.9	771.5	14.0	897.1	38.0	269.5
TASAS	0/0 2.78			13.71	7.82	20.00	14.55	42.11	5.79	18.54		18.27		13.89

PROYECCION DE LA DEMANDA DE SABANILLA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	0.68	18.3	32.6	0.02	0.00	6.8	9.4	0.0	5.2	21.5	20.5	27.1	19.0	16.2
1974	0.70	24.0	25.0	0.02	0.01	9.7	12.4	0.0	5.1	27.3	20.0	34.2	20.1	19.3
1975	0.71	30.0	20.0	0.03	0.01	13.8	16.3	0.0	5.9	36.2	19.5	45.0	21.2	24.1
1976	0.72	42.9	14.0	0.05	0.01	22.2	24.6	0.0	6.6	53.5	19.0	66.1	22.2	33.9
1977	0.73	50.0	12.0	0.06	0.01	28.2	28.7	0.0	7.2	64.2	18.6	79.0	23.2	38.8
1978	0.74	55.3	10.8	0.06	0.02	33.5	32.5	0.0	7.7	73.9	18.3	90.5	24.3	42.3
1979	0.74	60.0	10.0	0.07	0.02	38.4	35.8	0.0	8.2	82.4	18.1	100.8	25.2	45.5
1980	0.74	66.6	9.0	0.08	0.02	44.2	38.9	0.0	8.5	91.7	17.8	111.7	26.1	48.7
1981	0.78	68.1	8.8	0.08	0.02	49.6	40.1	0.0	9.4	99.3	17.6	120.7	27.0	51.0
1982	0.81	69.7	8.6	0.09	0.02	54.1	41.5	0.0	9.9	105.7	17.5	128.1	27.5	52.9
1983	0.81	71.4	8.4	0.09	0.02	57.7	41.8	0.0	10.3	109.9	17.2	132.9	28.1	53.8
1984	0.82	73.1	8.2	0.10	0.02	61.9	42.0	0.0	10.7	114.8	17.0	138.5	28.7	54.9
1985	0.84	75.0	8.0	0.10	0.01	66.8	42.4	0.0	11.1	120.4	16.8	144.9	29.3	56.2
1986	0.85	76.9	7.7	0.10	0.01	71.9	43.2	0.0	11.7	126.8	16.6	152.3	29.9	57.9
1987	0.87	78.9	7.6	0.11	0.01	77.4	44.4	0.0	12.2	134.1	16.4	160.6	30.5	60.0
1988	0.89	81.0	7.3	0.11	0.01	83.2	46.5	0.0	12.6	142.4	16.2	170.1	30.9	62.6
1989	0.90	83.3	7.2	0.12	0.01	89.4	48.8	0.0	13.0	151.4	16.1	180.5	31.4	65.4
1990	0.91	85.7	7.0	0.13	0.01	96.1	51.1	0.0	13.5	160.8	16.0	191.4	32.0	68.3
TASAS 0/0	1.71			11.36	4.04	16.81	10.46	*****	5.67	12.55		12.18		8.79

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PEDRO CARBO

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	5.85	10.9	55.0	0.10	0.09	61.4	99.1	2.9	73.7	237.2	17.1	286.5	26.0	125.8
1974	6.19	13.5	44.3	0.13	0.11	91.0	186.8	3.0	87.7	368.6	16.8	443.5	23.1	218.9
1975	6.54	17.4	34.3	0.19	0.15	137.4	287.7	3.0	100.8	529.1	16.5	634.4	29.9	241.4
1976	6.90	23.6	25.4	0.27	0.19	211.9	412.1	1966.4	112.5	2703.0	16.2	3229.4	38.0	970.1
1977	7.26	32.7	18.3	0.39	0.25	329.4	559.5	2304.7	122.0	3315.8	16.0	3947.3	38.5	1170.4
1978	7.63	45.4	13.2	0.57	0.31	508.6	740.3	2476.9	131.6	3857.6	15.7	4578.8	39.0	1340.2
1979	8.00	59.4	10.1	0.79	0.36	729.0	904.1	2647.6	142.0	4422.9	15.5	5236.7	39.5	1513.4
1980	8.38	66.6	9.0	0.93	0.36	884.9	941.3	2830.3	152.1	4808.8	15.3	5680.2	40.0	1621.0
1981	8.77	69.7	8.6	1.01	0.34	999.3	916.2	3025.9	160.4	5102.0	15.1	6015.1	40.1	1708.1
1982	9.16	75.0	8.0	1.14	0.33	1155.5	918.9	3235.1	171.3	5481.0	14.9	6448.3	40.3	1822.0
1983	9.56	78.9	7.5	1.25	0.32	1301.7	925.2	3459.1	181.5	5867.8	14.8	6890.1	40.5	1937.2
1984	9.96	82.1	7.3	1.36	0.32	1448.4	945.6	3698.9	191.3	6284.4	14.6	7367.4	40.7	2061.3
1985	10.37	85.7	7.0	1.48	0.32	1617.7	991.4	3979.4	200.6	6789.2	14.5	7949.9	41.0	2213.4
1986	10.80	88.2	6.8	1.58	0.34	1786.7	1072.0	4257.3	210.6	7326.8	14.4	8563.3	41.1	2372.7
1987	11.22	91.6	6.5	1.71	0.35	1986.2	1164.5	4555.1	220.3	7926.3	14.3	9250.0	41.3	2550.5
1988	11.65	95.2	6.3	1.84	0.37	2207.9	1267.3	4874.1	230.2	8579.6	14.1	9999.6	41.5	2744.0
1989	12.09	98.3	6.0	1.98	0.39	2435.8	1377.0	5216.0	240.2	9269.0	14.0	10790.5	41.7	2946.8
1990	12.53	100.0	6.0	2.08	0.41	2643.8	1487.3	5582.4	250.6	9964.1	14.0	11586.2	42.0	3149.1
TASAS	0/0 4.57			19.13	9.04	24.76	17.27	55.97	7.45	24.58		24.31		20.85

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA B-URBANA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	11.10	13.0	46.1	0.24	0.17	109.0	175.1	12.0	122.5	417.7	17.3	505.6	24.7	233.2
1974	11.56	15.9	37.5	0.30	0.20	155.3	288.0	14.4	154.2	612.1	17.0	737.9	23.9	352.1
1975	12.04	20.0	29.8	0.40	0.24	227.0	420.8	16.0	173.9	838.0	16.7	1006.4	28.5	402.3
1976	12.53	26.9	22.8	0.64	0.31	339.8	591.2	1981.1	187.8	3100.1	16.3	3705.9	36.1	1170.3
1977	13.03	34.5	17.3	0.74	0.39	507.8	798.2	2459.0	203.0	3968.1	16.0	4726.5	36.8	1463.7
1978	13.53	45.6	13.1	1.02	0.48	755.1	1060.7	3060.0	217.4	5093.4	15.7	6048.4	38.2	1804.5
1979	14.03	58.4	10.2	1.36	0.57	1065.4	1333.5	3276.2	233.1	5908.3	15.5	6998.6	38.7	2059.6
1980	14.54	67.6	8.8	1.63	0.61	1323.1	1483.7	3525.2	248.3	6580.4	15.3	7776.2	39.2	2260.0
1981	15.10	71.1	8.4	1.79	0.60	1497.5	1498.8	3777.1	261.7	7035.4	15.2	8298.1	39.4	2399.4
1982	15.64	75.3	7.9	1.96	0.59	1707.7	1528.3	4048.1	276.9	7561.2	15.0	8899.3	39.7	2558.6
1983	16.19	79.0	7.5	2.13	0.58	1913.4	1557.6	4339.7	291.3	8102.1	14.8	9517.5	39.9	2720.2
1984	16.73	82.3	7.2	2.29	0.57	2123.0	1596.8	4653.4	305.0	8678.4	14.7	10177.9	40.1	2891.8
1985	17.28	85.4	7.0	2.46	0.57	2352.0	1658.9	5014.9	317.9	9343.8	14.6	10945.1	40.4	3091.6
1986	17.86	87.9	6.8	2.61	0.58	2585.4	1747.3	5381.6	331.4	10045.8	14.4	11745.3	40.6	3298.5
1987	18.44	90.7	6.6	2.79	0.59	2848.6	1842.9	5776.7	344.7	10813.1	14.3	12623.0	40.8	3524.9
1988	19.02	93.6	6.4	2.96	0.61	3133.2	1944.8	6202.6	358.1	11638.9	14.2	13569.3	41.1	3767.8
1989	19.61	96.0	6.2	3.14	0.62	3423.3	2048.9	6661.9	371.8	12506.0	14.1	14563.1	41.3	4020.8
1990	20.21	97.4	6.1	3.28	0.63	3693.4	2148.3	7157.3	386.2	13385.3	14.0	15568.7	41.5	4273.5
TASAS	0/0													
	3.58			16.61	7.83	23.08	15.88	45.61	6.98	22.62		22.33		18.65

// XEQ MERCA

PROYECCION DE LA DEMANDA DE LOMAS-RURAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POR SERV 0/0	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	2.74	1.2	500.0	0.00	0.00	1.2	0.6	0.0	2.7	4.6	20.5	5.8	19.0	3.5
1974	2.81	1.9	302.1	0.00	0.00	2.3	1.4	0.0	3.0	6.8	20.0	8.5	20.1	4.8
1975	2.88	3.3	180.0	0.01	0.00	4.4	2.7	0.0	3.7	10.9	19.5	13.6	21.2	7.3
1976	2.95	5.4	111.0	0.02	0.00	8.1	4.7	0.0	4.7	17.6	19.0	21.7	22.2	11.1
1977	3.03	8.2	72.5	0.04	0.01	13.4	7.8	0.0	5.7	27.1	18.6	33.3	23.2	16.3
1978	3.11	12.0	50.0	0.06	0.01	21.0	11.9	0.0	6.5	39.5	18.3	48.4	24.3	22.6
1979	3.19	16.2	37.0	0.08	0.02	30.5	16.8	0.0	7.6	55.0	18.1	67.2	25.2	30.3
1980	3.27	20.0	30.0	0.10	0.03	40.0	21.3	0.0	8.8	70.1	17.8	85.4	26.1	37.3
1981	3.35	21.8	27.5	0.12	0.03	46.3	23.7	0.0	10.0	80.1	17.6	97.4	27.0	41.1
1982	3.44	24.0	25.0	0.13	0.03	53.7	26.2	0.0	11.3	91.3	17.5	110.7	27.5	45.8
1983	3.53	26.2	22.8	0.15	0.03	61.8	29.1	0.0	12.7	103.7	17.2	125.4	28.1	50.7
1984	3.62	28.5	21.0	0.17	0.03	70.7	31.9	0.0	14.1	116.7	17.0	140.8	28.7	55.8
1985	3.71	30.7	19.5	0.19	0.04	80.0	34.2	0.0	15.6	129.8	16.8	156.2	29.3	60.6
1986	3.80	33.3	18.0	0.21	0.04	90.7	36.7	0.0	17.5	145.0	16.6	174.1	29.9	66.2
1987	3.90	35.6	16.8	0.23	0.04	101.5	38.6	0.0	19.5	159.7	16.4	191.3	30.5	71.5
1988	4.00	37.5	16.0	0.25	0.04	111.9	39.8	0.0	21.6	173.4	16.2	207.2	30.9	76.3
1989	4.11	38.9	15.3	0.26	0.04	121.6	40.4	0.0	23.5	185.7	16.1	221.4	31.4	80.2
1990	4.21	40.0	15.0	0.28	0.04	130.6	40.4	0.0	25.2	196.4	16.0	233.8	32.0	83.4
TASAS	0/0 2.56			26.05	18.98	31.38	27.17	*****	13.96	24.58		24.17		20.42

PROYECCION DE LA DEMANDA DE LLAYORA-RURA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (M/H) RESID	CONSUMOS (M/H) COMER	CONSUMOS (M/H) INDUS	CONSUMOS (M/H) ALUMB OTROS	CONSUMOS (M/H) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (M/H)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1973	2.36	1.7	500.0	0.00	0.00	1.0	0.5	0.0	2.3	4.0	20.5	5.0	19.0	3.0
1974	2.20	1.0	302.1	0.00	0.00	1.8	1.1	0.0	2.3	5.3	20.0	6.6	20.1	3.7
1975	2.20	3.3	180.0	0.01	0.00	3.4	2.0	0.0	2.8	8.3	19.5	10.3	21.2	5.5
1976	2.22	5.4	111.0	0.02	0.00	6.1	3.5	0.0	3.5	13.2	19.0	16.3	22.2	8.3
1977	2.23	8.2	72.5	0.03	0.01	9.9	5.8	0.0	4.2	19.9	18.6	24.5	23.2	12.0
1978	2.23	12.0	50.0	0.04	0.01	15.1	8.5	0.0	4.6	28.3	18.3	34.7	24.3	16.2
1979	2.24	16.2	37.0	0.06	0.01	21.4	11.8	0.0	5.3	38.6	18.1	47.2	25.2	21.3
1980	2.25	20.0	30.0	0.07	0.02	27.5	14.6	0.0	6.0	48.3	17.8	58.9	26.1	25.7
1981	2.26	21.8	27.5	0.08	0.02	31.2	15.9	0.0	6.7	54.0	17.6	65.7	27.0	27.7
1982	2.27	24.0	25.0	0.09	0.02	35.5	17.3	0.0	7.5	60.4	17.5	73.2	27.5	30.3
1983	2.29	26.2	22.8	0.10	0.02	40.1	18.8	0.0	8.2	67.2	17.2	81.3	28.1	32.9
1984	2.35	28.5	21.0	0.11	0.02	46.0	20.7	0.0	9.1	76.0	17.0	91.6	28.7	36.3
1985	2.48	30.7	19.5	0.12	0.02	53.5	22.8	0.0	10.4	86.8	16.8	104.5	29.3	40.6
1986	2.68	33.3	18.0	0.14	0.03	64.1	25.9	0.0	12.3	102.4	16.6	122.9	29.9	46.7
1987	2.84	35.6	16.8	0.17	0.03	76.4	29.1	0.0	14.7	120.3	16.4	144.1	30.5	53.9
1988	3.21	37.6	16.0	0.20	0.03	89.8	32.0	0.0	17.3	139.2	16.2	166.3	30.9	61.2
1989	3.52	38.0	15.3	0.22	0.03	104.2	34.6	0.0	20.2	159.1	16.1	189.7	31.4	68.8
1990	3.85	40.0	15.0	0.25	0.03	119.6	37.0	0.0	23.1	179.8	16.0	214.0	32.0	76.3
TASAS 0/0	2.02			26.50	19.41	31.85	27.62	*****	14.37	25.02		24.62		20.85

PROYECCION DE LA DEMANDA DE P.CARBO-RURA

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1973	8.91	1.2	500.0	0.01	0.00	4.1	2.2	0.0	8.9	15.2	20.5	19.1	19.0	11.5
1974	8.97	1.9	302.1	0.02	0.01	7.5	4.5	0.0	9.6	21.7	20.0	27.1	20.1	15.3
1975	9.03	3.3	190.0	0.05	0.01	14.0	8.5	0.0	11.7	34.3	19.5	42.6	21.2	22.9
1976	9.10	5.4	111.0	0.08	0.02	25.0	14.6	0.0	14.5	54.1	19.0	66.8	22.2	34.3
1977	9.17	8.2	72.5	0.12	0.04	40.7	23.9	0.0	17.4	82.0	18.6	100.9	23.2	49.5
1978	9.25	12.0	50.0	0.18	0.05	62.5	35.5	0.0	19.4	117.5	18.3	144.0	24.3	67.3
1979	9.33	16.2	37.0	0.25	0.07	89.2	49.2	0.0	22.3	160.9	18.1	196.7	25.2	88.7
1980	9.41	20.0	30.0	0.31	0.09	115.1	61.2	0.0	25.4	201.8	17.8	245.8	26.1	107.3
1981	9.50	21.8	27.5	0.34	0.09	131.3	67.1	0.0	28.5	226.9	17.6	275.7	27.0	116.6
1982	9.60	24.0	25.0	0.38	0.09	149.7	73.2	0.0	31.6	254.7	17.5	308.7	27.5	127.6
1983	9.69	26.2	22.8	0.42	0.10	169.8	80.0	0.0	34.9	284.7	17.2	344.3	28.1	139.3
1984	9.79	28.5	21.0	0.46	0.10	191.2	86.3	0.0	38.2	315.8	17.0	381.0	28.7	151.0
1985	9.90	30.7	19.5	0.50	0.10	213.3	91.1	0.0	41.5	346.0	16.8	416.4	29.3	161.7
1986	10.01	33.3	18.0	0.55	0.11	238.6	96.6	0.0	46.0	381.4	16.6	457.8	29.9	174.2
1987	10.13	35.6	16.8	0.60	0.11	263.3	100.2	0.0	50.7	414.3	16.4	496.2	30.5	185.6
1988	10.24	37.5	16.0	0.64	0.11	286.2	101.9	0.0	55.3	443.6	16.2	530.0	30.9	195.1
1989	10.37	38.9	15.3	0.67	0.10	307.0	101.9	0.0	59.5	468.5	16.1	558.6	31.4	202.5
1990	10.50	40.0	15.0	0.70	0.10	325.5	100.7	0.0	63.0	489.2	16.0	582.5	32.0	207.7
TASAS	0/0 0.96			24.09	17.14	29.34	25.19	*****	12.19	22.64		22.24		18.55

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA B-RURAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV O/O	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD O/O	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC O/O	DEMANDA POTEN (KW)
1973	14.01	1.2	500.0	0.02	0.01	6.4	3.4	0.0	14.0	23.9	20.5	30.1	19.0	18.0
1974	14.08	1.9	302.1	0.04	0.01	11.7	7.1	0.0	15.0	33.8	20.0	42.3	20.1	23.9
1975	14.12	3.2	190.0	0.07	0.02	21.9	13.3	0.0	18.3	53.6	19.5	66.6	21.2	35.7
1976	14.28	5.4	111.0	0.12	0.04	39.2	22.9	0.0	22.8	85.0	19.0	104.9	22.2	53.8
1977	14.43	8.2	72.5	0.19	0.06	64.1	37.5	0.0	27.4	129.1	18.7	158.8	23.2	77.9
1978	14.59	12.0	50.0	0.29	0.09	98.6	56.0	0.0	30.8	185.4	18.4	227.2	24.3	106.3
1979	14.76	16.2	37.0	0.39	0.12	141.2	77.9	0.0	35.4	254.6	18.1	311.2	25.2	140.4
1980	14.93	20.0	30.0	0.49	0.14	182.7	97.2	0.0	40.3	320.3	17.9	390.1	26.1	170.3
1981	15.12	21.8	27.5	0.55	0.15	209.0	106.8	0.0	45.3	361.2	17.6	438.9	27.0	185.5
1982	15.31	24.0	25.0	0.61	0.15	238.9	116.9	0.0	50.5	406.5	17.5	492.7	27.5	203.8
1983	15.51	26.2	22.8	0.67	0.16	271.8	128.0	0.0	55.8	455.7	17.2	551.0	28.1	223.0
1984	15.77	28.5	21.0	0.75	0.17	308.0	139.1	0.0	61.5	508.6	17.0	613.6	28.8	243.2
1985	16.10	30.7	19.5	0.82	0.17	346.8	148.2	0.0	67.6	562.7	16.8	677.2	29.4	262.9
1986	16.51	33.3	18.0	0.91	0.18	393.5	159.3	0.0	75.9	628.9	16.7	755.0	30.0	287.3
1987	16.97	35.6	16.8	1.00	0.18	441.3	168.0	0.0	85.0	694.4	16.4	831.6	30.5	311.0
1988	17.47	37.6	16.0	1.09	0.19	488.0	173.8	0.0	94.3	756.3	16.2	903.5	31.0	332.7
1989	18.00	38.9	15.3	1.16	0.18	533.0	177.0	0.0	103.3	813.4	16.1	969.8	31.4	351.7
1990	18.57	40.0	15.0	1.23	0.18	575.7	178.3	0.0	111.4	865.5	15.9	1030.4	32.0	367.5
TASAS	O/O													
// YEQ MERCA	1.66			24.95	17.95	20.24	26.06	*****	12.96	23.49		23.09		19.37

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA B

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV O/O	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD O/O	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC O/O	DEMANDA POTEN (KW)
1973	25.12	6.4	99.4	0.26	0.18	114.5	178.5	12.0	136.5	441.7	17.5	535.7	24.3	251.2
1974	25.55	8.3	72.1	0.35	0.22	167.0	295.1	14.4	169.2	646.0	17.2	780.2	23.6	376.9
1975	26.16	11.0	54.3	0.48	0.27	249.0	434.2	16.0	192.3	891.6	16.9	1073.0	27.9	438.1
1976	26.81	15.1	39.6	0.67	0.36	379.1	614.1	1981.1	210.7	3185.1	16.4	3810.9	35.5	1224.1
1977	27.47	20.7	28.9	0.94	0.45	571.9	835.7	2459.0	230.4	4097.2	16.1	4885.3	36.1	1544.7
1978	28.13	28.1	21.2	1.32	0.57	853.8	1116.7	3060.0	248.1	5278.8	15.8	6275.7	37.4	1918.8
1979	28.80	36.9	16.2	1.76	0.70	1206.7	1411.4	3276.2	268.5	6163.0	15.6	7309.9	37.9	2200.0
1980	29.47	43.5	13.7	2.13	0.76	1505.9	1581.0	3525.2	288.6	6900.8	15.4	8166.4	38.3	2430.4
1981	30.22	46.4	12.9	2.34	0.75	1706.6	1605.6	3777.1	307.1	7396.6	15.3	8737.0	38.5	2585.0
1982	30.96	49.0	12.0	2.57	0.74	1946.6	1645.3	4048.1	327.5	7967.7	15.1	9392.0	38.8	2762.4
1983	31.70	53.2	11.2	2.81	0.74	2195.2	1685.7	4330.7	347.2	8557.9	15.0	10068.6	39.0	2943.3
1984	32.51	56.2	10.6	3.04	0.74	2431.1	1735.9	4653.4	366.5	9187.1	14.8	10791.5	39.2	3135.1
1985	33.39	59.0	10.1	3.28	0.75	2698.9	1807.1	5014.9	385.5	9906.6	14.7	11622.4	39.5	3354.6
1986	34.28	61.6	9.7	3.53	0.77	2979.0	1906.6	5381.6	407.4	10674.7	14.6	12500.3	39.7	3585.8
1987	35.42	64.3	9.3	3.79	0.78	3289.9	2011.0	5776.7	429.8	11507.6	14.4	13454.6	40.0	3836.0
1988	36.49	66.7	8.9	4.06	0.80	3621.3	2118.7	6202.6	452.4	12395.2	14.3	14472.9	40.2	4100.6
1989	37.61	68.7	8.7	4.30	0.81	3956.3	2225.9	6661.9	475.1	13319.4	14.2	15532.9	40.5	4372.5
1990	38.79	69.9	8.5	4.52	0.81	4259.2	2326.6	7157.3	497.7	14250.8	14.1	16599.2	40.8	4641.0
TASAS	O/O 2.58			18.06	9.08	23.71	14.30	45.61	7.90	22.67		22.38		18.71

PROYECCION DE LA DEMANDA DE BALZAR

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	10.73	42.8	14.0	0.76	0.19	191.6	95.8	0.0	96.5	383.9	46.0	711.0	29.9	270.5
1974	11.14	42.8	14.0	0.79	0.19	262.5	113.6	345.7	143.5	865.5	27.7	1198.8	31.5	433.4
1975	11.56	42.8	14.0	0.82	0.20	375.7	165.8	373.2	168.5	1083.4	20.0	1354.2	32.5	475.6
1976	12.00	50.0	12.0	1.00	0.24	580.0	285.6	386.4	183.6	1435.6	17.8	1748.7	33.0	604.9
1977	12.44	57.1	10.5	1.18	0.27	781.9	454.6	539.4	202.1	1978.1	16.7	2377.6	33.2	815.0
1978	12.89	65.4	9.1	1.40	0.32	1026.7	637.3	1089.9	219.1	2973.2	16.1	3548.0	34.0	1191.2
1979	13.36	75.0	8.0	1.67	0.37	1310.9	830.3	1200.3	237.1	3578.7	15.8	4250.3	34.2	1414.5
1980	13.84	85.7	7.0	1.97	0.43	1650.9	1051.3	1434.5	256.0	4392.8	15.4	5198.6	35.0	1695.5
1981	14.32	96.9	6.9	2.07	0.45	1826.3	1166.5	1589.9	275.6	4858.4	15.2	5736.0	35.5	1844.5
1982	14.82	98.2	6.8	2.17	0.47	2005.0	1271.0	1765.9	294.9	5336.9	15.1	6292.1	36.0	1995.2
1983	15.33	99.5	6.7	2.28	0.48	2198.4	1378.2	1965.6	315.6	5858.0	15.0	6896.4	36.5	2156.8
1984	15.86	90.9	6.6	2.40	0.50	2404.3	1489.5	2192.4	338.0	6424.3	14.9	7552.7	36.9	2330.2
1985	16.42	92.3	6.5	2.52	0.52	2616.1	1603.5	2526.3	361.4	7107.5	14.8	8346.0	37.5	2540.6
1986	17.00	93.7	6.3	2.65	0.54	2842.2	1723.7	2829.5	384.2	7779.7	14.7	9125.7	37.9	2741.4
1987	17.59	95.2	6.3	2.79	0.56	3086.6	1848.0	3174.7	408.0	8517.5	14.6	9981.8	38.5	2959.7
1988	18.20	96.7	6.1	2.93	0.59	3347.0	1982.0	3568.3	433.2	9330.7	14.5	10925.9	39.0	3198.0
1989	18.84	98.3	6.1	3.08	0.61	3619.7	2131.5	4017.2	459.6	10228.2	14.5	11968.8	39.4	3459.0
1990	19.50	100.0	6.0	3.25	0.64	3900.0	2304.2	4529.7	487.5	11221.4	14.5	13124.5	40.0	3745.5
TASAS	0/0 3.57			8.86	7.44	19.39	20.57	64.08	9.99	21.96		18.70		16.71

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PALESTINA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	2.88	16.6	36.0	0.08	0.05	43.1	61.5	3.3	30.5	138.6	17.5	168.0	26.0	73.7
1974	3.05	20.4	29.2	0.10	0.06	62.8	83.7	3.3	37.5	187.5	16.9	225.8	27.4	93.9
1975	3.23	25.4	23.6	0.13	0.07	89.5	110.0	3.5	44.4	247.5	16.5	296.7	27.2	124.0
1976	3.40	32.0	18.7	0.18	0.08	127.5	145.4	3.6	50.7	327.3	16.2	391.1	27.5	162.3
1977	3.58	41.9	14.3	0.25	0.10	186.8	197.5	101.8	56.1	542.3	16.0	645.6	29.9	245.6
1978	3.76	53.5	11.2	0.33	0.12	263.1	261.2	298.8	61.6	884.9	15.7	1050.3	30.2	395.7
1979	3.95	66.6	9.0	0.43	0.14	360.2	331.6	328.3	66.7	1086.9	15.5	1286.9	30.8	475.4
1980	4.14	75.0	8.0	0.51	0.15	439.8	383.2	449.3	72.0	1344.4	15.3	1588.0	31.6	571.8
1981	4.33	81.0	7.4	0.58	0.16	511.9	419.4	497.5	77.1	1506.1	15.1	1775.6	32.5	623.6
1982	4.52	85.7	7.0	0.64	0.16	581.2	450.0	551.6	82.2	1665.3	14.9	1959.1	33.1	673.6
1983	4.71	89.5	6.6	0.70	0.17	649.7	474.4	612.3	87.3	1823.8	14.8	2141.6	33.8	721.1
1984	4.91	92.3	6.5	0.75	0.17	713.7	495.5	680.4	92.5	1982.3	14.6	2323.9	34.4	770.3
1985	5.10	93.7	6.4	0.79	0.17	770.3	516.3	780.7	97.9	2165.4	14.5	2535.6	35.0	824.6
1986	5.31	96.7	6.2	0.85	0.18	843.9	550.6	869.8	102.7	2367.1	14.4	2766.6	36.4	867.1
1987	5.51	98.1	6.1	0.90	0.18	907.7	581.4	969.9	107.6	2566.7	14.3	2995.3	37.8	902.2
1988	5.71	98.6	6.0	0.94	0.19	966.3	613.0	1082.4	112.6	2774.4	14.1	3233.6	39.2	939.2
1989	5.92	99.0	6.0	0.97	0.19	1026.0	651.0	1209.0	117.7	3003.8	14.0	3496.9	40.6	981.4
1990	6.13	100.0	6.0	1.02	0.20	1095.6	702.3	1351.6	122.7	3272.3	14.0	3805.0	42.0	1034.2
TASAS	0/0 4.54			16.16	7.91	20.94	15.39	42.45	8.52	20.43		20.14		16.80

PROYECCION DE LA DEMANDA DE COLIMES

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	2.30	15.0	40.0	0.05	0.02	13.2	6.2	0.0	25.3	44.8	20.0	56.0	20.0	31.9
1974	2.33	18.2	32.8	0.07	0.02	17.6	6.6	0.0	26.3	50.6	18.7	62.3	20.8	34.1
1975	2.36	22.2	27.0	0.08	0.02	28.0	9.5	1.0	28.8	67.5	17.5	81.8	21.0	44.4
1976	2.40	27.2	22.0	0.10	0.02	43.6	15.5	1.0	31.7	92.0	16.4	110.1	22.4	56.1
1977	2.44	34.2	17.5	0.13	0.03	62.0	25.4	67.8	33.5	188.9	15.9	224.8	27.0	95.0
1978	2.47	42.8	14.0	0.17	0.04	84.0	40.9	69.1	35.6	229.7	15.6	272.4	27.5	113.0
1979	2.51	52.1	11.5	0.21	0.05	110.5	58.8	70.3	37.7	277.5	15.4	328.2	28.0	133.8
1980	2.56	60.0	10.0	0.25	0.05	135.6	73.0	300.0	39.6	548.3	15.2	647.4	38.0	194.5
1981	2.60	63.1	9.5	0.27	0.06	150.6	80.5	330.9	41.9	604.1	15.1	712.1	38.5	211.1
1982	2.64	66.6	9.0	0.29	0.06	167.6	86.8	365.8	43.9	664.3	15.0	782.0	39.0	228.8
1983	2.69	69.2	8.6	0.31	0.06	183.3	92.2	405.0	45.9	726.6	14.9	854.3	38.9	250.0
1984	2.74	71.4	8.4	0.32	0.06	199.1	96.6	449.2	47.9	793.0	14.8	931.4	40.0	265.8
1985	2.79	74.0	8.1	0.34	0.06	217.0	100.6	520.4	49.9	888.1	14.7	1042.1	43.5	273.4
1986	2.84	76.9	7.9	0.36	0.06	235.0	105.6	579.3	52.0	972.0	14.7	1139.8	44.0	295.7
1987	2.89	79.1	7.5	0.38	0.06	252.0	109.2	645.7	54.2	1061.3	14.6	1243.5	44.4	319.0
1988	2.94	81.0	7.4	0.39	0.06	268.9	112.2	720.6	56.6	1158.4	14.5	1356.4	45.0	344.1
1989	3.00	83.1	7.2	0.41	0.06	287.0	115.3	805.0	58.9	1266.4	14.5	1482.0	45.5	371.8
1990	3.06	85.7	7.0	0.43	0.06	308.2	119.5	900.3	61.2	1389.4	14.5	1625.0	46.0	403.2
TASAS	0/0 1.68			12.66	7.18	20.34	18.96	49.20	5.32	22.38		21.90		16.07

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA C-URBANA

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	15.91	84.0	17.6	0.90	0.26	248.0	163.6	3.3	152.4	567.4	39.3	935.1	28.3	376.3
1974	16.53	85.2	17.0	0.97	0.28	343.1	204.0	349.1	207.4	1103.7	25.7	1487.0	30.2	561.4
1975	17.15	86.7	16.3	1.05	0.29	493.3	285.4	377.8	241.8	1398.4	19.2	1732.8	30.7	644.2
1976	17.81	43.5	13.7	1.29	0.35	751.2	446.5	391.1	266.0	1855.1	17.5	2250.0	31.1	823.4
1977	18.46	51.1	11.7	1.57	0.41	1030.8	677.6	709.1	291.8	2709.5	16.5	3248.1	32.0	1155.8
1978	19.14	60.1	9.9	1.92	0.49	1374.0	939.5	1457.9	316.4	4087.9	16.0	4870.6	32.7	1700.0
1979	19.83	70.4	8.5	2.32	0.57	1781.7	1220.8	1599.0	341.6	4943.2	15.7	5865.5	33.0	2023.8
1980	20.53	80.3	7.4	2.75	0.65	2226.4	1507.6	2183.8	367.7	6285.7	15.4	7434.1	34.4	2461.9
1981	21.25	82.8	7.2	2.93	0.68	2489.0	1666.5	2418.4	394.6	6968.7	15.2	8223.9	35.0	2679.3
1982	21.98	85.1	7.0	3.11	0.70	2753.9	1807.9	2683.4	421.1	7666.5	15.1	9033.3	35.5	2897.7
1983	22.73	87.1	6.8	3.30	0.72	3031.5	1944.9	2993.1	449.0	8408.6	14.9	9892.4	36.1	3128.1
1984	23.52	88.9	6.7	3.48	0.74	3317.2	2081.7	3322.1	478.5	9199.7	14.8	10808.1	36.6	3366.3
1985	24.32	90.5	6.6	3.67	0.76	3603.5	2220.5	3827.5	509.4	10161.0	14.7	11923.8	37.4	3638.8
1986	25.15	92.4	6.4	3.87	0.79	3921.2	2379.9	4278.7	538.9	11118.8	14.6	13032.2	38.1	3904.3
1987	25.99	94.0	6.3	4.07	0.82	4246.3	2538.7	4790.4	569.9	12145.6	14.5	14220.8	38.8	4180.9
1988	26.87	95.4	6.2	4.27	0.84	4582.3	2707.3	5371.4	602.5	13263.6	14.5	15516.0	39.5	4481.4
1989	27.77	96.8	6.1	4.48	0.88	4932.7	2897.9	6031.3	636.3	14498.5	14.4	16947.8	40.2	4812.2
1990	28.69	98.4	6.0	4.71	0.92	5303.9	3126.2	6781.6	671.4	15883.2	14.3	18554.6	40.8	5183.0
TASAS 0/0	3.52			10.19	7.53	19.74	18.95	56.62	9.11	21.65		19.21		16.68

// XEQ VERCA

PROYECCION DE LA DEMANDA DE BALZAR-RURAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	20.71	1.2	500.0	0.04	0.01	9.5	5.1	0.0	20.7	35.3	20.5	44.4	19.0	26.7
1974	21.46	2.0	300.0	0.07	0.02	18.0	10.9	0.0	23.0	52.1	20.0	65.2	20.1	36.8
1975	22.19	4.0	150.0	0.14	0.05	41.4	25.1	0.0	28.8	95.3	19.5	118.5	21.2	63.8
1976	22.96	6.0	100.0	0.22	0.08	70.0	40.8	0.0	36.7	147.6	19.0	182.2	22.2	93.5
1977	23.77	12.0	50.0	0.47	0.16	153.0	89.6	0.0	45.1	287.9	18.6	354.1	23.2	173.8
1978	24.59	24.3	24.6	0.99	0.31	337.0	191.4	0.0	51.6	580.2	19.3	711.0	24.3	332.6
1979	25.46	42.8	14.0	1.81	0.55	643.7	354.9	0.0	61.1	1059.8	18.1	1295.6	25.2	584.6
1980	26.36	75.0	8.0	3.29	0.95	1209.2	643.7	0.0	71.1	1924.1	17.8	2343.6	26.1	1023.1
1981	27.28	75.9	7.9	3.45	0.94	1312.2	670.5	0.0	81.8	2064.5	17.6	2508.6	27.0	1060.6
1982	28.23	76.9	7.8	3.61	0.93	1411.5	690.9	0.0	93.1	2195.6	17.5	2661.3	27.5	1100.7
1983	29.22	77.9	7.7	3.79	0.92	1517.9	715.0	0.0	105.1	2338.1	17.2	2827.2	28.1	1144.4
1984	30.24	78.9	7.6	3.97	0.91	1631.5	736.7	0.0	117.9	2486.2	17.0	2999.0	28.7	1188.7
1985	31.30	80.0	7.5	4.17	0.89	1752.8	749.2	0.0	131.4	2633.4	16.8	3169.0	29.3	1230.4
1986	32.39	81.0	7.3	4.37	0.88	1878.0	760.5	0.0	149.0	2787.5	16.6	3346.4	29.9	1273.3
1987	33.53	82.1	7.3	4.59	0.86	2011.7	766.2	0.0	167.9	2946.0	16.4	3527.9	30.5	1319.5
1988	34.70	83.3	7.1	4.82	0.84	2154.6	767.6	0.0	187.4	3109.7	16.2	3715.2	30.9	1368.1
1989	35.92	84.5	7.1	5.05	0.81	2306.9	766.3	0.0	206.1	3279.4	16.1	3910.1	31.4	1417.9
1990	37.17	85.7	7.0	5.31	0.79	2469.1	764.6	0.0	223.0	3456.8	16.0	4115.2	32.0	1468.0
TASAS	0/0 3.50			33.04	25.58	38.66	34.21	*****	15.00	30.93		30.51		26.57

PROYECCION DE LA DEMANDA PALESTINA-RURAL

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	4.28	1.2	500.0	0.00	0.00	1.9	1.0	0.0	4.2	7.3	20.5	9.2	19.0	5.5
1974	4.39	1.9	302.1	0.01	0.00	3.6	2.2	0.0	4.7	10.6	20.0	13.2	20.1	7.5
1975	4.52	3.3	190.0	0.02	0.00	7.0	4.2	0.0	5.8	17.1	19.5	21.3	21.2	11.4
1976	4.65	5.4	111.0	0.04	0.01	12.8	7.4	0.0	7.4	27.7	19.0	34.2	22.2	17.5
1977	4.79	8.2	72.5	0.06	0.02	21.3	12.4	0.0	9.1	42.9	18.6	52.7	23.2	25.9
1978	4.94	12.0	50.0	0.09	0.03	33.4	18.9	0.0	10.3	62.7	18.3	76.9	24.3	35.9
1979	5.09	16.2	37.0	0.13	0.04	48.7	26.8	0.0	12.2	87.7	18.1	107.3	25.2	48.4
1980	5.24	20.0	30.0	0.17	0.05	64.1	34.1	0.0	14.1	112.4	17.8	136.9	26.1	59.7
1981	5.40	21.9	27.5	0.19	0.05	74.6	38.1	0.0	16.2	128.9	17.6	156.7	27.0	66.2
1982	5.56	24.0	25.0	0.22	0.05	86.7	42.4	0.0	18.3	147.6	17.5	178.9	27.5	74.0
1983	5.72	26.2	22.8	0.25	0.06	100.3	47.2	0.0	20.6	168.2	17.2	203.4	28.1	82.3
1984	5.90	28.5	21.0	0.28	0.06	115.2	52.0	0.0	23.0	190.2	17.0	229.5	28.7	90.9
1985	6.07	30.7	19.5	0.31	0.06	130.9	55.9	0.0	25.5	212.4	16.8	255.6	29.3	99.2
1986	6.26	33.3	18.0	0.34	0.07	149.2	60.4	0.0	28.8	238.4	16.6	286.2	29.9	108.9
1987	6.44	35.6	16.9	0.38	0.07	167.6	63.8	0.0	32.3	263.7	16.4	315.9	30.5	118.1
1988	6.64	37.5	16.0	0.41	0.07	185.5	66.1	0.0	35.8	287.5	16.2	343.5	30.9	126.5
1989	6.84	38.9	15.3	0.44	0.07	202.5	67.2	0.0	39.2	309.1	16.1	368.6	31.4	133.6
1990	7.04	40.0	15.0	0.46	0.07	218.4	67.6	0.0	42.2	328.3	16.0	390.9	32.0	139.4
TASAS	0/0 2.96			26.55	19.46	31.90	27.67	*****	14.41	25.07		24.66		20.90

PROYECCION DE LA DEMANDA COLIMES-RURAL

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	14.49	1.2	500.0	0.02	0.01	6.6	3.5	0.0	14.4	24.7	20.5	31.1	19.0	18.7
1974	16.48	1.9	302.1	0.05	0.02	13.8	8.3	0.0	17.7	39.8	20.0	49.9	20.1	28.2
1975	16.48	3.3	180.0	0.09	0.03	25.6	15.5	0.0	21.4	62.6	19.5	77.7	21.2	41.7
1976	16.49	5.4	111.0	0.14	0.05	45.3	26.4	0.0	26.3	98.1	19.0	121.1	22.2	62.1
1977	16.51	8.2	72.5	0.22	0.07	73.3	42.9	0.0	31.3	147.6	18.6	181.6	23.2	89.1
1978	16.63	12.0	50.0	0.33	0.10	112.4	63.8	0.0	34.9	211.3	18.3	258.9	24.3	121.1
1979	16.62	16.2	37.0	0.44	0.13	159.0	87.6	0.0	39.8	286.5	18.1	350.3	25.2	158.0
1980	16.19	20.0	30.0	0.53	0.15	198.0	105.4	0.0	43.7	347.2	17.8	422.9	26.1	184.6
1981	16.77	21.8	27.5	0.60	0.16	231.7	118.4	0.0	50.3	400.4	17.6	486.5	27.0	205.7
1982	16.87	24.0	25.0	0.67	0.17	263.1	128.8	0.0	55.6	447.6	17.5	542.6	27.5	224.4
1983	16.99	26.2	22.8	0.74	0.18	297.6	140.2	0.0	61.1	499.0	17.2	603.3	28.1	244.2
1984	17.12	28.5	21.0	0.81	0.19	334.3	150.9	0.0	66.7	552.0	17.0	665.9	28.7	263.9
1985	17.27	30.7	19.5	0.88	0.19	371.9	158.9	0.0	72.5	603.4	16.8	726.2	29.3	281.9
1986	17.42	33.3	18.0	0.96	0.19	415.3	168.1	0.0	80.1	663.7	16.6	796.7	29.9	303.1
1987	17.60	35.6	16.8	1.04	0.19	457.4	174.2	0.0	88.1	719.9	16.4	862.1	30.5	322.4
1988	17.79	37.5	16.0	1.11	0.19	497.0	177.0	0.0	96.0	770.2	16.2	920.2	30.9	338.8
1989	18.00	38.9	15.4	1.16	0.19	532.9	177.0	0.0	103.3	813.3	16.1	969.7	31.4	351.0
1990	18.22	40.0	15.0	1.21	0.18	564.8	174.9	0.0	109.3	849.0	16.0	1010.7	32.0	360.5
TASAS	0/0 1.35			24.57	17.59	29.84	25.67	*****	12.62	23.11		22.71		19.01

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA C-RURAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1973	39.48	1.2	500.0	0.07	0.03	18.1	9.7	0.0	39.4	67.4	20.5	84.8	19.0	50.9
1974	42.33	1.9	301.0	0.14	0.05	35.5	21.6	0.0	45.5	102.6	20.0	128.4	20.1	72.6
1975	43.19	3.6	163.2	0.26	0.09	74.0	44.9	0.0	56.1	175.1	19.5	217.6	21.2	116.9
1976	44.10	5.7	104.9	0.42	0.14	128.1	74.8	0.0	70.5	273.5	19.0	337.7	22.2	173.2
1977	45.07	10.2	58.5	0.76	0.26	247.7	145.0	0.0	85.6	478.4	18.6	588.5	23.2	288.9
1978	46.18	18.5	32.3	1.42	0.45	492.9	274.3	0.0	96.9	854.3	18.3	1046.9	24.3	489.8
1979	47.17	30.5	19.6	2.40	0.73	851.4	469.5	0.0	113.2	1434.2	18.2	1753.3	25.3	791.1
1980	47.79	50.3	11.9	4.00	1.15	1471.4	783.3	0.0	129.0	2383.8	17.8	2903.5	26.1	1267.5
1981	49.45	51.6	11.6	4.25	1.16	1618.5	827.1	0.0	148.3	2594.0	17.7	3151.9	27.0	1332.6
1982	50.66	53.4	11.2	4.51	1.16	1761.4	862.2	0.0	167.1	2790.9	17.5	3382.9	27.6	1399.2
1983	51.94	55.3	10.9	4.78	1.16	1915.9	902.5	0.0	186.9	3005.4	17.2	3634.1	28.1	1471.1
1984	53.26	57.1	10.4	5.07	1.16	2081.0	939.7	0.0	207.7	3228.5	17.0	3894.5	28.8	1543.6
1985	54.64	58.9	10.1	5.37	1.15	2255.7	964.1	0.0	229.5	3449.4	16.8	4150.9	29.3	1611.7
1986	56.08	60.9	9.8	5.69	1.15	2442.6	989.1	0.0	257.9	3689.7	16.7	4429.4	30.0	1685.5
1987	57.57	62.7	9.5	6.02	1.13	2636.9	1004.3	0.0	288.4	3929.7	16.4	4705.9	30.5	1760.2
1988	59.14	64.3	9.3	6.34	1.11	2837.3	1010.8	0.0	319.3	4167.5	16.2	4979.1	30.9	1833.5
1989	60.76	65.9	9.1	6.67	1.08	3042.5	1010.6	0.0	348.7	4401.9	16.1	5248.5	31.4	1903.2
1990	62.43	67.2	8.9	6.99	1.04	3252.4	1007.2	0.0	374.6	4634.2	15.9	5516.9	32.0	1968.0
TASAS	0/0 2.73			30.18	22.88	35.68	31.33	*****	14.15	28.25		27.83		23.97

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA C

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV O/O	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD O/O	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC O/O	DEMANDA POTEN (KW)
1973	55.40	10.6	56.3	0.00	0.20	256.2	173.3	3.3	191.9	634.8	37.7	1019.9	27.2	427.2
1974	58.86	11.3	52.9	1.11	0.33	378.6	225.6	349.1	252.9	1206.4	25.3	1615.4	29.0	634.1
1975	60.35	13.0	45.8	1.31	0.39	567.3	330.4	377.8	298.0	1573.6	19.3	1950.5	29.2	761.1
1976	61.91	16.5	36.1	1.71	0.50	879.4	521.4	391.1	336.6	2128.6	17.7	2587.7	29.6	996.6
1977	63.54	22.1	27.1	2.34	0.67	1278.5	822.7	709.1	377.5	3188.0	16.9	3836.6	30.3	1444.7
1978	65.32	30.7	19.5	3.34	0.94	1856.9	1213.8	1457.9	413.4	4942.3	16.4	5917.7	30.8	2189.8
1979	67.00	42.3	14.1	4.73	1.31	2633.2	1690.3	1599.0	454.8	6377.4	16.2	7618.8	30.8	2814.9
1980	68.33	58.3	10.1	6.76	1.81	3697.9	2290.9	2183.8	496.7	8669.5	16.1	10337.7	31.6	3729.4
1981	70.70	61.0	9.8	7.19	1.84	4107.5	2493.6	2418.4	543.0	9562.7	15.9	11375.8	32.3	4011.9
1982	72.65	63.0	9.5	7.63	1.86	4515.4	2670.2	2683.4	588.3	10457.5	15.7	12416.2	32.9	4296.9
1983	74.67	65.0	9.2	8.09	1.88	4947.4	294 4	2983.1	636.0	11414.0	15.6	13526.6	33.5	4599.2
1984	76.78	66.0	8.9	8.56	1.90	5398.2	302 .	3322.1	686.3	12428.3	15.4	14702.7	34.1	4910.0
1985	78.97	68.6	8.7	9.04	1.92	5859.2	3184.6	3827.5	739.9	13610.5	15.3	16074.7	34.9	5250.5
1986	81.23	70.6	8.4	9.57	1.94	6363.9	3369.0	4 78.7	796.9	14808.6	15.1	17461.7	35.6	5589.8
1987	83.57	72.4	8.2	10.09	1.95	6883.3	3543.1	4790.4	859.4	16075.3	15.0	18926.8	36.3	5941.1
1988	86.01	74.1	8.0	10.62	1.95	7419.6	3719.2	5371.4	921.8	17431.1	14.9	20495.1	37.0	6314.9
1989	88.53	75.5	7.9	11.15	1.96	7975.3	3908.6	6031.3	985.1	18900.5	14.8	22190.	37.7	6715.5
1990	91.13	77.0	7.7	11.70	1.96	8556.3	4133.4	6781.6	1046.1	20517.5	14.7	2 1..	38.4	7151.1
TASAS	O/O 2.97			15.68	11.71	22.64	20.50	56.62	10.48	22.68		20.4		18.02

PROYECCION DE LA DEMANDA DE URBINA JADO

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	3.66	12.0	50.0	0.07	0.02	14.6	14.9	0.0	72.7	102.3	17.5	124.0	20.0	70.7
1974	3.88	15.4	38.8	0.10	0.03	31.0	17.6	0.0	77.7	126.4	16.9	152.3	21.5	80.8
1975	4.11	29.1	20.5	0.19	0.05	79.9	51.4	3.3	83.5	218.2	16.5	261.7	25.0	119.3
1976	4.39	40.0	15.0	0.29	0.09	140.2	104.4	3.3	90.7	338.9	16.2	404.9	29.9	154.0
1977	4.59	50.0	12.0	0.38	0.10	214.0	151.3	260.9	97.2	723.6	16.0	861.4	36.0	273.1
1978	4.82	59.0	10.1	0.47	0.12	294.2	206.5	710.6	104.2	1315.6	15.7	1561.6	38.0	469.1
1979	5.07	66.6	9.0	0.56	0.14	383.7	266.6	798.2	111.7	1560.3	15.5	1847.4	38.2	552.0
1980	5.33	75.0	8.0	0.66	0.16	493.2	335.4	1076.1	119.7	2024.5	15.3	2391.4	39.0	699.9
1981	5.59	76.9	7.8	0.71	0.16	565.9	383.7	1212.6	127.4	2289.7	15.1	2699.5	39.1	786.1
1982	5.85	78.9	7.6	0.77	0.17	647.2	432.2	1367.9	135.2	2582.7	14.9	3038.4	39.3	880.3
1983	6.13	81.0	7.4	0.82	0.18	736.7	483.5	1544.7	143.6	2908.5	14.8	3415.3	39.5	984.5
1984	6.43	83.3	7.1	0.89	0.19	835.1	536.0	1746.1	152.4	3269.8	14.6	3833.3	39.7	1100.5
1985	6.74	85.7	7.0	0.96	0.20	943.5	587.5	1975.7	161.7	3668.6	14.5	4295.8	40.0	1225.9
1986	7.06	88.2	6.7	1.03	0.22	1064.7	643.7	2237.7	170.9	4117.2	14.4	4812.0	40.5	1354.3
1987	7.40	90.9	6.6	1.12	0.23	1198.2	708.2	2536.8	180.6	4623.9	14.3	5396.0	41.1	1495.1
1988	7.75	93.7	6.3	1.21	0.25	1345.5	780.5	2878.4	190.8	5195.3	14.1	6055.2	41.7	1653.6
1989	8.13	96.7	6.2	1.31	0.26	1508.8	859.7	3268.8	201.6	5839.0	14.0	6797.5	42.3	1830.1
1990	8.52	100.0	6.0	1.42	0.28	1690.1	944.2	3715.3	213.0	6562.8	14.0	7631.2	43.0	2025.9
TASAS	0/0 5.09			19.05	14.30	32.22	27.64	62.18	6.52	27.73		27.42		21.81

PROYECCION DE LA DEMANDA DE J. B. AGUIRR

ANO	POBLAC (MILES)	POR SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	0.39	15.3	39.0	0.01	0.00	2.3	1.5	0.0	3.9	7.9	20.0	9.9	20.0	5.6
1974	0.41	18.4	32.5	0.01	0.00	3.1	1.7	0.0	7.4	12.3	17.9	15.0	21.0	8.1
1975	0.42	22.4	26.7	0.01	0.00	5.0	2.3	0.8	8.8	17.0	17.0	20.5	19.9	11.7
1976	0.43	27.7	21.6	0.01	0.00	7.9	3.8	0.8	9.0	21.6	16.5	25.9	21.5	13.7
1977	0.44	34.7	17.2	0.02	0.00	11.3	6.1	12.9	9.2	39.6	16.2	47.4	29.9	18.0
1978	0.45	43.6	13.7	0.03	0.00	15.6	9.2	98.9	9.4	133.2	16.0	158.5	38.0	47.6
1979	0.46	52.6	11.4	0.04	0.00	20.5	12.1	110.3	9.7	152.7	15.8	181.4	39.0	53.1
1980	0.47	60.0	10.0	0.04	0.01	25.1	14.4	175.6	9.9	225.2	15.5	266.8	42.0	72.5
1981	0.48	62.5	9.6	0.05	0.01	27.9	15.6	197.0	10.2	250.8	15.3	296.5	43.0	78.7
1982	0.49	65.2	9.2	0.05	0.01	30.9	16.7	221.1	10.4	279.2	15.1	329.3	44.0	85.4
1983	0.51	67.9	8.8	0.05	0.01	34.1	17.8	248.3	10.7	311.0	15.0	366.1	44.6	93.5
1984	0.52	70.5	8.5	0.06	0.01	37.6	18.8	279.0	11.0	346.5	14.8	407.2	46.0	101.0
1985	0.53	73.1	8.2	0.06	0.01	41.2	19.6	420.8	11.2	493.0	14.7	578.3	49.0	134.7
1986	0.55	75.9	7.9	0.06	0.01	44.9	20.6	473.8	11.5	551.0	14.5	645.2	50.8	144.7
1987	0.56	78.0	7.6	0.07	0.01	48.3	21.4	533.7	11.8	615.4	14.4	719.3	51.6	158.9
1988	0.57	80.0	7.5	0.07	0.01	51.9	22.0	601.4	12.1	687.5	14.2	802.2	52.0	176.1
1989	0.59	82.3	7.2	0.08	0.01	55.9	22.7	677.8	12.4	768.9	14.1	895.6	52.5	194.5
1990	0.60	85.7	7.0	0.08	0.01	60.9	23.7	764.1	12.7	861.5	14.0	1001.7	54.0	211.7
TASAS	0/0 2.47			13.37	5.62	21.09	17.25	47.77	7.05	31.75		31.19		23.75

PROYECCION DE LA DEMANDA DE LAS MARAVILL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	0.69	15.3	39.0	0.01	0.00	4.0	2.7	0.0	6.8	13.6	20.0	17.0	20.0	9.7
1974	0.70	18.4	32.5	0.02	0.00	5.3	2.9	0.0	12.7	21.0	17.9	25.7	21.5	13.6
1975	0.71	22.4	26.7	0.02	0.00	8.5	4.0	0.8	14.9	28.3	17.0	34.1	22.0	17.7
1976	0.72	27.7	21.6	0.03	0.00	13.4	6.4	0.8	15.2	36.0	16.5	43.2	24.0	20.5
1977	0.74	34.7	17.2	0.04	0.01	19.1	10.3	12.9	15.5	57.9	16.2	69.2	29.9	26.3
1978	0.75	43.6	13.7	0.05	0.01	26.1	15.4	13.2	15.8	70.6	16.0	84.1	36.0	26.6
1979	0.77	52.6	11.4	0.06	0.01	34.1	20.1	13.5	16.1	84.1	15.8	99.9	36.3	31.3
1980	0.78	60.0	10.0	0.07	0.01	41.7	23.9	13.9	16.5	96.1	15.5	113.9	36.7	35.3
1981	0.80	62.5	9.6	0.08	0.01	46.0	25.9	14.2	16.8	103.1	15.3	121.8	37.1	37.4
1982	0.82	65.2	9.2	0.08	0.01	50.8	27.4	14.6	17.2	110.1	15.1	129.8	37.5	39.4
1983	0.83	67.9	8.8	0.09	0.01	55.8	29.1	14.9	17.5	117.5	15.0	138.3	38.0	41.5
1984	0.85	70.5	8.5	0.10	0.01	61.1	30.6	15.3	17.9	125.1	14.8	147.0	38.3	43.8
1985	0.87	73.1	8.2	0.10	0.01	66.8	31.8	15.7	18.2	132.7	14.7	155.6	38.5	46.0
1986	0.88	75.9	7.9	0.11	0.02	72.4	33.3	16.1	18.6	140.5	14.5	164.5	38.9	48.3
1987	0.90	78.0	7.6	0.11	0.02	77.7	34.4	16.5	19.0	147.6	14.4	172.6	39.1	50.2
1988	0.92	80.0	7.5	0.12	0.02	83.1	35.2	16.9	19.3	154.7	14.2	180.5	39.5	52.1
1989	0.94	82.3	7.2	0.12	0.02	89.1	36.2	17.3	19.7	162.5	14.1	189.3	39.7	54.3
1990	0.96	85.7	7.0	0.13	0.02	96.6	37.6	17.8	20.1	172.3	14.0	200.3	40.0	57.1
TASAS	0/0 1.99			12.84	5.12	20.52	16.70	18.45	6.54	16.09		15.60		10.98

PROYECCION DE LA DEMANDA DE GRAL. VERNAZ

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1973	0.95	17.1	35.0	0.02	0.01	6.2	3.3	0.0	9.5	19.1	20.0	23.8	20.0	13.6
1974	0.98	22.8	26.2	0.03	0.01	9.3	4.8	0.0	17.9	32.1	19.5	39.9	21.4	21.2
1975	1.02	28.5	21.0	0.04	0.01	15.5	7.3	0.8	21.4	45.1	18.5	55.3	22.0	28.7
1976	1.05	33.8	17.7	0.05	0.01	23.8	11.4	0.8	22.1	58.2	17.3	70.5	24.0	33.5
1977	1.09	40.0	15.0	0.07	0.01	32.4	17.4	30.7	22.9	103.6	16.7	124.4	29.8	47.5
1978	1.12	47.6	12.6	0.08	0.02	42.5	25.0	155.3	23.6	246.7	16.3	295.1	36.0	93.5
1979	1.16	54.5	11.0	0.10	0.02	53.4	31.5	172.3	24.4	281.8	16.1	336.2	37.0	103.7
1980	1.20	60.0	10.0	0.12	0.02	63.7	36.5	224.7	25.2	350.2	16.0	417.2	41.0	116.1
1981	1.23	63.1	9.5	0.13	0.02	71.6	40.3	250.6	25.9	388.5	15.8	462.0	41.6	126.4
1982	1.27	65.9	9.1	0.14	0.02	79.8	43.2	279.6	26.7	429.5	15.7	509.8	42.3	137.2
1983	1.31	68.9	8.6	0.15	0.03	88.9	46.4	312.4	27.5	475.3	15.6	563.3	43.1	149.1
1984	1.34	71.9	8.3	0.16	0.03	98.4	49.3	349.3	28.3	525.5	15.4	621.9	44.8	158.4
1985	1.38	74.0	8.1	0.17	0.03	107.7	51.3	643.2	29.0	831.3	15.3	982.7	48.3	231.7
1986	1.42	76.9	7.8	0.18	0.03	117.5	54.1	722.9	29.8	924.5	15.2	1091.5	48.7	255.3
1987	1.45	79.1	7.5	0.19	0.03	127.0	56.2	812.8	30.6	1026.8	15.2	1210.9	49.5	279.1
1988	1.49	81.0	7.4	0.20	0.03	136.4	57.9	914.4	31.4	1140.2	15.1	1343.3	50.3	304.2
1989	1.53	83.1	7.2	0.21	0.03	146.5	59.6	1029.0	32.1	1267.3	15.0	1491.9	51.2	332.1
1990	1.57	85.7	7.0	0.22	0.03	158.2	61.6	1158.4	32.9	1411.3	14.9	1660.3	52.0	364.5
TASAS	0/0 3.00			13.23	6.88	20.94	18.65	51.43	7.59	28.79		28.33		21.32

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA D-URBANA

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1973	5.69	13.5	44.4	0.12	0.05	27.2	22.5	0.0	93.1	142.9	18.2	174.8	20.0	99.7
1974	5.98	17.2	34.8	0.17	0.05	48.8	27.2	0.0	115.9	192.0	17.5	233.0	21.4	123.9
1975	6.26	27.8	21.5	0.29	0.08	109.1	65.2	5.7	128.7	308.8	16.9	371.8	23.8	177.6
1976	6.59	36.8	16.2	0.40	0.11	185.5	126.1	5.8	137.1	454.8	16.4	544.5	28.0	221.9
1977	6.86	45.7	13.1	0.52	0.13	277.0	185.3	317.5	144.9	924.8	16.1	1102.5	34.4	365.0
1978	7.16	54.6	10.9	0.65	0.16	378.5	256.2	978.2	153.2	1766.2	15.8	2099.4	37.6	637.0
1979	7.47	62.4	9.6	0.77	0.19	491.9	330.4	1094.5	162.1	2079.0	15.6	2465.0	38.0	740.2
1980	7.79	70.2	8.5	0.91	0.21	623.8	410.4	1490.5	171.4	2696.2	15.4	3189.4	39.4	924.0
1981	8.11	72.5	8.2	0.98	0.22	711.6	465.6	1674.5	180.4	3032.3	15.2	3579.9	39.7	1028.7
1982	8.45	74.8	8.0	1.05	0.24	808.8	519.6	1893.4	189.7	3401.6	15.1	4007.5	40.0	1142.4
1983	8.79	77.2	7.7	1.13	0.25	915.6	576.9	2120.5	199.4	3812.5	14.9	4483.1	40.3	1268.8
1984	9.15	79.7	7.5	1.21	0.26	1032.4	634.9	2389.9	209.6	4267.0	14.8	5009.5	40.7	1403.9
1985	9.53	82.1	7.3	1.30	0.27	1159.4	690.4	3055.5	220.3	5125.8	14.7	6012.6	41.8	1638.5
1986	9.92	84.8	7.0	1.40	0.29	1299.6	751.9	3450.6	230.9	5733.3	14.5	6713.4	42.5	1802.6
1987	10.33	87.4	6.8	1.50	0.30	1451.3	820.3	3900.0	242.1	6413.8	14.4	7499.0	43.1	1983.4
1988	10.75	90.0	6.6	1.61	0.31	1617.0	895.8	4411.2	253.7	7177.9	14.3	8381.4	43.7	2186.2
1989	11.19	92.9	6.4	1.73	0.33	1800.4	978.3	4993.1	266.0	8037.9	14.2	9374.4	44.3	2411.1
1990	11.65	96.1	6.2	1.86	0.35	2006.0	1067.3	5655.7	278.9	9008.0	14.1	10493.7	45.0	2659.3
TASAS	0/0													
	4.30			17.07	11.63	28.76	25.45	66.23	6.66	27.59		27.23		21.30

// XEQ MERCA

PROYECCION DE LA DEMANDA DE U.JADO-RURAL

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POB ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	15.05	1.0	600.0	0.02	0.01	5.7	3.8	0.0	15.0	24.7	25.0	32.9	20.0	18.8
1974	15.32	1.4	427.5	0.03	0.01	9.0	5.8	0.0	16.4	31.3	21.1	39.8	20.4	22.2
1975	15.60	1.9	310.0	0.05	0.01	14.0	8.5	0.0	20.2	42.9	19.5	53.3	21.2	28.6
1976	15.87	2.7	220.0	0.07	0.02	22.0	12.8	0.0	25.3	60.2	19.0	74.3	22.2	38.1
1977	16.15	4.6	130.0	0.12	0.04	40.0	23.4	0.0	30.6	94.1	18.6	115.7	23.2	56.8
1978	16.44	8.9	67.0	0.24	0.07	82.9	47.1	0.0	34.5	164.5	18.3	201.7	24.3	94.3
1979	16.74	14.2	42.0	0.39	0.12	141.0	77.8	0.0	40.1	259.0	18.1	316.7	25.2	142.9
1980	17.04	20.0	30.0	0.56	0.16	208.4	110.9	0.0	46.0	365.4	17.8	445.1	26.1	194.3
1981	17.35	21.4	28.0	0.61	0.16	235.4	120.3	0.0	52.0	407.8	17.6	495.5	27.0	209.5
1982	17.66	23.0	26.0	0.67	0.17	264.9	129.6	0.0	58.2	452.8	17.5	548.9	27.5	227.0
1983	17.98	25.0	23.9	0.74	0.18	299.9	141.3	0.0	64.7	506.0	17.2	611.8	28.1	247.6
1984	18.30	26.6	22.5	0.81	0.18	333.5	150.6	0.0	71.3	555.6	17.0	670.2	28.7	265.6
1985	18.64	27.0	22.1	0.84	0.18	353.4	151.0	0.0	78.2	582.8	16.8	701.3	29.3	272.3
1986	18.98	30.7	19.5	0.97	0.19	417.6	169.1	0.0	87.3	674.0	16.6	809.1	29.9	307.9
1987	19.33	33.0	18.1	1.06	0.20	466.6	177.7	0.0	96.8	741.1	16.4	887.5	30.5	331.9
1988	19.67	34.4	17.4	1.13	0.19	505.4	180.0	0.0	106.2	791.7	16.2	945.9	30.9	348.3
1989	20.03	36.1	16.5	1.20	0.19	550.8	182.9	0.0	114.9	848.8	16.1	1012.0	31.4	367.0
1990	20.40	40.0	15.0	1.35	0.20	632.3	195.8	0.0	122.3	950.6	16.0	1131.7	32.0	403.7
TASAS	0/0 1.80			26.47	17.82	31.82	25.92	*****	13.12	23.95		23.12		19.76

PROYECCION DE LA DEMANDA DE J.B.AGUIRRE-

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	3.95	1.0	600.0	0.00	0.00	1.5	1.0	0.0	3.9	6.4	25.0	8.6	20.0	4.9
1974	3.96	1.4	427.5	0.00	0.00	2.3	1.5	0.0	4.2	8.1	21.1	10.2	20.4	5.7
1975	3.97	1.9	310.0	0.01	0.00	3.5	2.1	0.0	5.1	10.9	19.5	13.5	21.2	7.2
1976	3.98	2.7	220.0	0.01	0.00	5.5	3.2	0.0	6.3	15.1	19.0	18.6	22.2	9.5
1977	3.99	4.6	130.0	0.03	0.01	9.9	5.7	0.0	7.5	23.2	18.6	28.6	23.2	14.0
1978	4.01	8.9	67.0	0.05	0.01	20.2	11.5	0.0	8.4	40.1	19.3	49.2	24.3	23.0
1979	4.03	14.2	42.0	0.09	0.02	33.9	18.7	0.0	9.6	62.3	18.1	76.2	25.2	34.4
1980	4.05	20.0	30.0	0.13	0.03	49.5	26.3	0.0	10.9	86.8	17.8	105.8	26.1	46.2
1981	4.07	21.4	28.0	0.14	0.03	55.2	28.2	0.0	12.2	95.7	17.6	116.3	27.0	49.1
1982	4.09	23.0	26.0	0.15	0.04	61.4	30.0	0.0	13.5	105.1	17.5	127.4	27.5	52.6
1983	4.12	25.0	23.9	0.17	0.04	68.8	32.4	0.0	14.8	116.1	17.2	140.4	28.1	56.8
1984	4.15	26.6	22.5	0.18	0.04	75.6	34.1	0.0	16.2	126.0	17.0	152.0	28.7	60.2
1985	4.18	27.0	22.1	0.18	0.04	79.3	33.9	0.0	17.5	130.8	16.8	157.4	29.3	61.1
1986	4.21	30.7	19.5	0.21	0.04	92.7	37.5	0.0	19.3	149.7	16.6	179.7	29.9	68.3
1987	4.25	33.0	18.1	0.23	0.04	102.6	39.0	0.0	21.2	162.9	16.4	195.1	30.5	73.0
1988	4.28	34.4	17.4	0.24	0.04	110.1	39.2	0.0	23.1	172.5	16.2	206.1	30.9	75.9
1989	4.32	36.1	16.5	0.26	0.04	118.9	39.5	0.0	24.8	183.3	16.1	218.5	31.4	79.2
1990	4.36	40.0	15.0	0.29	0.04	135.3	41.9	0.0	26.2	203.5	16.0	242.2	32.0	86.4
TASAS	0/0 0.58			24.96	16.42	30.24	24.42	*****	11.76	22.46		21.65		18.33

PROYECCION DE LA DEMANDA DE GNRAL VERNAZ

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	13.28	1.0	600.0	0.02	0.01	5.0	3.4	0.0	13.2	21.8	25.0	29.0	20.0	16.5
1974	13.44	1.4	427.5	0.03	0.01	7.9	5.1	0.0	14.4	27.5	21.1	34.9	20.4	19.5
1975	13.60	1.9	310.0	0.04	0.01	12.2	7.4	0.0	17.6	37.4	19.5	46.4	21.2	24.9
1976	13.76	2.7	220.0	0.06	0.02	19.0	11.1	0.0	22.0	52.2	19.0	64.4	22.2	33.0
1977	13.92	4.6	130.0	0.10	0.03	34.4	20.1	0.0	26.4	81.1	18.6	99.7	23.2	48.9
1978	14.08	8.9	67.0	0.21	0.06	71.0	40.3	0.0	29.5	140.9	18.3	172.7	24.3	80.8
1979	14.25	14.2	42.0	0.33	0.10	120.1	66.2	0.0	34.1	220.5	18.1	269.6	25.2	121.6
1980	14.42	20.0	30.0	0.48	0.13	176.4	93.9	0.0	38.9	309.2	17.8	376.6	26.1	164.4
1981	14.59	21.4	28.0	0.52	0.14	198.0	101.1	0.0	43.7	342.9	17.6	416.7	27.0	176.1
1982	14.77	23.0	26.0	0.56	0.14	221.5	108.4	0.0	48.7	378.7	17.5	459.0	27.5	189.8
1983	14.94	25.0	23.9	0.62	0.15	249.2	117.4	0.0	53.7	420.4	17.2	508.4	28.1	205.8
1984	15.11	26.6	22.5	0.67	0.15	275.4	124.4	0.0	58.9	458.8	17.0	553.4	28.7	219.3
1985	15.30	27.0	22.1	0.69	0.14	290.1	124.0	0.0	64.2	478.3	16.8	575.6	29.3	223.5
1986	15.48	30.7	19.5	0.79	0.16	340.6	137.9	0.0	71.2	549.8	16.6	660.0	29.9	251.1
1987	15.67	33.0	18.1	0.86	0.16	378.2	144.0	0.0	78.5	600.8	16.4	719.5	30.5	269.1
1988	15.85	34.4	17.4	0.91	0.15	407.4	145.1	0.0	85.6	638.2	16.2	762.5	30.9	280.7
1989	15.05	36.1	16.5	0.96	0.15	441.4	146.6	0.0	92.1	680.1	16.1	810.9	31.4	294.0
1990	16.24	40.0	15.0	1.08	0.16	503.4	155.9	0.0	97.4	756.7	16.0	900.9	32.0	321.3
TASAS	0/0 1.19			25.71	17.11	31.02	25.16	*****	12.43	23.20		22.38		19.04

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA D-RURAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	32.28	0.9	600.0	0.05	0.02	12.3	8.3	0.0	32.2	52.9	24.9	70.6	20.0	40.3
1974	32.72	1.4	427.5	0.07	0.03	19.3	12.4	0.0	35.1	67.0	21.1	85.0	20.4	47.5
1975	33.16	1.9	310.0	0.10	0.04	29.9	18.1	0.0	43.1	91.2	19.4	113.3	21.2	60.8
1976	33.61	2.7	220.0	0.15	0.05	46.5	27.2	0.0	53.7	127.5	19.0	157.5	22.2	80.8
1977	34.06	4.6	130.0	0.26	0.08	84.3	49.4	0.0	64.7	198.5	18.6	244.1	23.2	119.8
1978	34.53	8.9	67.0	0.51	0.16	174.2	98.9	0.0	72.5	345.7	18.4	423.7	24.3	198.2
1979	35.02	14.2	42.0	0.83	0.25	295.1	162.7	0.0	84.0	542.0	18.1	662.6	25.2	298.9
1980	35.51	20.0	30.0	1.18	0.34	434.4	231.2	0.0	95.8	761.5	17.8	927.6	26.1	404.9
1981	36.01	21.4	28.0	1.28	0.35	488.7	249.7	0.0	108.0	846.5	17.7	1028.6	27.0	434.9
1982	36.52	23.0	26.0	1.40	0.36	547.9	268.2	0.0	120.5	936.7	17.5	1135.4	27.6	469.6
1983	37.04	25.0	23.9	1.54	0.37	618.0	291.1	0.0	133.3	1042.5	17.2	1260.6	28.1	510.3
1984	37.57	26.6	22.5	1.67	0.38	684.7	309.2	0.0	146.5	1140.5	17.0	1375.7	28.8	545.3
1985	38.12	27.0	22.1	1.72	0.37	722.8	308.9	0.0	160.1	1192.0	16.8	1434.4	29.4	556.9
1986	38.68	30.7	19.5	1.98	0.40	851.0	344.6	0.0	177.9	1373.5	16.7	1648.9	30.0	627.4
1987	39.25	33.0	19.1	2.16	0.40	947.4	360.8	0.0	196.6	1504.9	16.4	1802.2	30.5	674.1
1988	39.82	34.4	17.4	2.28	0.40	1023.0	364.4	0.0	215.0	1602.5	16.2	1914.6	30.9	705.0
1989	40.40	36.1	16.5	2.43	0.39	1111.2	369.1	0.0	231.9	1712.3	16.1	2041.6	31.4	740.3
1990	41.00	40.0	15.0	2.73	0.41	1271.2	393.6	0.0	246.0	1910.9	16.0	2274.9	32.0	811.5
TASAS	0/0 1.41			25.99	17.37	31.32	25.44	*****	12.68	23.47		22.65		19.31

// XEQ MERCA

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA D

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	37.97	2.8	208.7	0.18	0.08	99.6	30.9	0.0	125.3	195.9	20.1	245.5	20.0	140.1
1974	38.70	3.8	155.9	0.24	0.09	68.1	39.7	0.0	151.1	259.0	18.5	318.0	21.1	171.4
1975	39.43	6.0	99.9	0.39	0.12	139.0	83.4	5.7	171.8	400.0	17.5	485.1	23.2	238.3
1976	40.21	8.3	72.0	0.55	0.16	232.1	153.4	5.8	190.9	582.4	17.0	702.0	26.4	302.7
1977	40.93	11.5	52.0	0.78	0.22	351.3	234.7	317.5	209.6	1123.4	16.5	1346.7	31.7	484.9
1978	41.70	16.7	35.7	1.16	0.33	552.7	355.2	978.2	225.7	2112.0	16.2	2523.1	34.4	835.2
1979	42.50	22.7	26.3	1.61	0.44	787.1	493.2	1094.5	246.1	2621.0	16.1	3127.6	34.3	1039.2
1980	43.30	29.0	20.6	2.09	0.56	1058.2	641.6	1490.5	267.3	3457.8	16.0	4117.0	35.3	1328.9
1981	44.13	30.8	19.4	2.26	0.58	1200.3	715.4	1674.5	288.5	3878.8	15.8	4608.6	35.9	1463.6
1982	44.97	32.9	18.2	2.45	0.60	1356.7	787.9	1883.4	310.2	4338.3	15.6	5142.9	36.4	1612.1
1983	45.84	35.0	17.1	2.67	0.62	1533.7	868.0	2120.5	332.7	4855.1	15.4	5743.7	36.8	1779.1
1984	46.73	37.0	16.1	2.88	0.64	1717.2	944.2	2389.9	356.1	5407.5	15.3	6385.3	37.5	1949.2
1985	47.65	39.1	15.7	3.02	0.64	1892.3	999.4	3055.5	380.5	6317.8	15.1	7447.0	38.7	2195.5
1986	48.60	41.8	14.3	3.38	0.69	2150.7	1096.5	3450.6	408.9	7106.8	15.0	8362.3	39.2	2430.1
1987	49.58	44.3	13.5	3.66	0.70	2398.8	1181.2	3900.0	438.7	7918.8	14.8	9301.2	39.9	2657.5
1988	50.57	46.3	12.9	3.90	0.71	2640.1	1260.3	4411.2	468.8	8780.4	14.7	10296.0	40.6	2891.2
1989	51.60	48.4	12.3	4.17	0.72	2911.7	1347.5	4993.1	497.9	9750.3	14.5	11416.1	41.3	3151.5
1990	52.66	50.4	11.4	4.60	0.76	3277.2	1461.0	5655.7	524.9	10918.9	14.4	12760.7	41.9	3470.9
TASAS	0/0 1.94			20.92	14.09	29.65	25.45	66.23	8.78	25.67		26.16		20.78

PROYECCION DE LA DEMANDA DE SAMBORONDON

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1973	4.79	32.5	18.4	0.25	0.03	59.7	18.7	0.0	47.8	126.3	20.0	157.9	20.0	90.1
1974	4.88	36.3	16.5	0.29	0.03	92.5	23.6	151.6	54.3	322.3	18.7	396.8	26.0	174.2
1975	4.99	40.0	15.0	0.33	0.03	133.1	35.9	158.1	64.8	392.1	17.5	475.3	28.6	189.2
1976	5.09	44.4	13.5	0.37	0.04	185.0	56.6	161.5	76.4	479.7	16.4	574.2	29.9	218.5
1977	5.20	50.0	12.0	0.43	0.05	251.7	83.5	286.4	85.9	707.6	15.9	841.9	32.0	300.3
1978	5.32	57.6	10.4	0.51	0.06	337.5	118.1	647.1	93.2	1196.1	15.6	1418.0	36.0	449.6
1979	5.43	66.5	9.0	0.60	0.08	440.7	162.1	719.8	99.9	1422.7	15.4	1682.9	37.0	519.2
1980	5.50	75.0	8.0	0.68	0.09	550.0	209.8	1112.1	105.5	1977.6	15.2	2334.8	38.0	701.4
1981	5.66	76.9	7.8	0.72	0.10	625.0	246.6	1247.2	112.8	2231.7	15.1	2630.8	38.3	782.0
1982	5.79	78.9	7.6	0.76	0.10	693.2	283.1	1401.0	118.6	2496.1	15.0	2938.4	38.7	864.5
1983	5.91	81.0	7.4	0.79	0.11	761.8	319.2	1576.5	124.7	2781.3	14.9	3270.2	39.1	952.3
1984	6.04	83.3	7.1	0.83	0.12	835.7	353.5	1776.6	131.2	3097.2	14.8	3637.8	39.5	1048.6
1985	6.18	85.7	7.0	0.88	0.13	918.7	390.6	2193.2	137.9	3640.5	14.7	4271.9	40.0	1219.1
1986	6.30	88.2	6.7	0.92	0.13	1001.8	424.7	2478.7	144.4	4049.6	14.7	4748.7	40.3	1341.8
1987	6.43	90.9	6.6	0.97	0.14	1088.0	461.1	2804.7	150.9	4504.8	14.6	5278.6	40.7	1476.9
1988	6.56	93.7	6.3	1.02	0.15	1179.9	501.1	3177.1	157.6	5015.9	14.5	5873.4	41.1	1627.4
1989	6.70	96.7	6.2	1.08	0.16	1277.3	544.9	3602.9	164.3	5589.5	14.5	6541.0	41.5	1794.9
1990	6.84	100.0	6.0	1.14	0.17	1380.8	592.7	4089.8	171.1	6234.5	14.5	7291.8	42.0	1981.9
TASAS	0/0 2.12			0.09	0.09	20.28	22.53	63.09	7.78	25.77		25.28		19.93

PROYECCION DE LA DEMANDA DE TARIFA

AÑO	POBLAC (MILES)	POR SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	0.71	20.0	30.0	0.02	0.00	5.4	2.9	0.0	7.1	15.5	20.0	19.4	20.0	11.0
1974	0.72	24.8	24.1	0.02	0.00	7.4	3.8	0.0	13.1	24.4	19.5	30.3	22.5	15.3
1975	0.73	30.0	20.0	0.03	0.01	11.6	5.5	0.8	15.3	33.3	18.5	40.8	21.6	21.5
1976	0.73	35.2	17.0	0.04	0.01	17.3	8.3	0.8	15.4	42.0	17.3	50.9	23.0	25.2
1977	0.74	41.0	14.6	0.05	0.01	22.7	12.2	21.3	15.6	72.0	16.7	86.5	32.0	30.8
1978	0.75	48.0	12.5	0.06	0.01	29.8	17.0	307.2	15.9	368.9	16.3	441.3	41.0	122.8
1979	0.76	54.5	11.0	0.06	0.01	35.3	20.8	344.6	16.1	416.9	16.1	497.5	43.0	132.0
1980	0.78	60.0	10.0	0.07	0.01	41.3	23.7	503.5	16.3	584.9	16.0	696.8	45.0	176.7
1981	0.79	63.8	9.4	0.08	0.01	46.2	26.0	566.4	16.6	655.3	15.8	779.2	46.0	193.3
1982	0.80	68.1	8.8	0.09	0.01	51.9	28.1	637.4	16.8	734.3	15.7	871.6	47.0	211.7
1983	0.81	71.3	8.4	0.09	0.01	57.0	29.7	717.7	17.0	821.6	15.6	973.7	48.0	231.5
1984	0.82	74.0	8.1	0.10	0.01	62.1	31.1	808.3	17.3	918.9	15.4	1087.5	48.9	253.3
1985	0.83	77.4	7.7	0.10	0.02	68.1	32.4	1079.6	17.5	1197.8	15.3	1415.9	50.0	323.2
1986	0.85	80.0	7.5	0.11	0.02	73.0	33.6	1217.2	17.8	1341.8	15.2	1584.2	50.9	354.6
1987	0.86	81.9	7.3	0.11	0.02	77.7	34.4	1372.7	18.1	1503.0	15.2	1772.5	52.0	389.1
1988	0.87	83.3	7.2	0.12	0.01	82.2	34.9	1548.3	18.4	1683.8	15.1	1983.8	53.0	427.2
1989	0.89	84.5	7.0	0.12	0.01	86.5	35.2	1746.7	18.7	1887.2	15.0	2221.6	53.9	469.6
1990	0.90	85.7	7.0	0.12	0.01	91.1	35.5	1970.8	19.0	2116.5	14.9	2490.0	55.0	516.8
TASAS	0/0 1.41			10.47	4.28	18.00	15.77	56.24	5.93	33.51		33.04		25.35

PROYECCION DE LA DEMANDA DE LA VICTORIA

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (Kw)
1973	0.46	13.3	45.0	0.01	0.00	2.3	1.2	0.0	4.6	8.2	20.0	10.3	20.0	5.9
1974	0.46	16.7	35.9	0.01	0.00	3.2	1.6	0.0	5.1	10.1	19.5	12.5	21.1	6.7
1975	0.47	20.9	28.6	0.01	0.00	5.3	2.5	0.8	5.7	14.4	18.5	17.6	21.0	9.6
1976	0.48	26.3	22.7	0.02	0.00	8.4	4.0	0.8	6.3	19.6	17.3	23.7	22.5	12.0
1977	0.48	33.8	17.7	0.02	0.00	12.1	6.5	14.1	6.6	39.5	16.7	47.5	28.5	19.0
1978	0.49	42.8	14.0	0.03	0.00	16.6	9.7	190.3	7.0	223.8	16.3	267.7	39.7	76.8
1979	0.49	52.6	11.4	0.04	0.01	21.9	12.9	213.4	7.4	255.8	16.1	305.2	41.5	83.9
1980	0.50	60.0	10.0	0.05	0.01	26.6	15.2	239.5	7.7	289.1	16.0	344.4	42.5	92.5
1981	0.50	63.1	9.5	0.05	0.01	29.4	16.5	268.9	8.1	323.0	15.8	384.1	43.5	100.8
1982	0.51	65.9	9.1	0.05	0.01	32.1	17.4	302.1	8.5	360.3	15.7	427.6	44.5	109.7
1983	0.52	68.5	8.7	0.05	0.01	35.0	18.3	339.7	8.8	401.9	15.6	476.3	44.9	121.0
1984	0.52	71.4	8.4	0.06	0.01	38.2	19.1	382.0	9.2	448.7	15.4	531.0	46.0	131.7
1985	0.53	75.0	8.0	0.06	0.01	42.0	20.0	448.9	9.5	520.6	15.3	615.4	49.0	143.3
1986	0.54	77.9	7.7	0.07	0.01	45.3	20.8	505.5	9.9	581.5	15.2	686.6	50.0	156.7
1987	0.54	80.2	7.4	0.07	0.01	48.3	21.4	569.3	10.2	649.4	15.2	765.9	50.9	171.4
1988	0.55	82.1	7.3	0.07	0.01	51.3	21.7	641.5	10.6	725.2	15.1	854.4	52.0	187.5
1989	0.56	83.9	7.1	0.07	0.01	54.2	22.0	723.0	11.0	810.3	15.0	953.9	52.9	205.4
1990	0.57	85.7	7.0	0.08	0.01	57.4	22.3	815.0	11.3	906.2	14.9	1066.1	54.0	225.3
TASAS	0/0 1.21			12.92	6.59	20.61	18.33	48.33	5.42	31.80		31.33		23.87

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA E-URBANA

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HRTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	6.39	67.9	8.8	0.72	0.05	67.6	22.9	312.0	70.3	472.9	14.7	554.5	28.3	223.4
1974	7.13	117.6	5.1	1.39	0.05	103.2	29.2	854.2	99.1	1085.9	14.4	1269.3	31.3	461.9
1975	8.06	167.8	3.5	2.25	0.05	150.1	43.9	1348.3	132.7	1675.2	13.6	1941.0	33.0	670.3
1976	8.91	204.6	2.9	3.04	0.06	210.9	69.0	1785.6	163.3	2228.8	13.3	2573.0	33.9	865.9
1977	9.91	241.0	2.4	3.98	0.07	286.6	102.3	2463.3	195.0	3047.4	13.4	3519.2	35.0	1146.4
1978	11.21	280.6	2.1	5.24	0.09	383.0	144.9	3983.9	232.2	4744.1	13.8	5504.1	37.1	1691.2
1979	12.32	309.9	1.9	6.34	0.10	498.0	195.8	4708.2	264.3	5666.4	13.7	6571.4	37.8	1981.4
1980	13.47	334.2	1.7	7.50	0.12	617.9	248.8	5781.9	296.9	6945.7	13.9	8068.0	38.5	2388.7
1981	15.81	368.4	1.6	9.71	0.13	700.7	289.2	7361.0	358.8	8709.8	13.8	10108.4	38.8	2973.1
1982	17.15	383.2	1.5	10.95	0.14	777.4	328.6	8476.8	395.3	9978.2	13.8	11584.1	38.9	3390.9
1983	18.59	397.0	1.5	12.30	0.14	854.0	366.3	9693.3	434.4	11348.1	13.8	13180.1	39.1	3846.3
1984	19.44	402.7	1.4	13.05	0.15	936.1	403.9	10679.4	459.0	12478.5	13.9	14502.3	39.2	4215.0
1985	20.30	408.0	1.4	13.80	0.16	1028.9	443.2	12076.3	483.8	14032.3	14.0	16322.2	39.6	4700.8
1986	21.15	413.1	1.4	14.57	0.17	1120.2	479.2	13253.5	508.6	15361.7	14.0	17873.4	39.8	5113.7
1987	22.03	418.1	1.4	15.35	0.17	1214.2	517.0	13798.9	534.0	16064.2	14.0	18695.3	40.3	5288.3
1988	26.11	52.0	11.5	2.26	0.36	1778.8	723.6	5367.0	284.4	8154.0	14.9	9582.7	42.6	2562.9
1989	26.68	54.0	11.1	2.40	0.37	1927.8	771.4	6072.6	300.4	9072.4	14.8	10652.8	43.2	2809.5
1990	27.26	57.5	10.4	2.61	0.39	2116.5	832.5	6875.7	315.2	10139.9	14.7	11898.8	43.8	3098.9
TASAS	0/0 8.90			7.84	12.54	22.45	23.52	19.95	9.22	19.75		19.76		16.72

// XEQ MERCA

PROYECCION DE LA DEMANDA SAMBORONDON-RUR

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	4.33	1.0	600.0	0.00	0.00	1.6	1.1	0.0	4.3	7.1	25.0	9.4	20.0	5.4
1974	4.67	1.4	427.5	0.01	0.00	2.7	1.7	0.0	5.0	9.5	21.1	12.1	20.4	6.7
1975	5.02	1.9	310.0	0.01	0.00	4.5	2.7	0.0	6.5	13.8	19.5	17.1	21.2	9.2
1976	5.37	2.7	220.0	0.02	0.00	7.4	4.3	0.0	8.6	20.4	19.0	25.1	22.2	12.9
1977	5.74	4.6	130.0	0.04	0.01	14.2	8.3	0.0	10.9	33.4	18.6	41.1	23.2	20.2
1978	6.11	8.9	67.0	0.09	0.02	30.8	17.5	0.0	12.8	61.2	18.3	75.0	24.3	35.0
1979	6.49	14.2	42.0	0.15	0.04	54.7	30.1	0.0	15.5	100.5	18.1	122.8	25.2	55.4
1980	6.88	20.0	30.0	0.22	0.06	84.2	44.8	0.0	18.5	147.6	17.8	179.8	26.1	78.5
1981	7.29	21.4	28.0	0.26	0.07	99.0	50.6	0.0	21.8	171.5	17.6	208.4	27.0	88.1
1982	7.73	23.0	26.0	0.29	0.07	116.0	56.7	0.0	25.5	198.3	17.5	240.4	27.5	99.4
1983	8.20	25.0	23.9	0.34	0.08	136.8	64.4	0.0	29.5	230.7	17.2	279.0	28.1	112.9
1984	8.69	26.6	22.5	0.38	0.08	159.3	71.5	0.0	33.8	263.8	17.0	318.2	28.7	126.1
1985	9.21	27.0	22.1	0.41	0.08	174.6	74.6	0.0	38.6	288.0	16.8	346.6	29.3	134.5
1986	9.76	30.7	19.5	0.50	0.10	214.8	86.9	0.0	44.9	346.7	16.6	416.2	29.9	158.3
1987	10.35	33.0	18.1	0.57	0.10	249.8	95.1	0.0	51.8	396.8	16.4	475.2	30.5	177.7
1988	10.97	34.4	17.4	0.63	0.11	281.8	100.4	0.0	59.2	441.4	16.2	527.4	30.9	194.2
1989	11.63	36.1	16.5	0.70	0.11	319.8	106.2	0.0	66.7	492.8	16.1	587.6	31.4	213.0
1990	12.33	40.0	15.0	0.82	0.12	382.2	118.3	0.0	73.9	574.5	16.0	684.0	32.0	244.0
TASAS	0/0													
	6.34			32.11	23.07	37.69	31.54	*****	18.16	29.47		28.61		25.10

PROYECCION DE LA DEMANDA TARIFA-RURAL

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	12.23	1.0	600.0	0.02	0.01	4.6	3.1	0.0	12.2	20.0	25.0	26.7	20.0	15.2
1974	12.60	1.4	427.5	0.02	0.01	7.4	4.8	0.0	13.5	25.8	21.1	32.7	20.4	18.2
1975	12.98	1.9	310.0	0.04	0.01	11.7	7.1	0.0	16.8	35.7	19.5	44.3	21.2	23.8
1976	13.36	2.7	220.0	0.06	0.02	18.5	10.9	0.0	21.3	50.7	19.0	62.6	22.2	32.1
1977	13.74	4.6	130.0	0.10	0.03	34.0	19.9	0.0	26.1	80.0	18.6	98.4	23.2	48.3
1978	14.12	8.0	67.0	0.21	0.06	71.2	40.4	0.0	29.6	141.3	18.3	173.2	24.3	81.0
1979	14.51	14.2	42.0	0.34	0.10	122.2	67.4	0.0	34.8	224.5	18.1	274.5	25.2	123.8
1980	14.90	20.0	30.0	0.49	0.14	192.2	97.0	0.0	40.2	319.5	17.8	389.2	26.1	169.9
1981	15.30	21.4	28.0	0.54	0.14	207.6	106.1	0.0	45.9	359.6	17.6	437.0	27.0	184.7
1982	15.69	23.0	26.0	0.60	0.15	235.3	115.2	0.0	51.7	402.3	17.5	487.6	27.5	201.7
1983	16.09	25.0	23.9	0.67	0.16	268.4	126.4	0.0	57.9	452.8	17.2	547.5	28.1	221.6
1984	16.48	26.6	22.5	0.73	0.16	300.4	135.6	0.0	64.3	500.4	17.0	603.7	28.7	239.2
1985	16.89	27.0	22.1	0.76	0.16	320.2	136.8	0.0	70.9	528.0	16.8	635.4	29.3	246.7
1986	17.29	30.7	19.5	0.88	0.17	380.4	154.0	0.0	79.5	614.0	16.6	737.1	29.9	280.5
1987	17.70	33.0	18.1	0.97	0.18	427.2	162.7	0.0	88.6	678.6	16.4	812.7	30.5	303.9
1988	18.11	34.4	17.4	1.04	0.18	465.3	165.7	0.0	97.8	728.9	16.2	870.9	30.9	320.7
1989	18.53	36.1	16.5	1.11	0.18	509.6	169.2	0.0	106.3	785.2	16.1	936.3	31.4	339.5
1990	18.94	40.0	15.0	1.26	0.18	587.1	181.8	0.0	113.6	882.6	16.0	1050.7	32.0	374.8
TASAS	0/0 2.60			27.47	18.75	32.86	26.92	*****	14.01	24.92		24.09		20.71

PROYECCION DE LA DEMANDA LA VICTORIA-PUR

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	3.66	1.0	600.0	0.00	0.00	1.4	0.9	0.0	3.6	6.0	25.0	8.0	20.0	4.5
1974	3.67	1.4	427.5	0.00	0.00	2.1	1.4	0.0	3.9	7.5	21.1	9.5	20.4	5.3
1975	3.67	1.9	310.0	0.01	0.00	3.3	2.0	0.0	4.7	10.1	19.5	12.5	21.2	6.7
1976	3.68	2.7	220.0	0.01	0.00	5.1	2.9	0.0	5.8	13.9	19.0	17.2	22.2	8.8
1977	3.68	4.6	130.0	0.02	0.00	9.1	5.3	0.0	6.9	21.4	18.6	26.4	23.2	12.9
1978	3.68	8.9	67.0	0.05	0.01	18.5	10.5	0.0	7.7	36.9	18.3	45.2	24.3	21.1
1979	3.69	14.2	42.0	0.08	0.02	31.1	17.1	0.0	8.8	57.1	18.1	69.8	25.2	31.5
1980	3.69	20.0	30.0	0.12	0.03	45.1	24.0	0.0	9.9	79.1	17.8	96.4	26.1	42.1
1981	3.69	21.4	28.0	0.13	0.03	50.1	25.6	0.0	11.0	86.8	17.6	105.5	27.0	44.6
1982	3.69	23.0	26.0	0.14	0.03	55.4	27.1	0.0	12.2	94.8	17.5	114.9	27.5	47.5
1983	3.70	25.0	23.9	0.15	0.03	61.7	29.0	0.0	13.3	104.1	17.2	125.9	28.1	50.9
1984	3.70	26.6	22.5	0.16	0.03	67.4	30.4	0.0	14.4	112.4	17.0	135.6	28.7	53.7
1985	3.70	27.0	22.1	0.16	0.03	70.2	30.0	0.0	15.5	115.9	16.8	139.4	29.3	54.1
1986	3.70	30.7	19.5	0.19	0.03	81.6	33.0	0.0	17.0	131.7	16.6	158.1	29.9	60.1
1987	3.71	33.0	18.1	0.20	0.03	89.6	34.1	0.0	18.5	142.3	16.4	170.4	30.5	63.7
1988	3.71	34.4	17.4	0.21	0.03	95.4	33.9	0.0	20.0	149.4	16.2	178.5	30.9	65.7
1989	3.71	36.1	16.5	0.22	0.03	102.2	33.9	0.0	21.3	157.4	16.1	187.7	31.4	68.0
1990	3.71	40.0	15.0	0.24	0.03	115.2	35.6	0.0	22.3	173.2	16.0	206.2	32.0	73.5
TASAS	0/0 0.07			24.33	15.82	29.58	23.79	*****	11.20	21.84		21.03		17.73

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA E-RURAL

AÑO	POBLAC (MILES)	POB SERV %	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD %	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC %	DEMANDA POTEN (KW)
1973	20.23	1.0	600.0	0.03	0.01	7.7	5.2	0.0	20.2	33.2	24.9	44.2	20.0	25.2
1974	20.94	1.4	427.5	0.04	0.02	12.3	7.9	0.0	22.5	42.9	21.1	54.4	20.4	30.4
1975	21.67	1.9	310.0	0.06	0.02	19.5	11.8	0.0	28.1	59.6	19.4	74.0	21.2	39.9
1976	22.41	2.7	219.9	0.10	0.03	31.0	18.1	0.0	35.8	85.0	19.0	105.0	22.2	53.8
1977	23.16	4.6	130.0	0.17	0.06	57.3	33.6	0.0	44.0	134.9	18.6	166.0	23.2	81.5
1978	23.92	8.9	67.0	0.35	0.11	120.6	68.5	0.0	50.2	239.4	18.3	293.4	24.3	137.3
1979	24.69	14.2	42.0	0.58	0.17	208.1	114.7	0.0	59.2	382.1	18.1	467.2	25.2	210.8
1980	25.47	20.0	30.0	0.84	0.24	311.6	165.9	0.0	68.7	546.3	17.9	665.5	26.1	290.5
1981	26.29	21.4	29.0	0.93	0.25	356.8	182.3	0.0	78.8	618.0	17.7	751.0	27.0	317.5
1982	27.12	23.0	26.0	1.04	0.26	406.8	199.1	0.0	89.5	695.5	17.5	843.0	27.5	348.7
1983	27.99	25.0	23.9	1.16	0.28	467.0	219.9	0.0	100.7	787.7	17.3	952.5	28.2	385.5
1984	28.88	26.6	22.5	1.28	0.29	526.3	237.6	0.0	112.6	876.7	17.0	1057.5	28.7	419.1
1985	29.80	27.0	22.1	1.34	0.29	565.2	241.6	0.0	125.2	932.0	16.8	1121.6	29.3	435.5
1986	30.76	30.7	19.5	1.57	0.31	676.8	274.0	0.0	141.5	1092.5	16.7	1311.5	30.0	499.0
1987	31.76	33.0	18.1	1.75	0.32	766.6	292.0	0.0	159.1	1217.8	16.4	1458.4	30.5	545.4
1988	32.79	34.4	17.3	1.89	0.32	842.6	300.1	0.0	177.1	1319.9	16.3	1576.9	31.0	580.7
1989	33.87	36.1	16.5	2.04	0.33	931.6	309.4	0.0	194.4	1435.6	16.1	1711.7	31.4	620.7
1990	34.98	40.0	15.0	2.33	0.34	1084.6	335.8	0.0	209.9	1630.4	16.0	1941.0	32.0	692.4
TASAS	% 3.27			29.30	19.52	33.72	27.74	*****	14.75	25.73		24.90		21.49

PROYECCION DE LA DEMANDA ZONA E

ANO	POBLAC (MILES)	POB SERV 0/0	HBTS POR ABON	ABONADOS (MILES) RESID	ABONADOS (MILES) COMER	CONSUMOS (MWH) RESID	CONSUMOS (MWH) COMER	CONSUMOS (MWH) INDUS	CONSUMOS (MWH) ALUMB OTROS	CONSUMOS (MWH) TOTAL	PERD 0/0	DEMANDA ENERGIA (MWH)	DEMANDA FC 0/0	DEMANDA POTEN (KW)
1973	26.19	7.5	79.9	0.32	0.06	75.3	28.1	0.0	79.8	183.4	20.9	232.0	20.0	132.4
1974	27.02	8.6	69.6	0.38	0.07	115.6	37.2	151.6	95.2	399.7	19.1	494.2	24.8	226.8
1975	27.87	9.9	61.1	0.45	0.08	169.6	55.8	159.7	114.1	499.5	17.8	607.9	26.6	260.2
1976	28.73	11.3	52.8	0.54	0.10	241.9	87.1	163.2	134.1	626.5	16.8	754.0	27.7	309.7
1977	29.60	13.9	42.8	0.69	0.13	344.0	135.9	321.9	152.3	954.2	16.4	1142.0	30.1	431.7
1978	30.50	18.9	31.6	0.96	0.20	503.7	213.4	1144.7	166.4	2028.4	16.2	2420.7	35.1	786.6
1979	31.39	24.9	24.0	1.30	0.28	706.1	310.6	1278.0	182.8	2477.6	16.0	2952.9	35.6	946.0
1980	32.26	30.9	19.3	1.66	0.37	929.6	414.7	1855.2	198.5	3398.1	15.9	4041.6	36.5	1261.2
1981	33.26	32.5	18.4	1.80	0.39	1057.5	471.5	2082.6	216.4	3828.2	15.7	4545.2	37.2	1393.8
1982	34.22	34.2	17.5	1.95	0.41	1184.2	527.8	2340.7	233.5	4286.4	15.6	5080.8	37.7	1534.6
1983	35.23	36.1	16.5	2.12	0.43	1321.0	586.2	2633.9	251.5	4792.7	15.5	5672.8	38.3	1690.5
1984	36.28	37.8	15.8	2.28	0.45	1462.5	641.5	2967.1	270.4	5341.7	15.3	6314.0	38.8	1853.0
1985	37.36	38.6	15.5	2.40	0.45	1594.1	684.8	3721.8	290.2	6291.1	15.2	7424.9	39.9	2121.3
1986	38.46	41.9	14.3	2.68	0.48	1797.1	753.3	4201.5	313.7	7065.6	15.1	8331.1	40.4	2352.2
1987	39.60	44.1	13.5	2.91	0.50	1980.9	809.0	4746.8	338.4	7875.2	15.0	9275.5	40.9	2582.9
1988	40.79	45.7	13.1	3.10	0.51	2156.1	858.0	5367.0	363.7	8745.0	15.0	10288.7	41.6	2822.9
1989	42.03	47.5	12.6	3.32	0.52	2349.9	911.6	6072.6	388.5	9722.8	14.9	11428.2	42.2	3090.7
1990	43.30	51.0	11.7	3.68	0.55	2613.9	986.5	6875.7	411.5	10887.7	14.8	12789.1	42.7	3416.5
TASAS	0/0 3.00			15.29	12.97	23.19	23.26	68.16	10.12	27.15		26.59		21.06

PROYECCION DE LA DEMANDA

ZONA "F"

URBANIZACIONES: LA PUNTILLA, ENTRERIOS Y FINCAS VACACIONALES

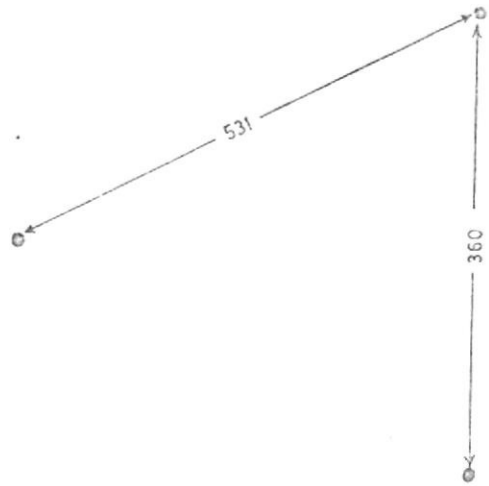
AÑO	NO. SOLARES	CONSUMO (MWH)	CONS-ALP (MWH)	CONS-TOTAL (MWH)	PERDIDAS (%)	DEM.ENERG. (MWH)	FC (%)	DEM-PTENCIA (KW)
1977	43	312,0	10,75	322,75	12,0	336,76	36,0	116,2
1978	106	702,6	26,50	729,10	12,1	829,47	36,0	265,5
1979	187	1.188,6	46,75	1.235,35	12,2	1.407,00	36,0	446,2
1980	260	1.622,4	65,00	1.687,40	12,2	1.921,87	36,0	610,1
1981	347	2.141,4	86,75	2.228,15	12,3	2.540,65	37,0	783,9
1982	464	2.839,2	116,00	2.955,20	12,4	3.373,52	37,0	1.041,8
1983	563	3.430,2	140,75	3.570,95	12,5	4.081,09	38,0	1.226,0
1984	669	4.126,7	167,25	4.293,95	12,7	4.918,61	38,0	1.477,6
1985	885	5.478,4	221,25	5.699,65	12,8	6.536,30	39,0	1.917,0
1986	1.005	6.336,1	251,25	6.587,35	13,0	7.571,67	39,0	2.221,9
1987	1.135	7.259,4	283,75	7.543,15	13,1	8.680,26	39,0	2.547,2
1988	1.205	7.912,3	301,25	8.213,55	13,3	9.473,53	39,0	2.781,6
1989	1.275	8.554,5	318,25	8.872,75	13,4	10.245,67	39,0	3.010,5
1990	1.346	9.252,1	336,50	9.588,60	13,5	11.085.09	39,0	3.260,0

ANEXO 2.

PARAMETROS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

PARAMETROS DE LAS LINEAS A 138 KV:

Separación entre conductores



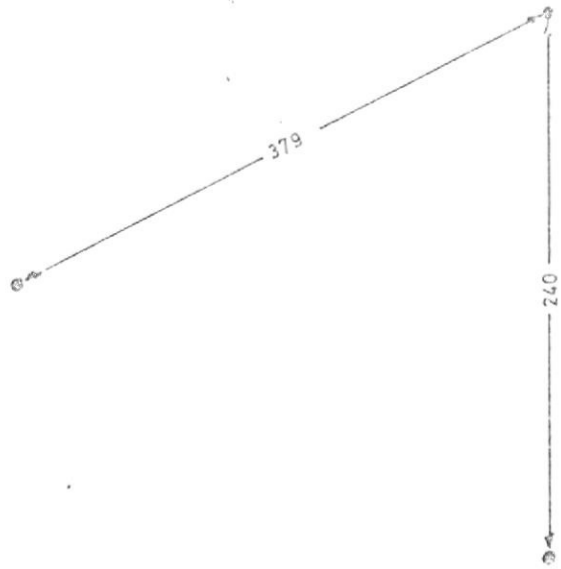
Deq = distancia equivalente = 467 cms.

$$Z_b = \frac{(KV_b)^2}{MVA_b} = \frac{(138)^2}{(30)} = 634,8 \ \Omega$$

De	A	DISTANCIA (Km)	CONDUCTOR	R (%)	X (%)	CKVA*
Pascuales	Daule	25,oo	397,5 ACSR	0,626	1,882	1.401,15

PARAMETROS DE LAS LINEAS A 69 KV:

Separación entre conductores



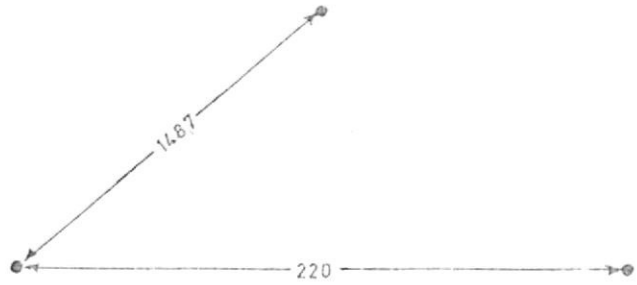
Deq = 525 cms.

$$Z_b = \frac{(69)^2}{30} = 158,7\ \Omega$$

DE	A	DISTANCIA Km	CONDUCTOR	R (%)	X (%)	CKVAR
Pascuales	La Toma	9,0	336,4 MCM ACSR	1,071	2,56	133,49
La Toma	YPC	10,0	336,4 MCM ACSR	1,19	2,85	148,32
YPC	Daule	6,0	336,4 MCM ACSR	0,71	1,71	88,99
YPC	P. Carbo	29,0	266,8 MCM ACSR	4,32	8,32	476.16
Daule	Salitre	22,0	266,8 MCM ACSR	3,28	6,32	323,27
Pascuales	Daule	25,0	477 MCM ACSR	2,08	6,83	388,98
Daule	Balzar	61,0	477 MCM ACSR	5,06	16,65	949,08

PARAMETROS DE LAS LINEAS A 13,8 KV

Separación entre conductores



Deq = 169,4 cms.

$$Z_b = \frac{(13.8)^2}{30} = 6,348\ \Omega$$

DE	A	DISTANCIA Km	CONDUCTOR	R (%)	X (%)
Pascuales	Toma	9,0	x 3/0 ACSR	60,84	68,94
Toma	Petrillo	3,0	x 3/0 ACSR	20,28	22,98
Petrillo	Piedrahita	5,0	x 3/0 ACSR	33,80	38,30
Piedrah.	YPC	2,0	x 3/0 ACSR	13,52	15,32
YPC	Daule	6,0	x 3/0 ACSR	40,56	45,96
Daule	Animas	3,0	x 3/0 ACSR	20,28	22,98
Animas	Limonal	6,0	x 3/0 ACSR	40,56	45,96
Limonal	YL	1,0	x 3/0 ACSR	6,76	7,66
YL	Sta. Lucía	8,0	x 3/0 ACSR	54,08	61,28
Sta.Lucía	Palestina	10,0	x 3/0 ACSR	67,6	76,60
Palestina	YC	11,0	x 3/0 ACSR	74,36	84,26
YC	Balzar	22,0	x 3/0 ACSR	148,72	168,52
YC	Colimes	7,0	x 2 ACSR	111,58	58,31
YL	Laurel	11	x 2 ACSR	223,16	116,62

Daule	Maravillas	6,0	x 3/0 al 5005	34,68	45,96
Maravillas	J.B.Aguirre	8,0	x 3/0 al 5005	46,24	61,28
J.B.Aguir.	Salitre	8,0	x 3/0 al 5005	46,24	61,28
Salitre	Vernaza	10,0	x 2/0 ACSR	83,50	78,30
YPC	Lomas	8,0	x 3/0 al 5005	46,24	61,28
Lomas	I.Ayora	7,0	x 3/0 al 5005	40,46	53,62
I.Ayora	Sabanilla	10,0	x 3/0 al 5005	57,80	76,6
Sabanilla	P.Carbo	4,0	x 3/0 al 5005	23,12	30,64
Pascuales	Aurora	10,0	x 4/0 ACSR	55,80	74,80
Aurora	Tarifa	17,0	x 4/0 ACSR	94,86	127,16
Tarifa	Samboron.	4,0	x 1/0 ACSR	41,20	31,96
Samboron.	Victoria	10,0	x 1/0 ACSR	103,0	79,9
Aurora	Urbaniz.	9,0	x 4/0 ACSR	50,22	67,32

ANEXO 3.

POTENCIA MAXIMA DE TRANSPORTE

La potencia máxima de transporte de los conductores es limitada por la ampacidad.

La determinación de la corriente que un conductor puede transportar a cierta temperatura por sobre la 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 la radiación solar (líneas aéreas) y pierde calor por convección (natural ó forzada) y por radiación a través de la superficie del conductor;se desprecian las pérdidas por conducción en los soportes.

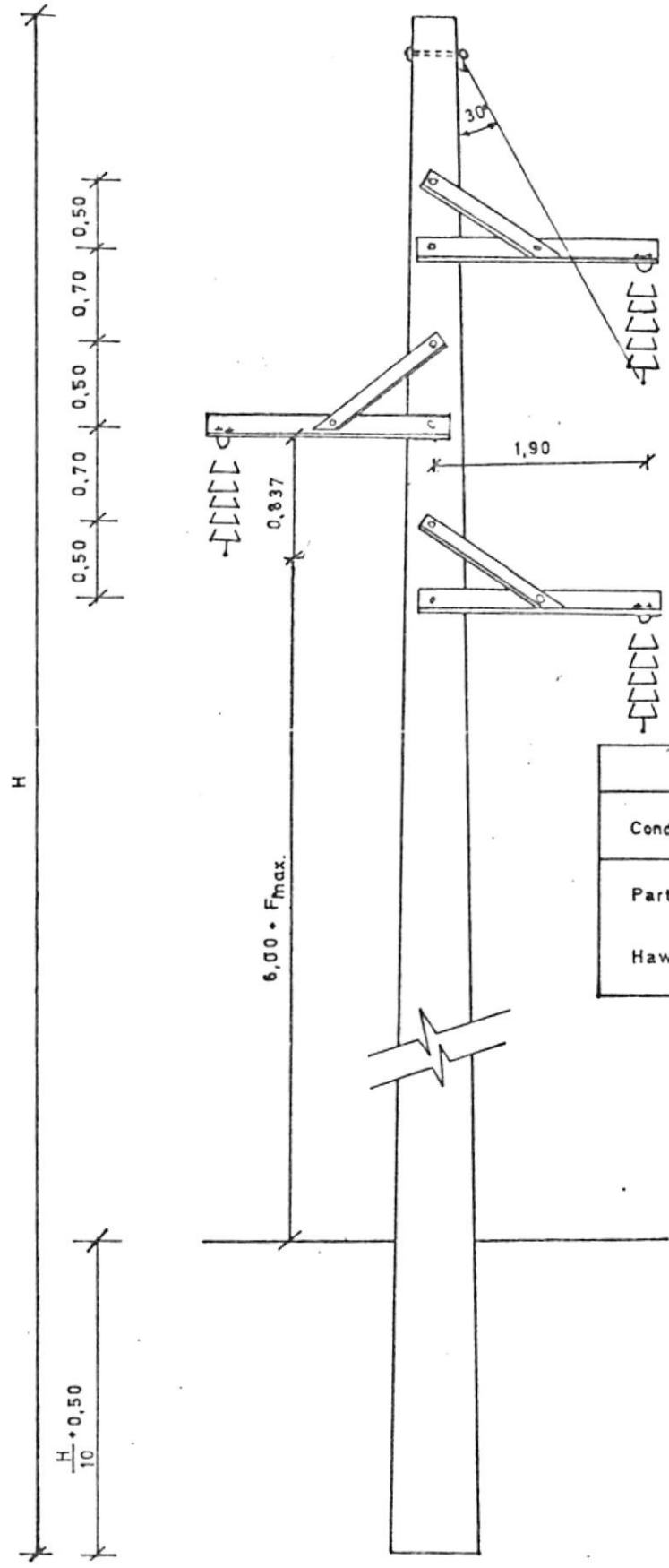
Al determinar la capacidad de los conductores se asumieron los siguientes valores:

Temperatura ambiente	=	40°C
Elevación de temperatura	=	20°C
Factor de emisividad	=	0,5
Velocidad del viento	=	2 pies/segundo.

CONDUCTOR		KV	MVA
477	MCM ACSR	69	57,96
397,5	MCM ACSR	69	52,59
336,4	MCM ACSR	69	46,61
226,8	MCM ACSR	69	39,44
2/0	AWG ACSR	69	22,95
4/0	AWG ACSR	13,8	6,10
3/0	AWG ACSR	13,8	5,31
3/0	AWG A1 5.005	13,8	5,38
2/0	AWG ACSR	13,8	4,59
1/0	AWG ACSR	13,8	3,97
2	AWG ACSR	13,8	3,01

ANEXO 4

ESTRUCTURAS

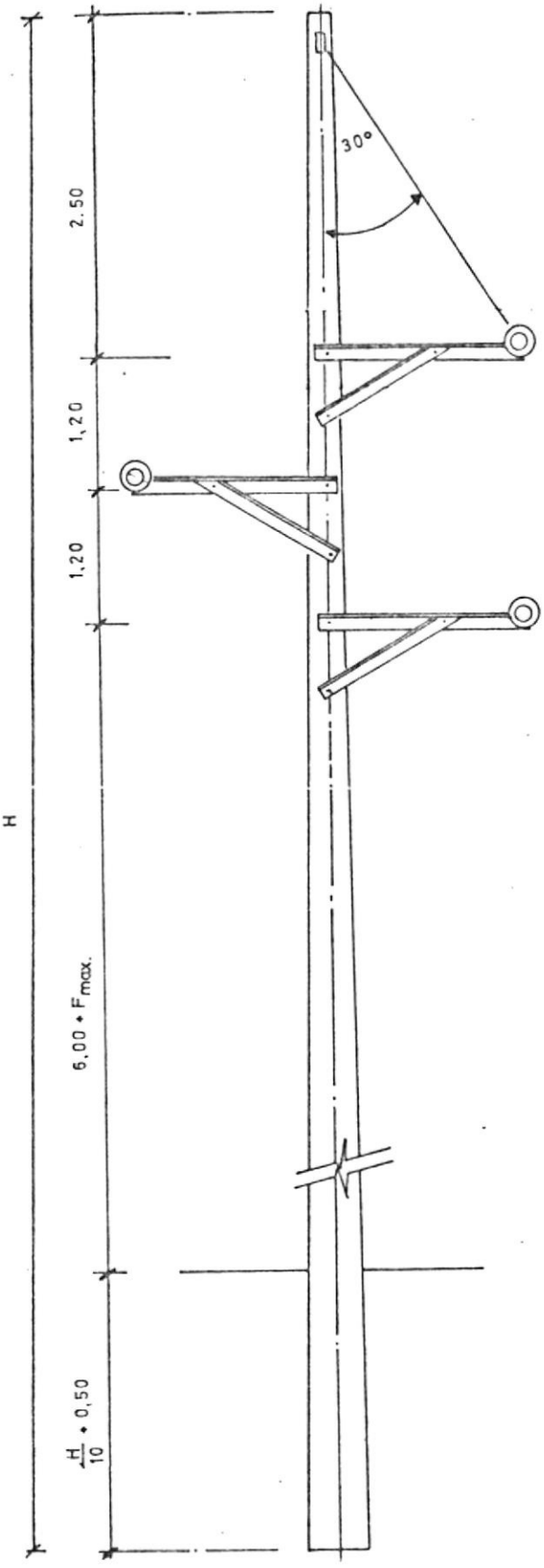


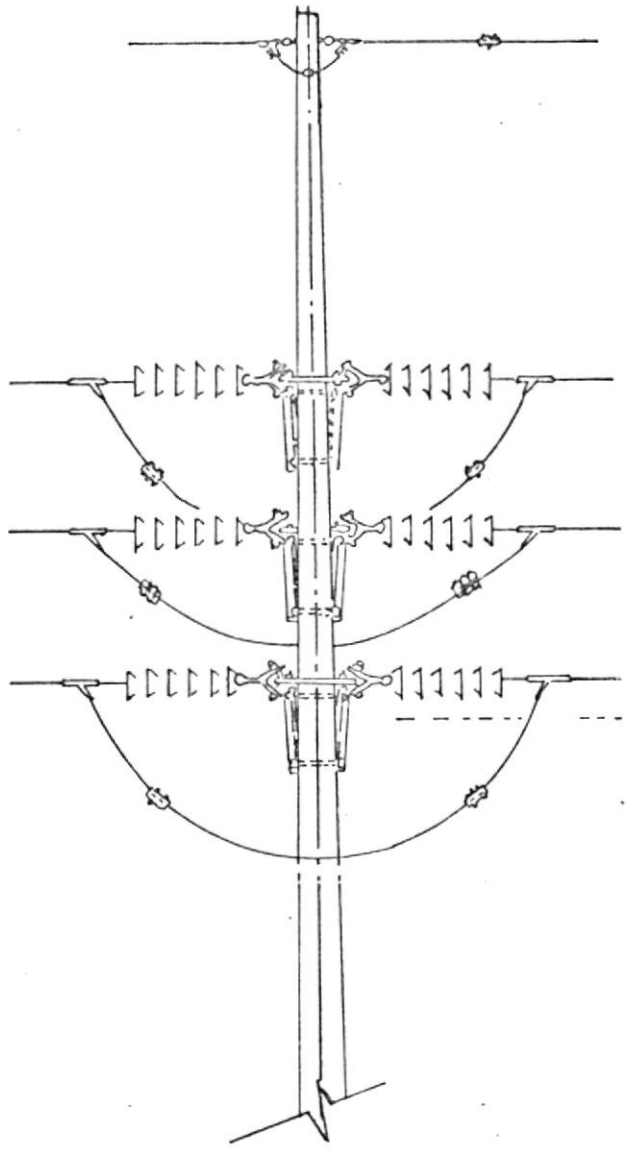
VANOS MAXIMOS (mts)			
Conductor	Carga de viento		Por separacion entre conductores
	500 Kg	800 Kg	
Partridge	248	398	360
Hawk	190	315	352

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA · DAULE - BALZAR

APOYO DE SUSPENSION "S"



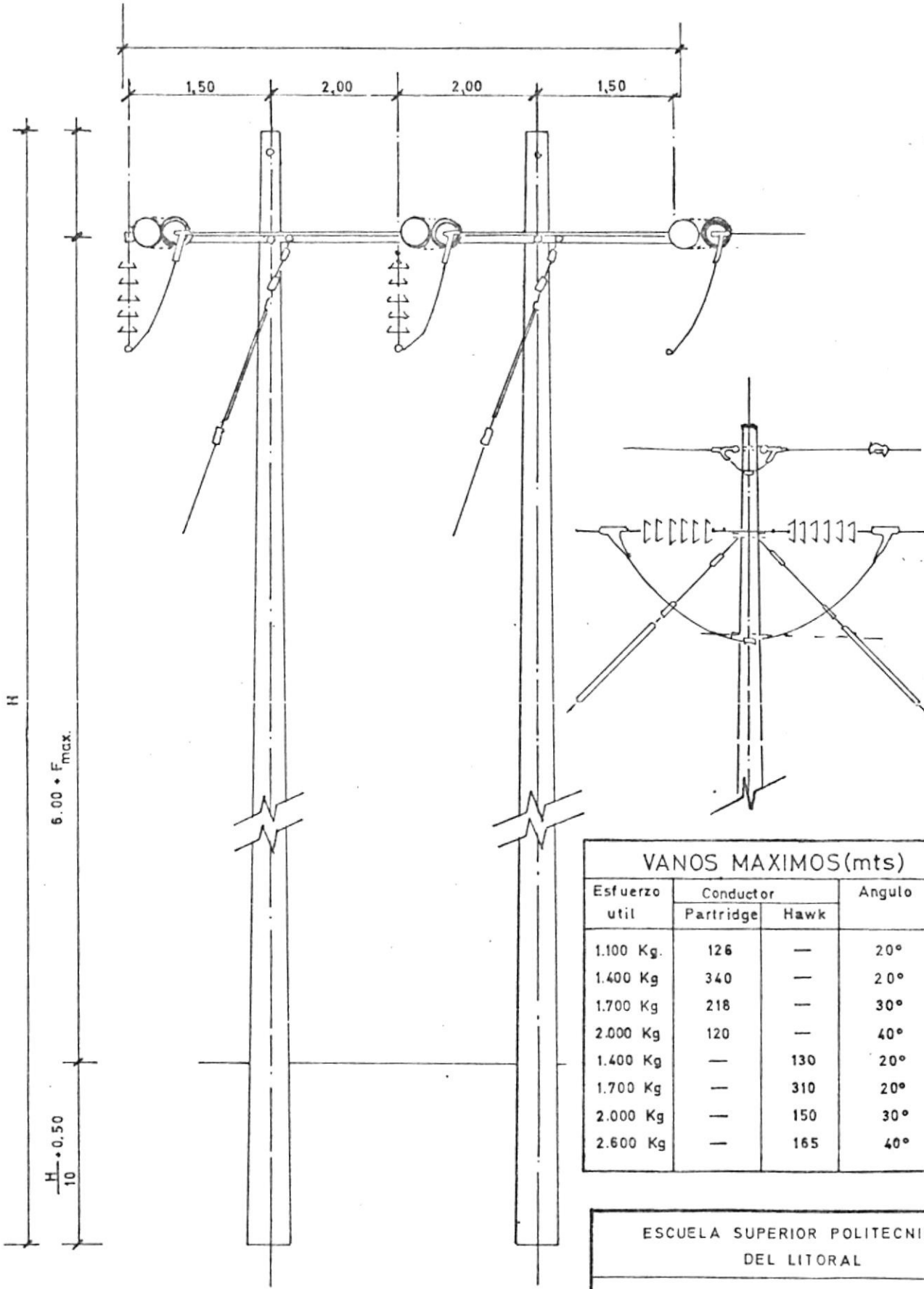


VANOS MAXIMOS (mts)			
Esfuerzo Util	Conductores		Angulo
	Partridge	Hawk	
800 Kg	210	130	5°
1.100 Kg	215	72	10°

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE-BALZAR

APOYO DE SUSPENSION - RETENCION "SR"

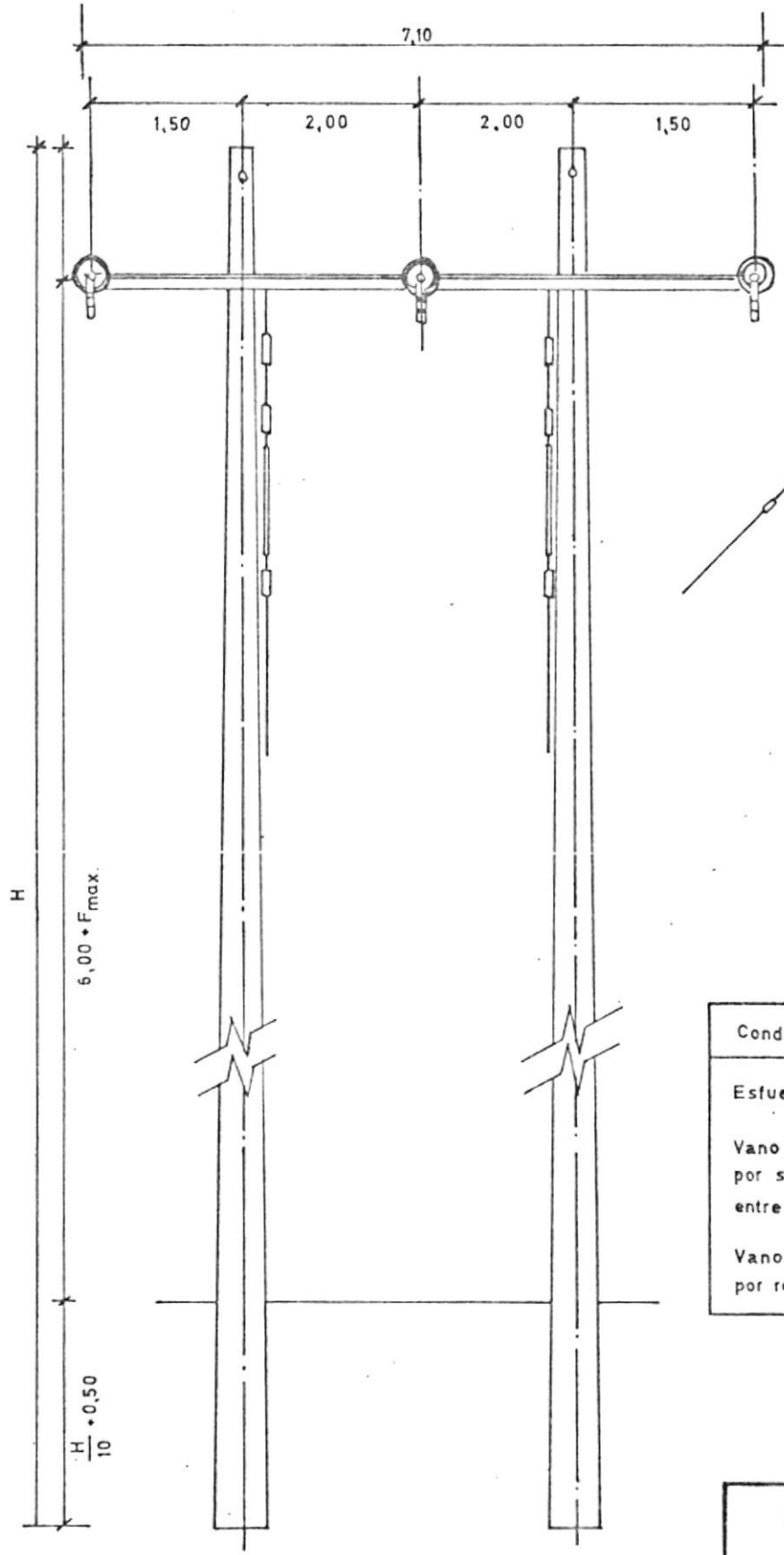


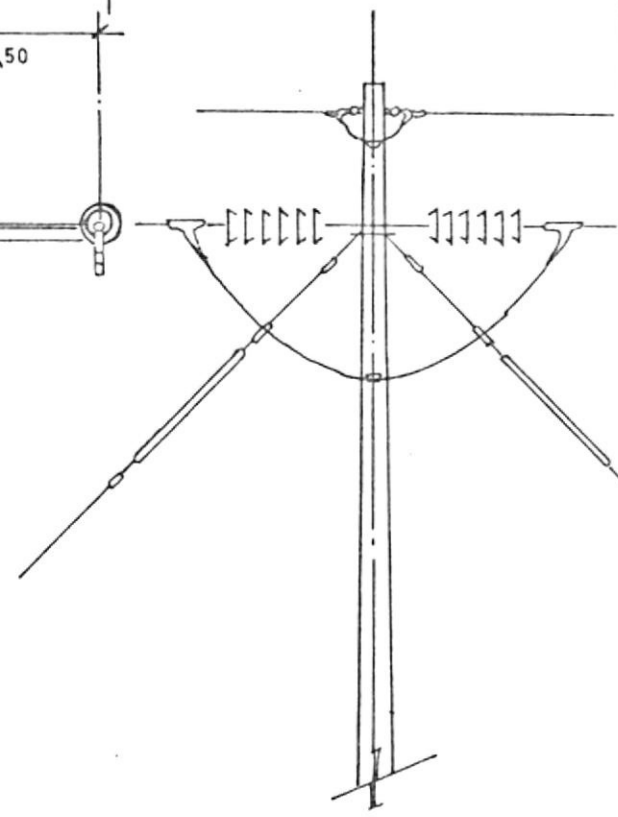
VANOS MAXIMOS(mts)			
Esfuerzo util	Conductor		Angulo
	Partridge	Hawk	
1.100 Kg.	126	—	20°
1.400 Kg	340	—	20°
1.700 Kg	218	—	30°
2.000 Kg	120	—	40°
1.400 Kg	—	130	20°
1.700 Kg	—	310	20°
2.000 Kg	—	150	30°
2.600 Kg	—	165	40°

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

APOYO DE RETENCION - ANGULAR "RA"





Conductores	Partridge	Hawk
Esfuerzo Util	2 x 2.000 Kg	2 x 2.600 Kg
Vano maximo(mts) por separacion entre conductores	466	460
Vano maximo(mts) por resistencia	350	350

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE - BALZAR

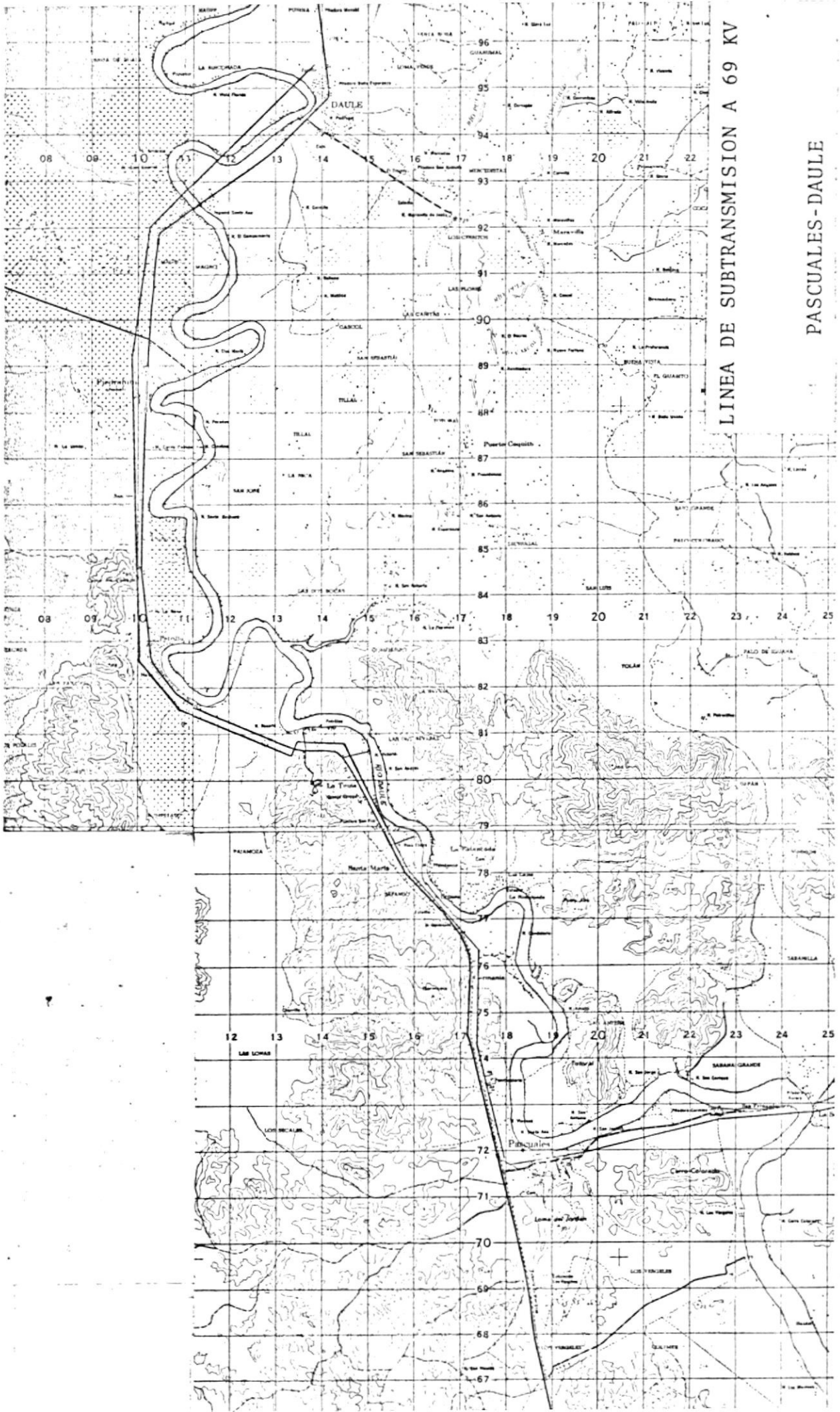
APOYO DE RETENCION "R"

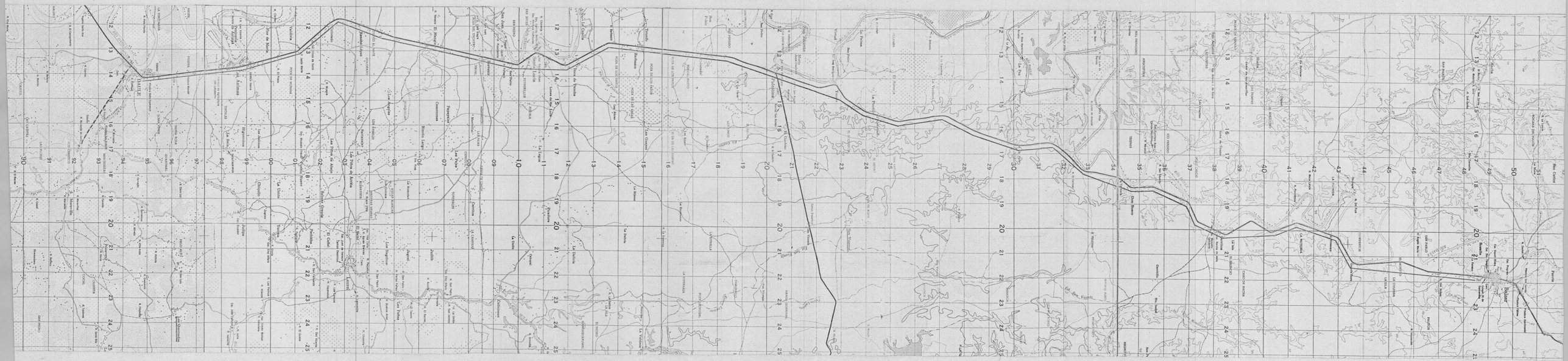
ANEXO 5

TRAZADO DE RUTAS

LINEA DE SUBTRANSMISION A 69 KV

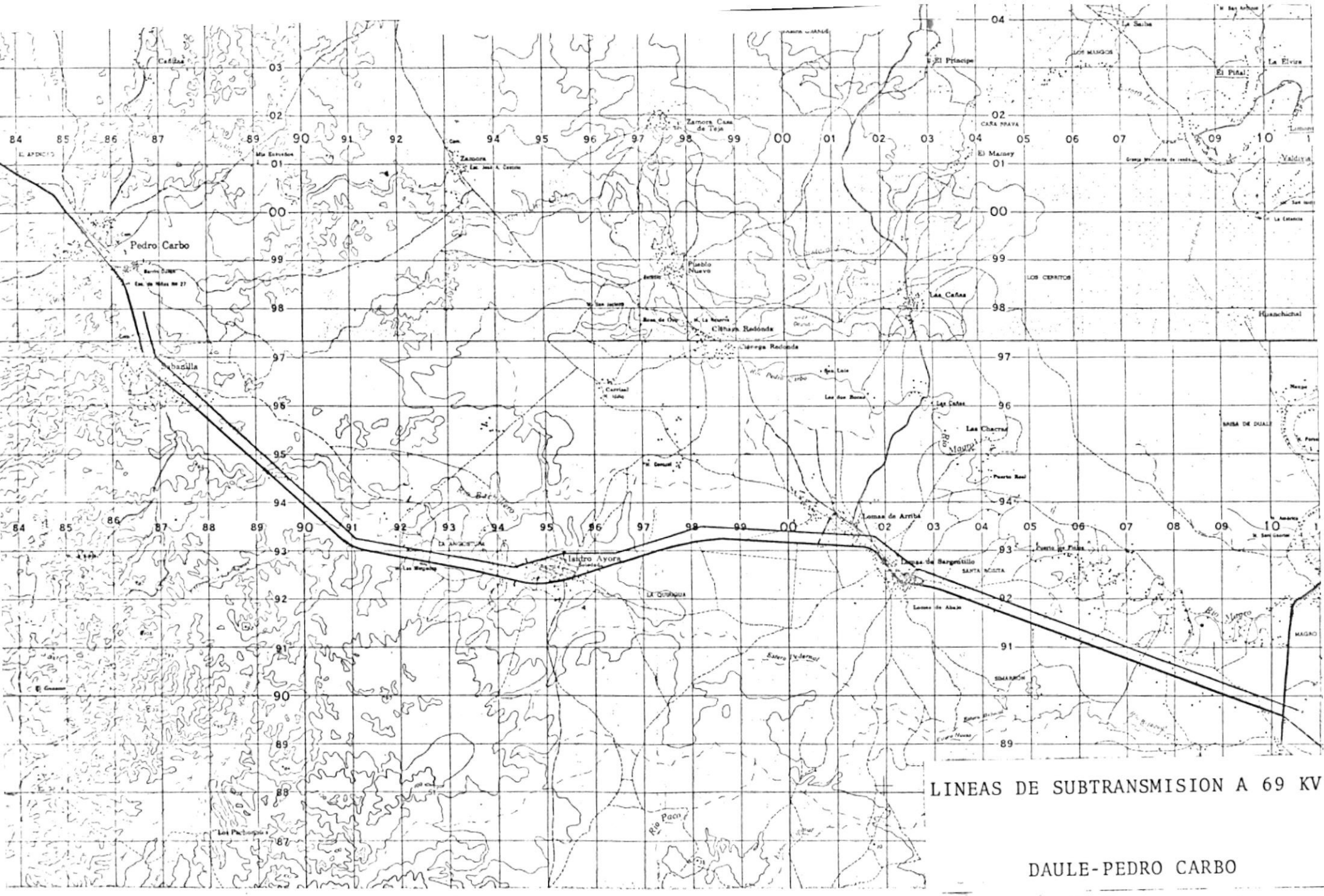
PASCUALES-DAULE





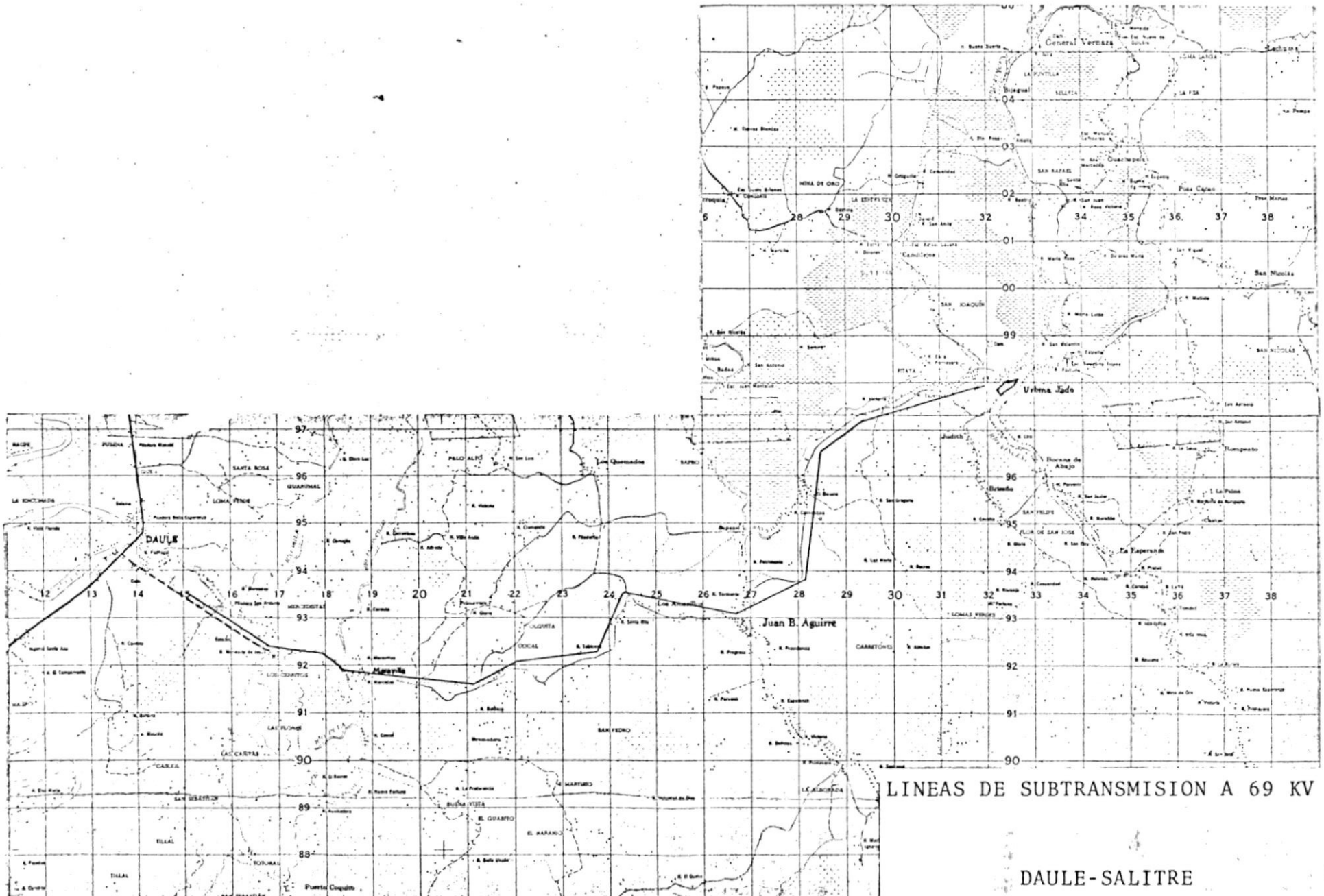
LINEA DE SUBTRANSMISION A 69 KV

DAULE-BALZAR



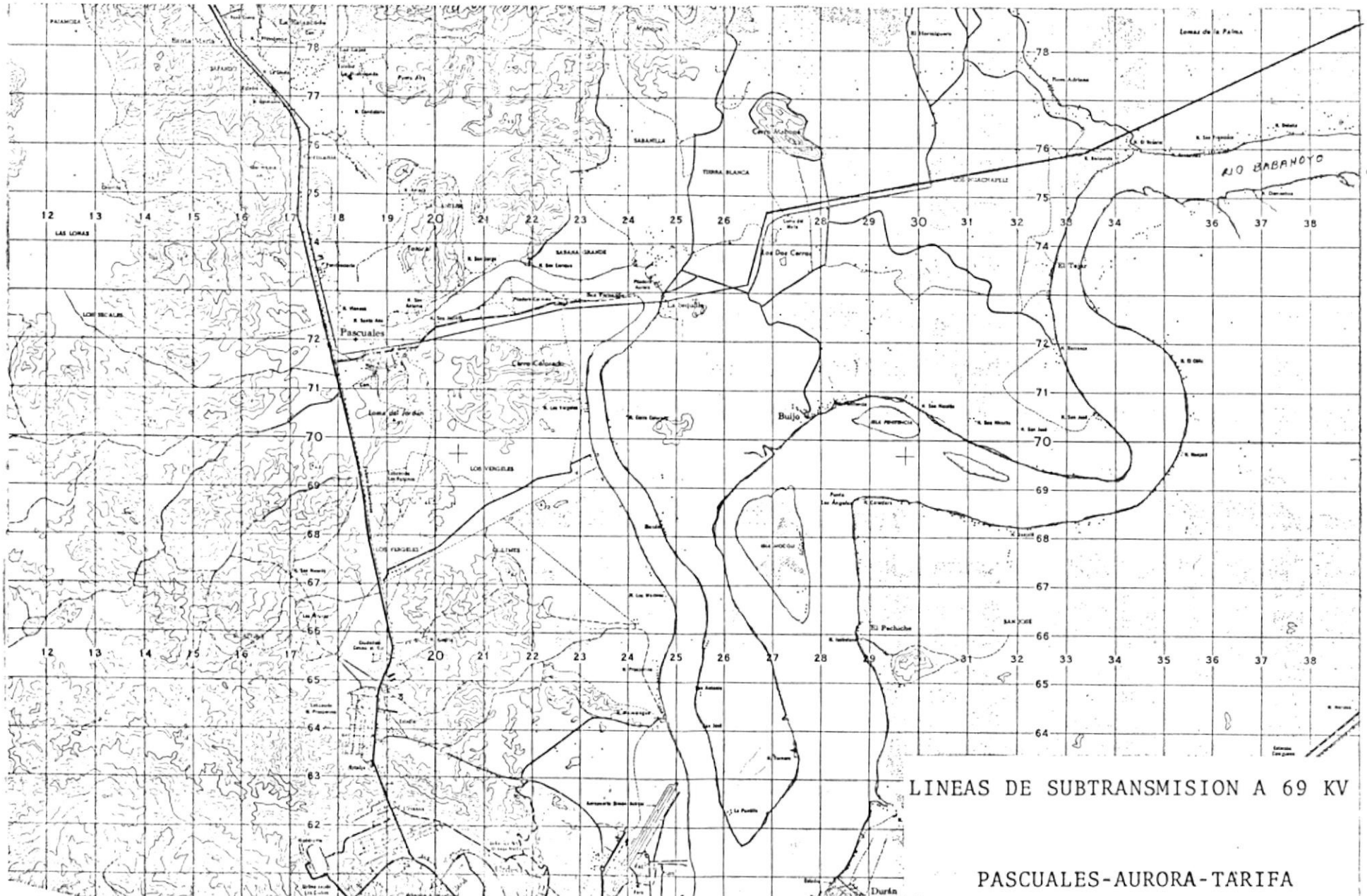
LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV

DAULE-PEDRO CARBO



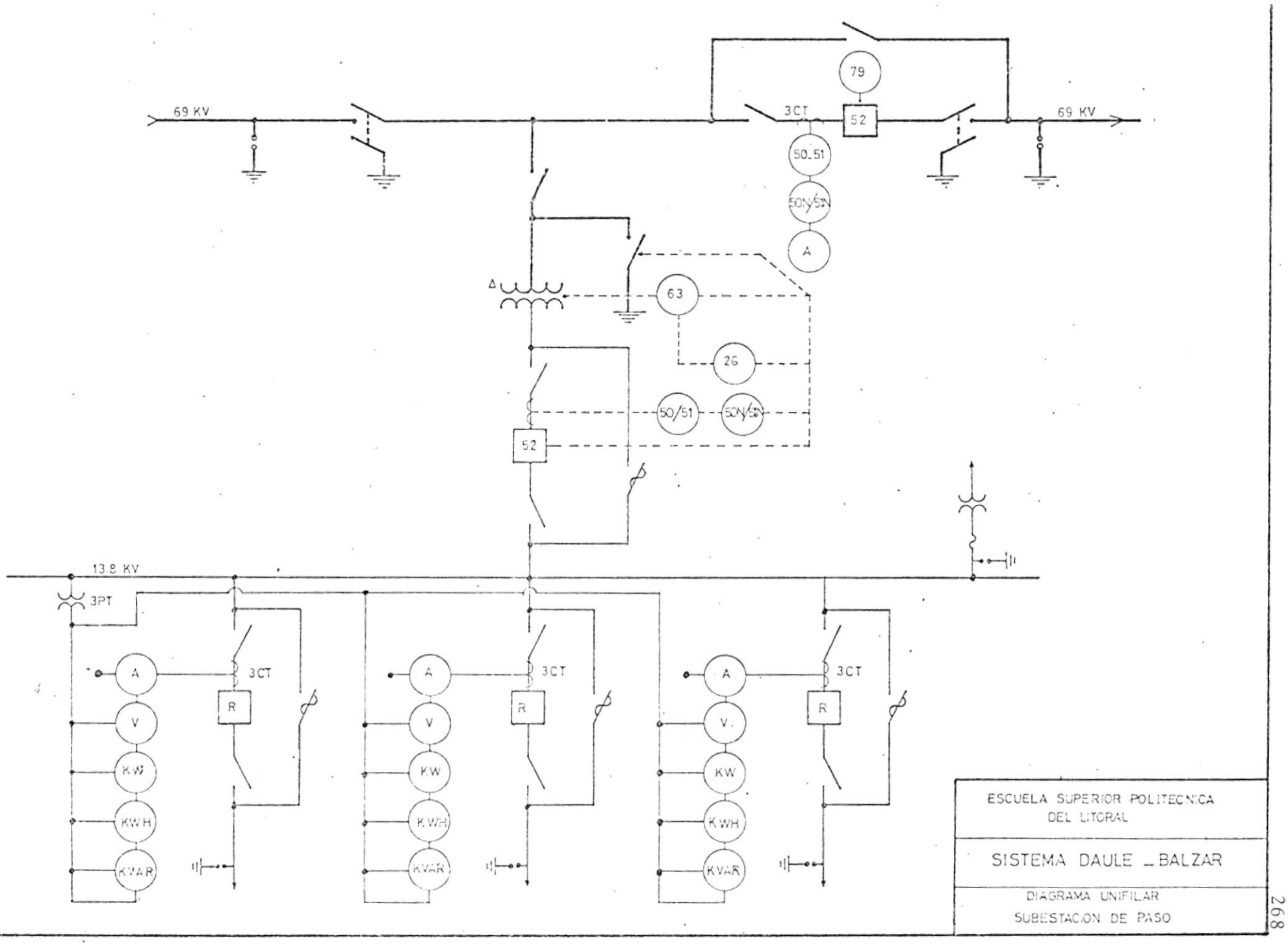
LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV

DAULE-SALITRE


Pascuales
Cerro Colorado
Loma del Jardín
LOS VERGELES
Bujo
El Pechiche
Durán
RIO BABAHOYO
LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV
PASCUALES-AURORA-TARIFA

ANEXO 6

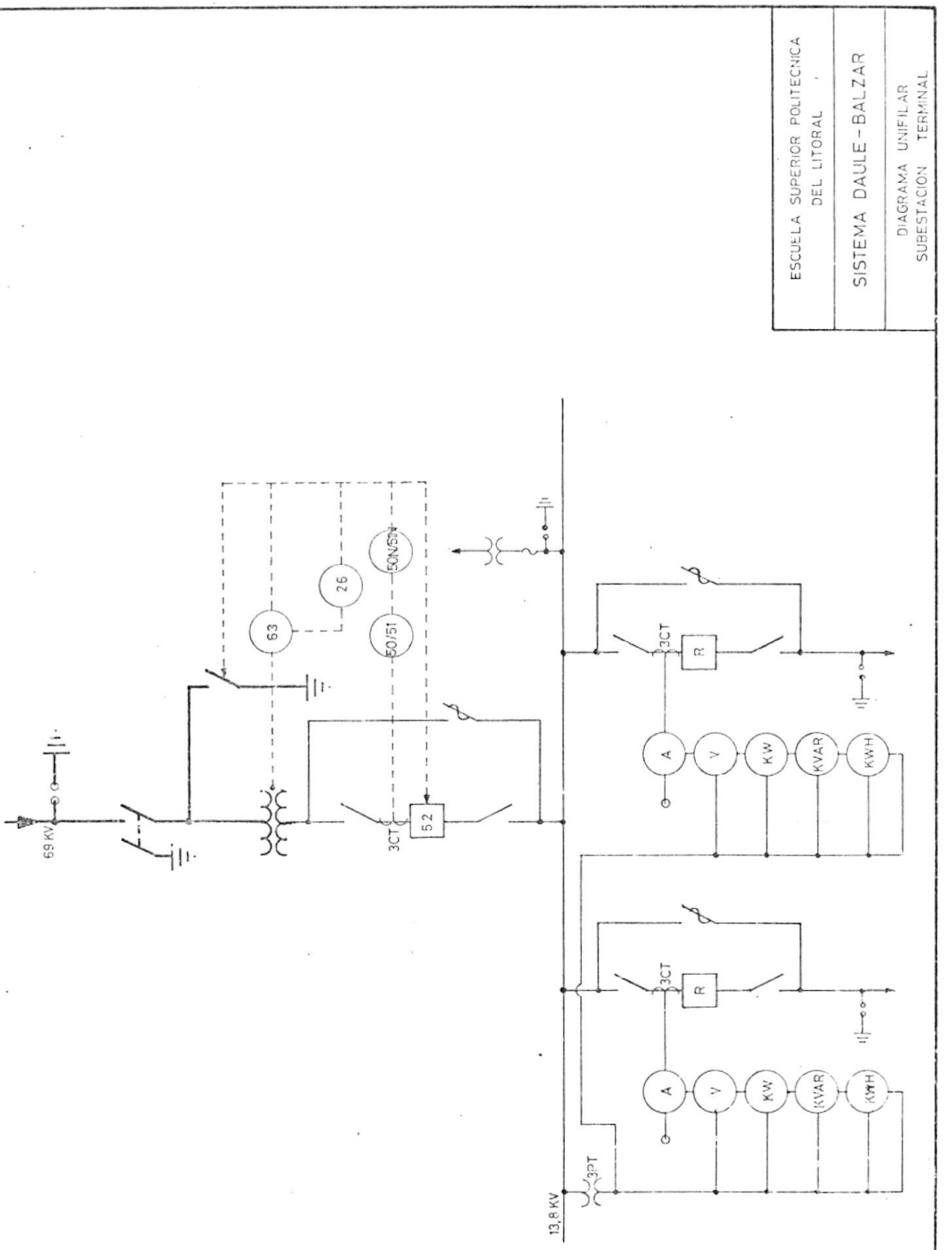
DIAGRAMA DE SUBESTACIONES

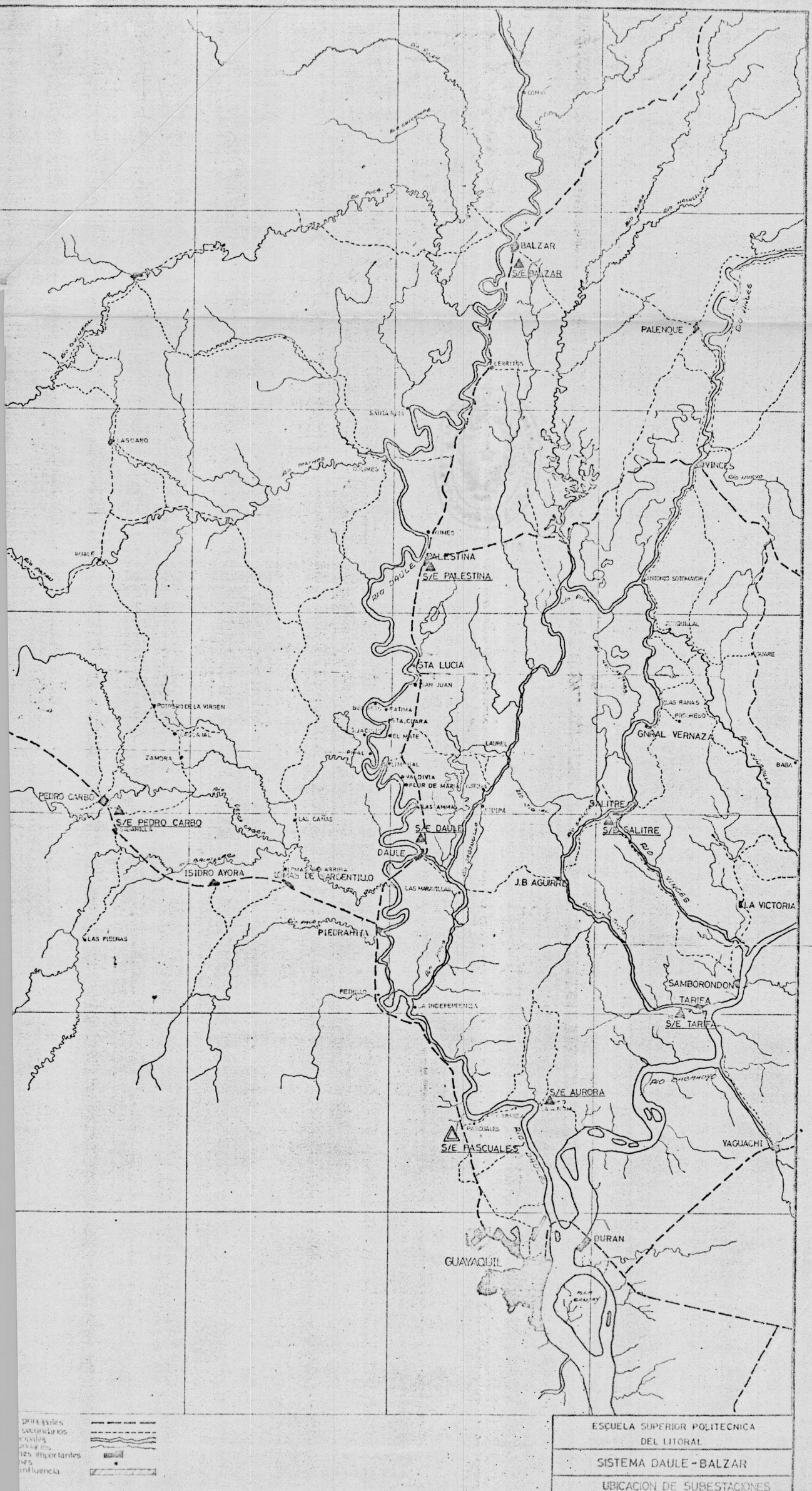


ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

SISTEMA DAULE _ BALZAR

DIAGRAMA UNIFILAR
SUBESTACION DE PASO


ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
SISTEMA DAULE - BALZAR
DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION TERMINAL
69 KV
63
26
50N/51N
50/51
3CT
52
13,8 KV
3PT
3CT
R
A
V
KW
KVAR
KWH


BALZAR
S/E BALZAR
PALENQUE
VINCES
PALESTINA
S/E PALESTINA
STA LUCIA
GNRAL VERNAZA
PEDRO CARBO
S/E PEDRO CARBO
DAULE
S/E DAULE
SALITRE
S/E SALITRE
ISIDRO AYORA
LOMAS DE SARGENTILLO
J.B AGUIRRE
LA VICTORIA
PIEDRAHITA
SAMBORONDON
TARIFA
S/E TARIFA
S/E AURORA
S/E PASCUALES
YAGUACHI
DURAN
GUAYAQUIL
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL
SISTEMA DAULE - BALZAR
UBICACION DE SUBESTACIONES

BIBLIOGRAFIA

1. CRITERIOS APLICABLES A LOS ESTUDIOS DE MERCADO DE ENERGIA. División de Planificación de INECEL. Enero 1972.

2. METODOLOGIA DE ESTUDIO DE MERCADO DE ENERGIA ELECTRICA. División de Planificación de INECEL. Octubre 1975

3. SYSTEM PLANNING GUIDE, ELECTRIC DISTRIBUTION SYSTEMS. R.E.A. Octubre 1967.

4. RESISTANCE AND REACTANCE OF ALUMINUNM CONDUCTORS. Manual No. 5 Editado por ALCOA.

5. CURRENT TEMPERATURE CHARACTERISTICS OF ALUMINIUNM CONDUCTORS. Manual No. 6 Editado por ALCOA.

6. ELECTRIC UTILITY ENGINEERING REFERENCE BOOK. DISTRIBUTION SYSTEMS. Westinghouse Electric Corporation. Primera Edición, Cuarta Impresión, 1965

7. ELEMENTS OF POWER SYSTEMS ANALYSIS. William D. Stevenson Jr. Segunda Edición Mc Graw Hill Book Company, Editorial Novaro México, 1965

8. APPENDIX C57.12.10 American National Standart Institute

9. INGENIERIA ECONOMICA. George A. Taylor. Primera Edición, Cuarta reimpresión, Editorial Limusa, México 1974

10. ECONOMIA DEL PROYECTO EN INGENIERIA. H.G. Thuesen, W.J. Fabryky, C.J. Thuesen. Cuarta Edición, 1971.

11. NORMAS PARA LINEAS DE SUBTRANSMISION A 69 KV. Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL). Tomos I y II.

12. BASES Y CRITERIOS DE DISEÑO PARA LAS SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION 69/13,2 KV. Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) Informe No. 1-ER-74