

**REPUBLICA DEL ECUADOR**  
**SECRETARIA GENERAL DEL CONSEJO**  
**DE SEGURIDAD NACIONAL**  
**INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS**  
**NACIONALES**



**XVI Curso Superior de Seguridad Nacional**  
**y Desarrollo**

**TRABAJO DE INVESTIGACION INDIVIDUAL**

**LA INTERCONEXION ELECTRICA ENTRE EL ECUADOR**  
**Y COLOMBIA Y SU IMPORTANCIA ESTRATEGICA**  
**ING. LUIS MANCERO G.**

**1988-1989**



## I N D I C E

<u>CONTENIDO</u>	<u>Página</u>
INTRODUCCION	1
 <u>CAPITULO I: LA INTERCONEXION ELECTRICA FRONTERIZA</u>  	
1. <u>DESCRIPCION DEL PROYECTO</u>	4
1.1. ZONA NOR-ORIENTAL	5
1.2. ZONA CENTRAL	9
1.3. ZONA NOR-OCCIDENTAL	13
2. <u>ESTADO ACTUAL DEL SERVICIO ELECTRICO</u>	18
2.1. ZONA NOR-ORIENTAL	18
2.2. ZONA CENTRAL	20
2.3. ZONA NOR-OCCIDENTAL	22
3. <u>REQUERIMIENTOS DE ENERGIA ELECTRICA</u>	25
3.1. ZONA NOR-ORIENTAL	25
3.2. ZONA CENTRAL	27
3.3. ZONA NOR-OCCIDENTAL	28
3.4. DETERMINACION DE PARAMETROS	28
3.5. PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA	33
4. <u>DEFINICION DE OBRAS DE INTERCONEXION</u>	37
4.1. PROGRAMA DE OBRAS ZONA NOR-ORIENTAL	37
4.2. PROGRAMA DE OBRAS ZONA CENTRAL	42
4.3. PROGRAMA DE OBRAS ZONA NOR-OCCIDENTAL	43

<u>CONTENIDO</u>	<u>Página</u>
5. <u>COSTOS DE LAS OBRAS DE INTERCONEXION</u>	45
5.1. CRITERIOS GENERALES	45
6. <u>ANALISIS ESTRATEGICO</u>	47
6.1. ZONA NOR-ORIENTAL	47
6.2. ZONA CENTRAL	47
6.3. ZONA NOR-OCCIDENTAL	48
7. <u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	49
7.1. CONCLUSIONES	49
7.2. RECOMENDACIONES	53
 <u>CAPITULO II: LA INTERCONEXION</u> <u>ELECTRICA BI-NACIONAL</u>  	
1. <u>ASPECTOS GENERALES</u>	55
2. <u>ESTRUCTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO</u>	55
2.1. SISTEMA NACIONAL DEL ECUADOR	55
2.2. SISTEMA NACIONAL DE COLOMBIA	61
3. <u>BALANCE DE POTENCIA ELECTRICA</u>	65
3.1. BALANCE DE POTENCIA DE ECUADOR	65
3.2. BALANCE DE POTENCIA DE COLOMBIA	68
4. <u>DISPONIBILIDAD DE TRANSFERENCIA</u>	72
4.1. TRANSFERENCIA TECNICA	72
4.2. TRANSFERENCIA ESTRATEGICA	74

<u>CONTENIDO</u>	<u>Página</u>
5. <u>ANALISIS ESTRATEGICO</u>	76
6. <u>COSTOS ESTIMADOS</u>	77
7. <u>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</u>	78
7.1. CONCLUSIONES	78
7.2. RECOMENDACIONES	81

# LA INTERCONEXION ELECTRICA ENTRE ECUADOR Y COLOMBIA Y SU IMPORTANCIA ESTRATEGICA

## INTRODUCCION

El extraordinario progreso de las comunicaciones, la intensa investigación científica en busca de nuevas formas de energía sustitutivas del petróleo, el incontenible avance de las tecnologías de punta, el descubrimiento y fabricación de revolucionarios metales en base a la fusión del aluminio, titanio y magnesio etc., está originando una preocupante polarización del mundo entre: países desarrollados dueños de altas tecnologías y países subdesarrollados dependientes.

Para amortiguar los efectos de la situación imperante, los países en vías de desarrollo están orientando sus acciones hacia la integración, que en la coyuntura actual resulta ser el mecanismo mas idóneo para lograr, en base a la solidaridad, avances que individualmente serían muy difíciles.

El Ecuador no podía estar al margen del proceso integracionista y en tal virtud, decidió soberanamente conformar con Venezuela, Colombia, Perú y Bolivia el Grupo Subregional Andino, bajo los preceptos establecidos en el Acuerdo de Cartagena, preceptos que fundamentalmente buscan promover el desarrollo equilibrado y armónico de los países miembros en base a una distribución equitativa de los beneficios de la integración.

Para alcanzar este objetivo, en el Acuerdo de Cartagena se incluyen varios programas de acción, uno de los cuales es precisamente el de la integración eléctrica.

A la luz de este mandato, los Gobiernos de Ecuador y Colombia convencidos de que el progreso de sus pueblos fronterizos lleva implícito el concepto dinámico de la interdependencia, convinieron en suscribir el 12 de marzo de 1966

el Acta de Rumichaca, en la que se definen por primera vez las obras de electrificación que debían construirse para beneficio de las áreas de Tulcán e Ipiales, que en ese entonces constituían las únicas fronteras vivas entre las dos naciones.

En la etapa presente, cuando tanto el Ecuador como Colombia han logrado un sustancial desarrollo en todos los campos, de manera especial en el eléctrico, y las fronteras tienen varios puntos importantes de contacto, se hace necesario dar un nuevo impulso al proceso de integración eléctrica, con un enfoque mas amplio que involucre también el concepto de seguridad.

En estas circunstancias, se ha considerado apropiado tratar el tema de la interconexión eléctrica entre Ecuador y Colombia en dos niveles. En el primer nivel se aborda la integración fronteriza en las zonas: nor-oriental ( Lago Agrio ), central ( Tulcán ) y nor-occidental ( San Lorenzo ). En el segundo, se analiza la interconexión bi-nacional entre los sistemas eléctricos de los dos países, proyecto que marcará un hito en el desarrollo y la seguridad de un recurso que es básico para el progreso de los pueblos.

Este marco conceptual es el que guía el desarrollo del presente trabajo, con el que se pretende entre otros alcanzar los siguientes objetivos:

- Analizar el estado actual de la integración eléctrica entre los dos países.
- Establecer las posibilidades de desarrollo en el corto y mediano plazo.
- Determinar en forma general las obras requeridas para el fortalecimiento de la integración eléctrica.
- Evaluar las condiciones de inseguridad.
- Concientizar a la opinión pública de los beneficios de la interconexión eléctrica fronteriza y bi-nacional.

Para lograr estos propósitos, la investigación se ha debido orientar hacia los siguientes campos:

- Conocimiento general de las áreas de influencia de los proyectos.
- Análisis del estado actual del servicio eléctrico, incluyendo su infraestructura física.
- Requerimientos de energía eléctrica.
- Definición de las obras de interconexión, incluyendo el costo estimado de cada una de ellas.
- Análisis estratégico desde el punto de vista de la seguridad.
- Conclusiones.
- Recomendaciones.

Se aspira que los resultados de este trabajo de investigación individual, motiven el interés de los organismos que en una u otra forma tienen que ver con la problemática de la integración, para que estos proyectos, luego de que hayan superado la etapas de factibilidad y diseño, se lleven a la práctica.

# **CAPITULO I**

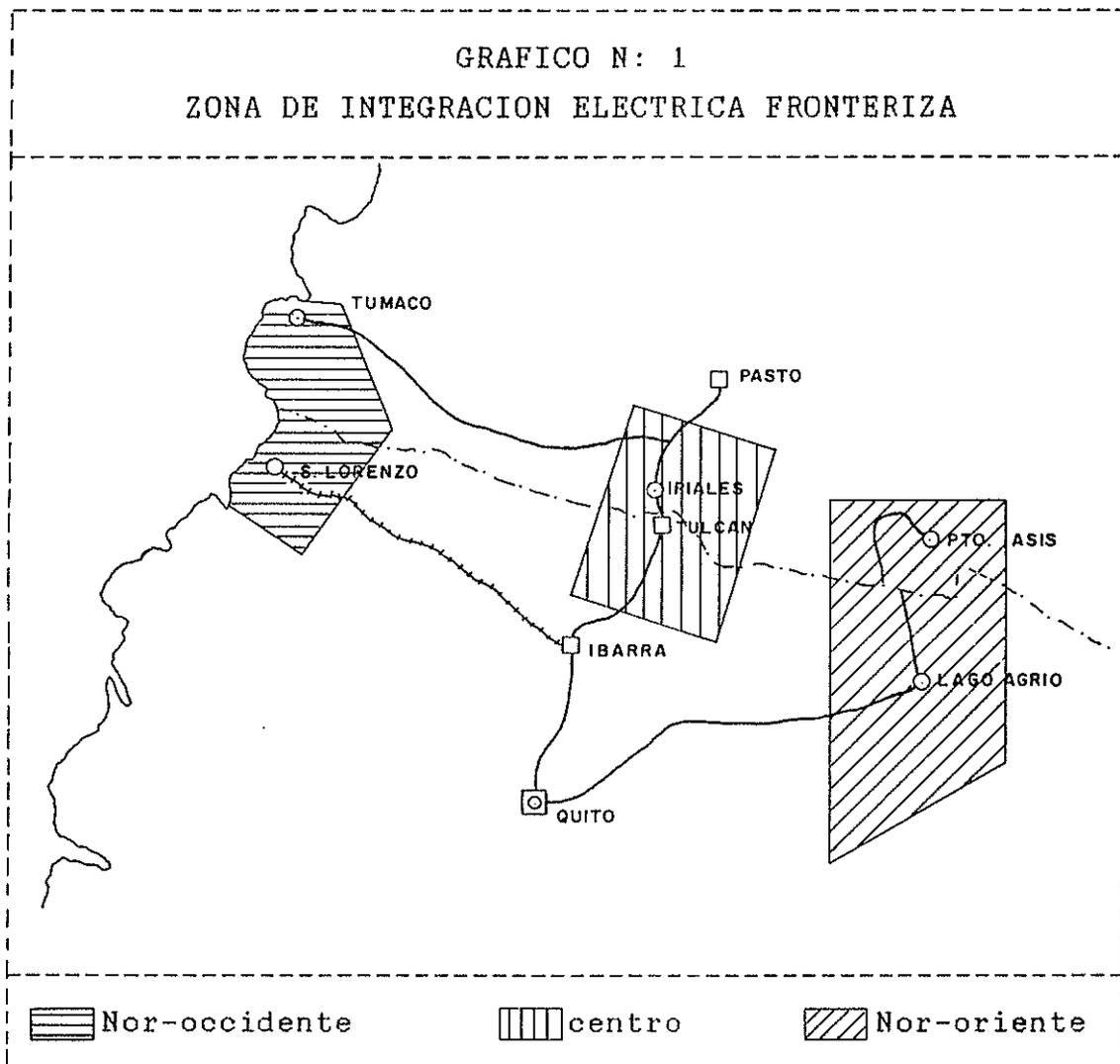
**LA INTERCONEXION ELECTRICA FRONTERIZA**

## CAPITULO I

### LA INTERCONEXION ELECTRICA FRONTERIZA

#### 1. DESCRIPCION DEL AREA DEL PROYECTO

Si bien la faja de frontera entre el Ecuador y Colombia es continua, y va desde la desembocadura del río Mataje hasta la desembocadura del río Aguarico, para los fines específicos de la integración eléctrica fronteriza, solo se consideran las zonas que por su importancia y población son factibles de interconexión como es el caso de: Lago Agrio, Tulcán y San Lorenzo.



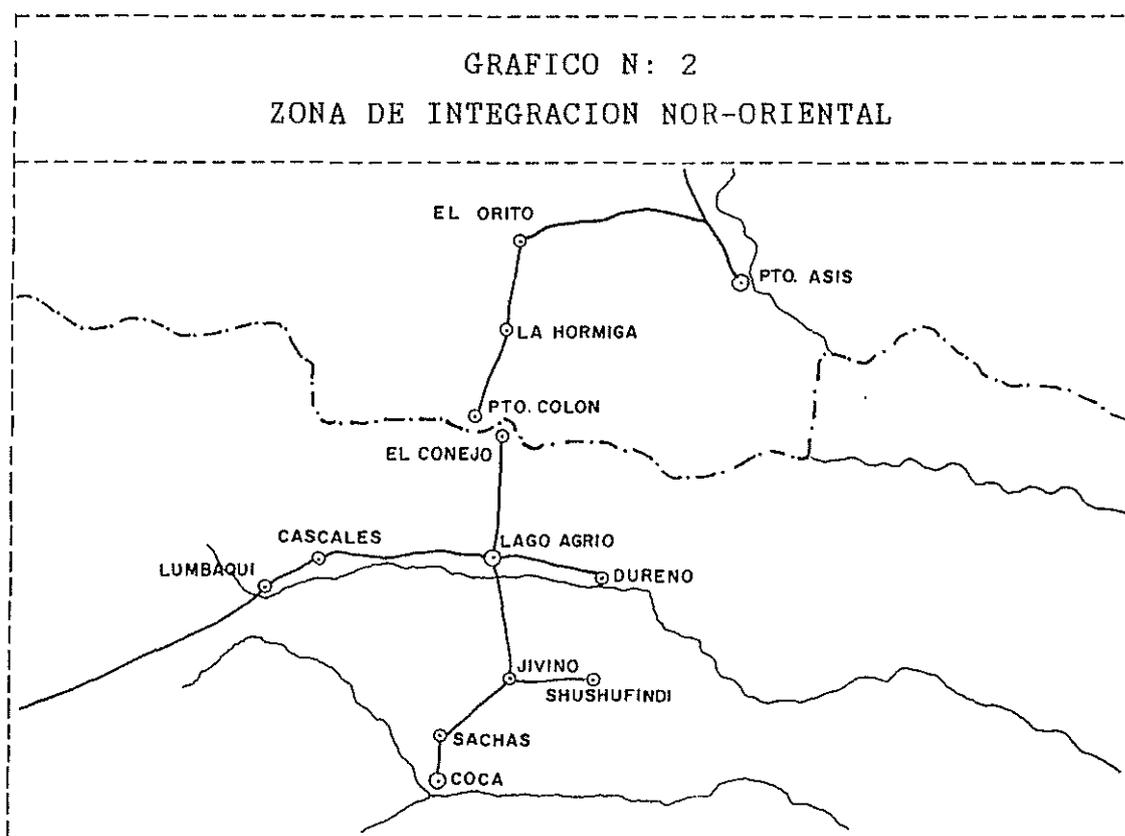
## 1.1. ZONA NOR-ORIENTAL

### 1.1.1. Relaciones espaciales

#### 1.1.1.1. Situación geográfica relativa

El entorno geográfico que circunscribe a las poblaciones de Lago Agrio, Shushufindi y Coca está estrechamente vinculado con Quito, la capital de la República. Es una región que por su riqueza hidrocarburífera se ha desarrollado aceleradamente, y que por los antecedentes históricos podría en un momento dado estar amenazada por alguna pretensión peruana.

El sector colombiano asociado al proyecto de integración está vinculado con la ciudad de Pasto, que es una de las capitales departamentales de mediano desarrollo en dicho país.



#### 1.1.1.2. Superficie

La superficie de la zona considerada es de aproximadamente 18.000 Km<sup>2</sup> en los dos países y a pesar de su condición selvática, es apta para el desarrollo de la vida de la población, ofrece posibilidades de crecimiento económico especialmente en la parte ecuatoriana. Es una zona prácticamente por colonizar.

#### 1.1.2. Factores fisiográficos

##### 1.1.2.1. Morfología, Clima e Hidrología

La región se caracteriza por ser una gran llanura selvática que está cubierta de vegetación milenaria con bosques de las mas variadas especies. El clima es tropical- húmedo con lluvias persistentes.

El sistema hidrográfico está conformado por varios ríos caudalosos que nacen en las estribaciones de la Cordillera de los Andes y desembocan en el Amazonas. Los ríos principales son: El San Miguel, Putumayo, Aguarico y Napo que conforman una red fluvial paralela. El río Coca en la confluencia con el Napo forma una red vial convergente.

#### 1.1.3. Factores geo-humanos

Las principales poblaciones localizadas en el área objeto de este estudio, son las que constan en la tabla N:1.

El elemento autóctono en la zona ecuatoriana es una minoría y está asentado en el sector rural. La mayoría de la población procede de otras regiones del país y aún de Colombia atraídos por la explotación petrolera, sin que esto haya dado origen a la formación de clases sociales antagónicas. Esta migración explica la tasa elevada de crecimiento de las ciudades cercanas a los campos hidrocarbúricos

La población económicamente activa obtiene sus ingresos de las siguientes fuentes: trabajadores a cuenta propia 35%, trabajadores asalariados 47%, trabajador familiar 10%.<sup>1</sup>

En el sector colombiano la ciudad más importante es Puerto Asís. Sus habitantes se dedican preferentemente a la agricultura y al comercio con el Ecuador y con las poblaciones amazónicas.

-----  
TABLA N:1  
POBLACIONES Y NUMERO DE HABITANTES  
-----

Nombre	1982	1988	Poblaciones incluidas
Lumbaqui (E)	3.173	4.132	Cascales y Cofanes.
Lago Agrio (E)	23.863	31.036	Dureno y Gral. Farfán.
Sachas (E)	9.186	11.962	
Shushufindi (E)	4.564	5.943	
Coca (E)	10.367	13.501	San Sebastián.
Puerto Colón (C)	-	2.500	
La Hormiga (C)	-	4.800	
El Orito (C)	-	16.300	
Puerto Asís (C)	-	26.700	

-----  
Fuente: INEC, Censos Nacionales de Población y Vivienda  
ICEL, Estudios Eléctricos (Colombia 1986)  
-----

#### 1.1.4. Factores geo-económicos

##### 1.1.4.1. Recursos naturales y energéticos

Por la conformación del suelo, a excepción del oro arrastrado por los ríos, en esta zona no existen posibilidades de explotación de minerales. La prin

principal riqueza es la hidrocarburífera, cuyas reservas probadas remanentes hasta la fecha es del orden de los 1.100 millones de barriles. Igual situación ocurre en el sector colombiano donde también existe producción petrolera pero en menor escala. Cabe mencionar que ultimamente se ha comprobado como productivo el campo "frontera" el mismo que será explotado conjuntamente con Ecuador.

El valor agrícola del suelo oriental es un tema muy discutido, sin embargo allí se cultivan productos tales como: banano, cacao, café, maíz duro, palma africana, etc.

#### 1.1.4.2. Industrias, Comercio y Turismo

La actividad industrial descartando la explotación hidrocarburífera y el proceso de refinación del petróleo, es insignificante.

El comercio interno es creciente debido al alto porcentaje de población flotante. El comercio fronterizo con Colombia es intenso, siendo mayor el flujo de productos desde el sector ecuatoriano.

Los recursos turísticos de Limoncocha, Pompeya, Tarapoa, etc. son apreciados y visitados por nacionales y extranjeros.

#### 1.1.4.3. Comunicaciones

Tanto en el lado ecuatoriano como en el colombiano existe una falta significativa de vías de comunicación terrestre, razón por la cual la población se ve obligada a utilizar el transporte fluvial. De todas maneras no se debe dejar de señalar que esta región está unida a Quito a través de la carretera Quito -Lago Agrio y con Pasto, a través de la carretera Pasto- Puerto Colón.

La integración física en la zona fronteriza se hará realidad con la construcción del puente sobre el río San Miguel obra que está financiada por la Corporación Andina de Fomento (CAF).

#### 1.1.5. Factores geo-militares

La zona nor-oriental de integración fronteriza por sus riquezas hidrocarburíferas y forestales, viene a constituir un Objetivo Geográfico desde el punto de vista militar. Este Objetivo debe ser defendido por el Ecuador ya que según las leyes geo-políticas de "Las áreas valiosas" y "Los motivos económicos", podría en determinadas circunstancias ser pretendido por los países vecinos.

Otra situación muy digna de tomarse en cuenta bajo la óptica geo-militar es la presencia en el lado colombiano de grupos guerrilleros y narcotraficantes, quienes por varias ocasiones para eludir la presión del ejército de su país, han transpuesto la línea de frontera y han permanecido en el sector ecuatoriano con el consecuente riesgo de convertir a esta región en "Zona de operaciones".

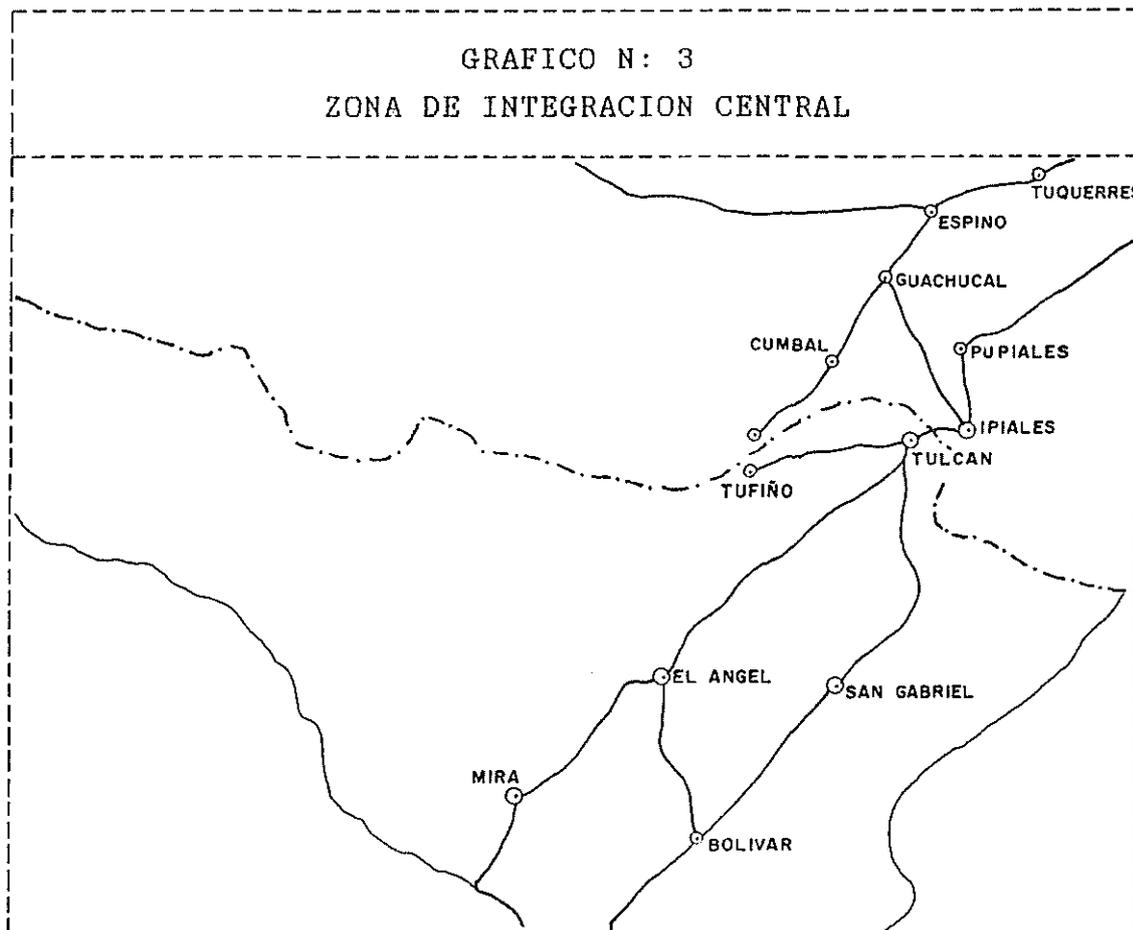
### 1.2. ZONA CENTRAL

#### 1.2.1. Relaciones espaciales

##### 1.2.1.1. Situación geográfica relativa

La zona de integración de Carchi y Nariño geográficamente está mas cerca de Quito que de Bogotá. Esta situación en principio podría haber originado una fuerte influencia ecuatoriana, sin embargo debido a la existencia de polos de desarrollo en el lado colombiano tales como Cali, Popayán y de alguna manera Pasto, esta influencia no se ha dado, manteniendose hasta cierto punto un razonable equilibrio con ligeros predominios de uno y otro sector, dependiendo de la situación económica.

Por la infraestructura existente se puede afirmar que en esta zona se ha llevado a cabo una verdadera integración fronteriza, la misma que ha contribuido al desarrollo de las actividades industriales, comerciales y turísticas.



#### 1.2.1.2. Superficie

La superficie de la zona central de integración es de 3.200 Km<sup>2</sup>, correspondiendole el 50% de esta área a la provincia del Carchi y el otro 50% al departamento de Nariño.

La mayor parte de esta superficie es apta para el desarrollo de la población, sus recursos especialmente agrícolas y el intenso comercio fronterizo garantizan el progreso económico de la zona.

## 1.2.2. Factores fisiográficos

### 1.2.2.1. Morfología

El relieve en general es quebrado, típico de la región Andina. Se estima que las zonas planas no superan el 10% del total de la superficie. Sus elevaciones mas importantes son el Chiles y el Pelado en Carchi y el Cumbal en Nariño.

El clima es frío-húmedo. Su sistema hidrográfico practicamente se reduce al río Carchi que sirve de límite internacional.

## 1.2.3. Factores geo-humanos

### 1.2.3.1. Población

La población estimada en 1.988 proyectada a base de los censos de 1.974 y 1.982 de la provincia del Carchi es de 147.048 habitantes.

La población económicamente activa es del orden de 75.600 habitantes, de los cuales el 50% se dedican a la agricultura, el 21% a servicios, el 7% al comercio, el 5% a la construcción, el 6% a transportes y el resto a otras actividades varias.<sup>1</sup>

En el área colombiana que es objeto de este estudio, se estima que el número de habitantes asciende 135.000.

Por sus ancestrales relaciones, los habitantes de esta zona de integración están muy identificados, mantienen un alto grado de solidaridad y tienen conciencia de su destino común.

---

<sup>1</sup>CEPAR, Boletín socio demografico CARCHI (Quito, 1985)

#### 1.2.4. Factores geo-económicos

##### 1.2.4.1. Recursos naturales y energéticos

Según los estudios de prospección realizados hasta hoy, en esta zona no se detecta la presencia de minerales o hidrocarburos. Los recursos energéticos, hidráulicos y térmicos son de potencial reducido.

Los suelos en cambio son muy fértiles y propicios para el cultivo de papas, habas y ahora el fríjol que se exporta a Colombia.

La ganadería ha alcanzado un importante desarrollo y su producción a mas de autoabastecer a la zona, genera excedentes para otras regiones.

##### 1.2.4.2. Industrias, comercio y turismo

El desarrollo industrial del Carchi es limitado. Existen unas diez empresas en la rama de productos alimenticios, bebidas y tabaco. La industria lechera Carchi es la mas importante y dispone de una amplia red de distribución a nivel nacional.

En el sector colombiano se localizan industrias de mayor peso económico como: la cervecería Bavaria, fábricas de tejidos, fábricas de caramelos, etc.

El comercio desborda lo meramente fronterizo. Su volumen es muy significativo e involucra a empresas importantes de los dos países.

El turismo especialmente de viajeros colombianos hacia el Ecuador se ha incrementado considerablemente en los últimos años, constituyéndose en una nueva fuente de ingresos para la población fronteriza.

#### 1.2.4.3. Comunicaciones

La carretera panamericana es la principal arteria que atraviesa esta zona. Además de esta vía existen otras carreteras de primer orden que contribuyen al desarrollo integral de la región. Las telecomunicaciones, la radio y la televisión de los dos países ejercen su correspondiente influencia a la población.

#### 1.2.5. Factores geo-militares

La frontera entre Ecuador y Colombia en esta parte es estable y está demarcada por un accidente geográfico definido como es el río Carchi. Por esta razón y por que la población es homogénea no se vislumbran enfrentamientos bélicos.

La acción guerrillera es nula y por la morfología, esta región no se presta para que los grupos subversivos la conviertan en zona de operación. No se debe descartar eso sí la posibilidad de acciones terroristas aisladas.

### 1.3. ZONA NOR-OCCIDENTAL

#### 1.3.1. Relaciones espaciales

##### 1.3.1.1. Situación geográfica relativa

La zona comprendida entre San Lorenzo y Tumaco está localizada al extremo nor-occidental y sur-occidental de Ecuador y Colombia respectivamente. Esta situación ha sido la causa principal de su aislamiento y subdesarrollo.

Los núcleos vitales no han logrado irradiar su influencia.

El incipiente progreso alcanzado se debe mas bien a su si-

tuación geográfica esencial, junto al Pacífico, océano que encierra grandes riquezas pesqueras e ictiológicas.



#### 1.3.1.2. Superficie

La superficie objeto de este estudio es de aproximadamente de 3.400 Km<sup>2</sup>, de los cuales el 60% corresponde al sector de Tumaco y el 40% al sector de San Lorenzo.

Esta zona a pesar de la falta de comunicaciones y la difícil vegetación es apta para el desarrollo de la vida de la población y constituye una reserva importante para el futuro cuando se decida emprender un proceso de colonización.

La población por kilometro cuadrado es una de las mas bajas tanto de Ecuador como de Colombia.

### 1.3.2. Factores fisiográficos

#### 1.3.2.1. Morfología

El clima es tropical y húmedo. La topografía es plana y no existen elevaciones importantes.

Los principales sistemas hidrográficos son: el río Mira que nace en territorio ecuatoriano y desemboca en territorio colombiano, el Santiago, el Cayapas y el Mataje. Entre las desembocaduras de los ríos Mataje y Santiago está localizado el archipiélago de Pianguapi, en cuyos canales existe abundancia de manglares.

### 1.3.3. Factores geo-humanos

#### 1.3.3.1. Población

La mayoría de la población es de raza negra con similares costumbres, tradiciones y creencias religiosas producto de un pasado y origen común. Sus ocupaciones son: la pesca, la agricultura y la maderera.

-----  
TABLA N: 2  
POBLACIONES Y NUMERO DE HABITANTES  
-----

Nombre	1982	1988
San Lorenzo ( E )	11.001	13.618
Calderón ( E )	760	1.798
Mataje ( E )	736	919
Tululbi ( E )	1.139	1.511
Tumaco ( C )	-	38.000
Llorente ( C )	-	4.800

-----  
Fuente: INEC, Censos Nacionales de Población y Vivienda  
ICEL, Estudios Eléctricos ( Colombia, 1986 )  
-----

#### 1.3.4. Factores geo-económicos

##### 1.3.4.1. Recursos naturales y energéticos

Investigaciones recientes indican que en esta zona existen importantes reservas de oro, especialmente junto a los cauces de los ríos. No se tiene conocimiento de la presencia de hidrocarburos.

El suelo es fértil y apto para la agricultura y la ganadería tropical. Los recursos forestales son significativos y están siendo aprovechados para la fabricación de tableros aglomerados.

La riqueza pesquera, ictilógica y las extensas áreas de manglares garantizan el desarrollo futuro de esta zona.

##### 1.3.4.2. Industrias, Comercio y Turismo

En el sector ecuatoriano existen contadas industrias que producen conservas de palmito y fabrican tableros aglomerados. En el sector colombiano la instalación mas importante es la refinería de Tumaco.

El comercio se reduce al intercambio de productos entre las poblaciones vecinas y el turismo, por no disponer de vías de comunicación es muy limitado.

##### 1.3.4.3. Comunicaciones

A San Lorenzo se puede llegar por vía férrea utilizando el ferrocarril Ibarra-San Lorenzo, o por la vía marítima desde Esmeraldas.

Tumaco en cierta medida está mejor integrada a Pasto e Ipiiales por medio de una carretera estable, lo que le proporciona mayores posibilidades de desarrollo.

### 1.3.5. Factores geo-militares

Por las condiciones de aislamiento, la falta de vías de comunicación, la vegetación selvática, la escasa población, etc. Esta zona es propicia para que se constituya en área de operaciones tanto para la guerrilla, como para los narcotraficantes.

Adicionalmente no se debe pasar por alto el potencial minero, el mismo que puede ser aprovechado por los grupos subversivos como una importante fuente de ingresos para financiar sus planes y acciones terroristas.

La posibilidad de que esto ocurra no es remota puesto que en los últimos años en esta zona han ocurrido sucesos cuyos protagonistas han sido precisamente los dos grupos mencionados.

## 2. ESTADO ACTUAL DEL SERVICIO ELECTRICO

### 2.1. ZONA NOR-ORIENTAL

#### 2.1.1. Aspectos generales

El servicio público de energía eléctrica en la provincia de Sucumbíos está a cargo de la Empresa Eléctrica Sucumbíos de reciente creación y cuyo principal y mayor accionista es INECEL.

La energía requerida por CEPE y TEXACO tanto para sus instalaciones como para el bombeo del oleoducto trans-ecuatoriano es autogenerada por las dos instituciones.

En el sector colombiano el suministro de la electricidad está bajo la responsabilidad del Instituto Colombiano de Electrificación (ICEL).

#### 2.1.2. Generación

Según la tabla N:3, todos los sistemas eléctricos existentes son aislados, esto significa que cada población tiene generación propia a base de grupos diesel de pequeña capacidad, lo que incide en la eficiencia del servicio y ocasiona altos costos de operación y mantenimiento

La autogeneración de CEPE y TEXACO cubre los siguientes valores de potencia:

- Lago Agrio	12.930Kw.
- Sachas	2.000Kw.
- Shushufindi	8.398Kw.
- Lumbaqui	10.778Kw.
- TOTAL	34.106Kw.

TABLA N: 3  
CAPACIDAD INSTALADA EN GRUPOS DIESEL A DICIEMBRE/88

Localización	Unidad*Kw	Observación
Lumbaqui ( E )	1*90 + 1*400	En construcción 1*400Kw.
Cascales ( E )	1*50 + 1*45	En regular estado
Lago Agrio ( E )	2*730 + 1*1000	En buen estado
Dureno ( E )	1*60	En regular estado
Pacayacu ( E )	1*60	En regular estado
Shushufindi (E)	1*200 + 1*350	Reparados
Sachas ( E )	1*250 + 1*210	En construcción 1*210Kw
San Carlos ( E )	1*50	En buen estado
Coca ( E )	1*750 + 1*1500	En buen estado
Puerto Colón (C)	2*55	En regular estado
El Orito ( C )	3*250	En buen estado
Puerto Asís (C)	2*710	En buen estado
La Hormiga ( C )	2*150	En regular estado

Fuente: INECEL, Electrificación de la provincia de Napo  
ICEL, Electrificación de territorios nacionales  
JCI, Estudio de factibilidad del nor-oriente, 1986

### 2.1.3. Transmisión

Las únicas líneas de transmisión que existen son de propiedad del consorcio CEPE - TEXACO.

### 2.1.4. Distribución

El sistema de distribución en todas las poblaciones es aéreo, radial, construido sobre postes de hormigón o de madera tratada. El voltaje primario de alta tensión es de 13.800 voltios y el voltaje secundario, el normalizado para servicio monofásico y trifásico.

El número de abonados o familias que disponen actualmente de servicio eléctrico es el siguiente:

TABLA N: 4  
NUMERO DE ABONADOS CON SERVICIO

Area	Residenciales	Comerciales
Lago Agrio ( E )	1.925	685
La Joya de los Sachas(E)	710	252
Shushufindi ( E )	352	125
Coca ( E )	801	285
Lumbaqui ( E )	245	87
Puerto Colón ( C )	120	-
La Hormiga ( C )	475	123
El Orito ( C )	1.740	365
Puerto Asís ( C )	2.630	720

Fuente: ICEL, Electrificación de territorios nacionales  
JCI, Estudio de factibilidad del nor-oriente,1986

## 2.2. ZONA CENTRAL

### 2.2.1. Aspectos generales

El área de Tulcán está integrada al Sistema Nacional Interconectado del Ecuador a través de la línea Ibarra-Tulcán, por lo que el servicio eléctrico en esta ciudad y en la provincia del Carchi es continuo y estable.

En el sector de Ipiales la situación es similar debido a que existe la interconexión en 115Kv. Ipiales-Pasto-Fopayán

La distribución y comercialización está bajo la responsabilidad de Emelnorte en Ecuador y Cedenar en Colombia.

### 2.2.2. Transformación

Cuando un sistema está interconectado no es relevante conocer de que fuente de generación proviene la energía. Es mas importante analizar las facilidades de recepción y distribución que se dispone en la zona, o lo que es lo mismo, la capacidad existente en transformación.

En las tablas N:5 y N:6 se puede apreciar en detalle esta capacidad.

---

TABLA N:5  
SUBESTACIONES DE LA PROVINCIA DEL CARCHI

---

Tulcán	2.5 MVA	34.5/13.8 Kv.
El Rosal (Tulcan)	5.0 MVA	34.5/13.8 Kv.
San Gabriel	2.5 MVA	34.5/13.8 Kv.
El Angel	0.5 MVA	34.5/13.8 Kv.

---

Fuente: INECEL, Progrma de subtransmisión.

---

---

TABLA N:6  
SUBESTACIONES DE LA ZONA DE IPIALES

---

Ipiales	12.5 MVA	115/34.5/13.2KV.
Túqueres	3.0 MVA	34.5/13.2 KV.
Pupiales	1.8 MVA	34.5/13.2 KV.
San José	1.5 MVA	34.5/13.2 KV.
Sapuyes	7.5 MVA	34.5/13.2 KV.

---

Fuente: ICEL, Sistema eléctrico de Nariño.

---

### 2.2.3. Transmisión

El transporte de energía desde las subestaciones de distribución hasta los consumidores, se efectúa a través de líneas de transmisión de 13.8Kv. En la provincia del Carchi están construídos 340 Km. de líneas, en tanto que en Ipiales y su zona rural 324 Km.

En estas cantidades se incluyen las dos líneas de interconexión fronteriza: Tulcán-Ipiales y Tufiño-Cumbal

### 2.2.4. Distribución

La configuración del sistema de distribución es del tipo aéreo, radial y con voltajes primarios y secundarios normalizados. El porcentaje de abonados en función del tipo de consumo es el siguiente:

-----  
TABLA N:7

PORCENTAJE DE ABONADOS POR TIPO DE CONSUMO

Zona	Residencial	Comercial	Industrial	Otros	Total
Carchi	85	13	0.7	1.3	100
Ipiales	96	3	0.5	0.5	100

-----  
Fuente: INECEL, Plan Nacional de Distribución.  
ICEL, Sistema Eléctrico de Nariño.  
-----

## 2.3. ZONA NOR-OCCIDENTAL

### 2.3.1. Aspectos generales

El servicio eléctrico en toda la provincia de Esmeraldas está bajo la responsabilidad de Emelesa, Empresa en la que INECEL es el mayor accionista

### 2.3.2. Generación

La producción de electricidad se efectúa en base exclusivamente a grupos termoeléctricos, por lo tanto el costo de energía es elevado. En la tabla N:8 constan los grupos que actualmente están en servicio.

TABLA N:8  
GRUPOS TERMOELECTRICOS

Localización	Unidad*Kw	Observaciones
San Lorenzo (E)	1*300	En buen estado
	1*350	En regular estado
	1*600	En buen estado
Llorete (C)	1*120	En regular estado
Tumaco (C)	2*3000	En regular estado

Fuente: INECEL, Sistemas Regionales.

ICEL, Sistema Eléctrico de Nariño.

### 2.3.3. Transmisión

El aislamiento de la zona y la falta de carreteras no han dado lugar a la construcción de líneas de transmisión, que sirvan de enlace entre poblaciones mas o menos cercanas y así conformar un pequeño sistema eléctrico integrado.

### 2.3.4. Distribución

En el sector ecuatoriano la única población que dispone de una red de distribución propiamente dicha es San Lorenzo, aunque su estado es deficiente lo que origina altas pérdidas de energía.

En el lado colombiano la ciudad de Tumaco cuenta con redes de distribución tipo urbano las mismas que tienen varios años de servicio.

El número de usuarios del servicio eléctrico es el siguiente:

---

TABLA N:9  
NUMERO DE USUARIOS

---

Población	Usuarios
San Lorenzo	1.314
LLorete	300
Tumaco	5.200

---

Fuente: INECEL, Sistemas Regionales.

ICEL, Sistema Eléctrico de Nariño.

---

### 3. REQUERIMIENTOS DE ENERGIA ELECTRICA :

Toda población requiere de la energía eléctrica para su vivienda, para su actividad comercial, para su industria, para el alumbrado de las calles públicas etc. En base a estas actividades se clasifican los distintos tipos de consumo en:

- Residencial, que es el destinado para usos domesticos de la unidad familiar.
- Comercial, que es el utilizado en locales con fines comerciales.
- Industrial, que es el requerido por fábricas, talleres, molinos etc., y
- Alumbrado público.

El análisis de estos consumos es imprescindible porque permite diagnosticar el estado de la electrificación, establecer metas de desarrollo y programar la expansión del servicio eléctrico.

#### 3.1. ZONA NOR-ORIENTAL

##### 3.1.1. Demanda máxima actual

La demanda máxima y los diferentes consumos de energía a diciembre de 1.988, excluyendo al consorcio CEPE-TEXACO, se registran en las tablas N:10. y N:11.

Según estas cifras, el consumo residencial es de 77 Kwh por mes y por abonado, valor que está muy por debajo del promedio nacional que es de 145 Kwh.<sup>1</sup> Igual situación se da con el consumo comercial que es de 142 Kwh por mes y por abonado, cuando el promedio a nivel nacional está en el orden de los 375 Kwh.

-----  
<sup>1</sup>INECEL, Estadísticas Electricas , ( Quito, 1988 ).

El consumo industrial es insignificante y apenas alcanza el 2.7% del consumo total, mientras que el promedio del país es de 31%. Este bajo índice se debe a la falta de industrias grandes o medianas en la zona y a la existencia únicamente de talleres mecánicos y artesanales pequeños. El consumo de alumbrado público está dentro de los parámetros normales.

Los requerimientos del consorcio CEPE-TEXACO son muy superiores a los de las poblaciones analizadas. En 1.988 la demanda máxima de las instalaciones del consorcio en Lumbaqui, Lago Agrio, Sachas y Shushufindi fue de 34.106 Kw.

-----  
TABLA N:10  
DEMANDA MAXIMA EN 1.988-SECTOR ECUATORIANO  
-----

Categoría	Lumbaqui	L. Agrio	Sachas	Shushuf	Coca
Población	4.132	31.036	11.962	5.943	13.501
Población servida	42%	44%	42%	42%	42%
Habitantes/abonado	14.3	13.7	14.3	14.3	14.3
Abonados residenc.	245	1.926	710	353	801
Abonados comercia.	87	605	253	126	285
Consumo resid.(Mwh)	253	1.772	654	325	738
Consumo comer.(Mwh)	149	990	365	181	412
Consumo indus.(Mwh)	14	82	30	15	34
Otros consumos(Mwh)	28	183	71	35	80
Total (Mwh)	444	3.027	1.120	556	1.264
Pérdidas %	15	15	15	15	15
Energía (Mwh)	522	3.561	1.316	654	1.486
Factor de carga %	18.3	17.9	17.9	17.9	17.9
Demanda máxima (Kw)	326	2.271	840	406	948

-----  
Fuente: JCI, Estudio de factibilidad del nor-oriente, 1986.  
INECEL, Electrificación de la provincia de Napo.  
-----

En el sector colombiano el tipo de consumo es muy similar al descrito para la zona ecuatoriana.

-----  
TABLA N:11  
DEMANDA MAXIMA EN 1.988-SECTOR COLOMBIANO  
-----

Categoría	P.Colón	La Hormiga	El Orito	P.Asís
Población	2.500	4.800	16.300	26.700
Abonados residenc.	120	475	1.740	2.630
Abonados comercia.	-	123	315	720
Consumo resid.(Mwh)	121	280	1.060	2.210
Consumo comer.(Mwh)	-	145	400	876
Consumo Indus.(Mwh)	-	-	38	95
Otros (Mwh)	13	22	66	171
Total (Mwh)	134	447	1.564	3.352
Pérdidas %	15	15	15	15
Energía (Mwh)	158	526	1.840	3.942
Factor de carga %	30	30	30	30
Demanda máxima (Kw)	60	200	700	1.500

-----  
Fuente: ICEL, Electrificación de territorios nacionales.  
-----

### 3.2. ZONA CENTRAL

#### 3.2.1. Demanda máxima actual

La electrificación en esta zona esta muy desarrollada, por lo tanto se dispone de estadísticas confiables y completas para realizar el análisis de los distintos tipos de consumo. Para el caso particular de este trabajo, el análisis que interesa es unicamente el del cantón Tulcán.

Según la tabla N:12, la demanda máxima actual de Tulcán es

de 6.720 Kw., incluidos los 1.600 Kw. que se entregan a Ipiales y Cumbal.

TABLA N:12  
ESTRUCTURA DE CONSUMOS-TULCAN

Tipo de consumo	Cantón Tulcán
Residencial:	
Consumo (Mwh)	9.236
Abonados	8.949
Comercial:	
Consumo (Mwh)	2.266
Abonados	1.149
Industrial:	
Consumo (Mwh)	802
Abonados	122
Otros:	
Consumo (Mwh)	3.427
Abonados	600
Demanda máxima de Tulcán	5.120
Entrega a Ipiales	600
Entrega a Cumbal	1.000
Demanda máxima total	6.720

Fuente: INECEL, Plan Nacional de Distribución.

El consumo es predominantemente residencial. Los abonados de esta categoría constituyen el 85% del total y su consumo específico mensual es de 72 Kwh por mes.

El consumo específico por abonado comercial, a pesar de ser 2.23 veces mayor que el residencial, también es bajo si se compara con el promedio nacional. La actividad industrial es limitada con un consumo de apenas el 5% del total

### 3.3. ZONA NOR-OCCIDENTAL

#### 3.3.1. Demanda máxima actual

Unicamente la cabecera cantonal de San Lorenzo dispone de energía eléctrica. El número de abonados con servicio es de 1.314, todos practicamente residenciales. La demanda máxima es: 700 Kw.

En el sector colombiano la ciudad mas importante, Tumaco tiene una demanda máxima de 4.500 Kw.<sup>1</sup> Los consumos correspondientes son:

- Residencial:	6.576 Mwh.
- Comercial:	1.488 Mwh.
- Industrial:	468 Mwh.
- Otros:	1.896 Mwh.

En Llorete la demanda máxima es de 100 Kw.

### 3.4. DETERMINACION DE PARAMETROS DE PROYECCION

#### 3.4.1. Criterios generales

El período escogido para la proyección de la demanda tiene a 1.988 como año base y al 2.000 como año horizonte.

Las poblaciones que conformarían cada uno de los sistemas en las tres zonas de integración se detallan en la tabla N:13.

La metodología para el cálculo de la demanda es aquella en que se aplican tasas de crecimiento para cada consumo tipo

-----  
<sup>1</sup>ICEL, Sistema CEDENAR

TABLA N:13  
POBLACIONES CONSIDERADAS EN EL PROYECTO

Zona nor-oriental	Zona central	Zona nor-occidental
Ecuador: Lumbaqui, Cascales, Lago Agrio, Cofanes, Durano, Gral.Farfán, Sachas, Shushufindi y Coca.	Ipiales y Tulcán y todas las poblaciones fronterizas ya integradas.	Ecuador: San Lorenzo, Tambillo, Calderón, Carondelet y Mataje.
Colombia: Puerto Colón, La Hormiga, El Orito y Puerto Asís.		Colombia: Tumaco y Llorete.

#### 3.4.2. Crecimiento de la población

El cálculo de la población para cada año durante el período 1.988-2.000, se efectúa aplicando la fórmula:

$$P_n = P_o(1+r)^n ; \text{ donde:}$$

$P_n$  = Población en el año  $n$ .

$P_o$  = Población en 1.988.

$r$  = Tasa de crecimiento media acumulativa.

$n$  = Número de años.

La tasa de crecimiento para la población, de acuerdo a los datos de los Censos de Población de 1.974 y 1.982 son las siguientes:

$$r = 4.5\% \text{ hasta } 1.990 \text{ para el nor-oriente.}$$

r = 3.5% hasta 2.000 para el nor-oriente.  
r = 1.0% 1.988-2.000 para la zona central.  
r = 2.8% 1.988-2.000 para el nor-occidente

El porcentaje de la población actualmente con servicio es de 42%. La meta para el año 2.000 es alcanzar el 57%.

#### 3.4.3. Consumidores residenciales

El imponerse una meta para electrificar a un mayor porcentaje de la población, implica de hecho imponerse una tasa de crecimiento del número de consumidores residenciales. En el presente caso considerando que la familia representativa está entre 6 y 7 miembros, la tasa de crecimiento apropiada es del 6%.

#### 3.4.4. Consumidores comerciales

El crecimiento de este tipo de consumidores está regulado por la actividad comercial. Como se trata de zonas fronterizas, donde precisamente esta actividad es importante, una tasa de crecimiento de 5% es aceptable.

#### 3.4.5. Consumos residencial y comercial

Los consumos, residencial de 75 Kwh/mes y comercial de 145 Kwh/mes, registrados en las tres zonas, están muy por debajo de los promedios nacionales que son de 142 Kwh/mes y de 375 Kwh/mes respectivamente.

La meta que se pretende alcanzar para el año 2.000 es de 100 Kwh/mes para el residencial y de 246 Kwh/mes para el comercial, aspirando que mejore el ingreso de la población

#### 3.4.6. Consumo industrial

La industria es incipiente en las tres zo-

nas. Su consumo varía entre cero y cinco por ciento del consumo total de energía, cuando el promedio nacional está en el orden del 31%.

En el presente cálculo se ha considerado que para el año 2.000 es factible alcanzar como meta un porcentaje de 8.7%

#### 3.4.7. Otros consumos

Para el alumbrado público y otros consumos que en la práctica casi no generan ingresos, se asume que se mantendrá constante el porcentaje de 6.5%. Esta premisa está basada en la política de INECEL de disminuir las pérdidas de energía.

#### 3.4.8. Pérdidas de energía y factor de carga

En la proyección de la demanda y considerando que las redes de distribución están en buen estado, un 15% como porcentaje de pérdidas es normalizado.

Con relación al factor de carga por no existir industrias importantes, se asume un valor de 22% para las zonas de Lago Agrio y San Lorenzo y de 28% para Tulcán.

#### 3.4.9. Cargas especiales

Únicamente en la zona nor-oriental por la explotación hidrocarburífera, existen cargas importantes en magnitud, como son las del consorcio CEPE-TEXACO. En este caso la proyección de la demanda se hace por el proceso de integración, añadiendo a la demanda actual los requerimientos del Consorcio en los años en que se produce alguna ampliación de las instalaciones.

Todos los parámetros hasta aquí determinados son la base del cálculo de la proyección de la demanda máxima.

### 3.5. PROYECCION DE LA DEMANDA MAXIMA

#### 3.5.1. Zona nor-oriental

TABLA N:14  
DEMANDA MAXIMA (KW)-POBLACIONES DE ECUADOR

Año	Lumbaqui	L.Agrío	Sachas	Shushuf.	Coca	total
1.988	290	2.271	840	406	948	4.755
1.990	361	2.791	1.046	519	1.180	5.897
1.992	431	3.313	1.246	619	1.407	7.016
1.994	500	3.854	1.449	720	1.635	8.158
1.996	582	4.447	1.684	837	1.900	9.450
1.998	664	5.081	1.917	977	2.170	10.809
2.000	753	5.716	2.180	1.083	2.460	12.192

Los valores que constan en la tabla anterior corresponden al consumo homogéneo de las poblaciones ecuatorianas señaladas. La demanda máxima total en el año 2.000 alcanzará los 12.192 Kw. La tasa de crecimiento anual es del 8.14%.

TABLA N:15  
DEMANDA MAXIMA (KW)-POBLACIONES DE COLOMBIA

Año	P.Colón	La Hormiga	El Orito	P.Asís	Total
1.988	80	250	620	1.450	2.400
1.990	93	293	727	1.700	2.813
1.992	109	343	852	1.992	3.296
1.994	128	403	1.000	2.336	3.867
1.996	150	472	1.171	2.738	4.531
1.998	175	554	1.373	3.210	5.312
2.000	206	650	1.610	3.760	6.226

La demanda máxima de las cuatro poblaciones colombianas, según el cálculo de la proyección de la tabla N:15, será de 6.226 Kw. en el año 2.000, lo que significa que el consumo crecerá con el 8.26% anual, índice que es muy similar al de las poblaciones ecuatorianas.

-----  
TABLA N:16  
DEMANDA MAXIMA (KW)-CARGAS ESPECIALES  
-----

Año	Lumbaqui	L.Agrio	Sacha	Shushufindi	Total
1.988	10.778	12.930	2.000	8.398	34.106
1.990	11.122	12.930	2.000	8.845	34.987
1.992	11.537	12.930	2.000	9.367	35.831
1.994	12.036	12.930	2.000	9.978	36.944
1.996	12.212	12.930	2.000	10.270	37.412
1.998	12.212	12.930	2.000	10.390	37.532
2.000	12.212	12.930	2.000	10.516	37.658

-----

En la tabla N:16 se observa que la demanda máxima de las cargas especiales del sector hidrocarburífero se mantiene prácticamente constante, debido especialmente al hecho de que la producción prevista de petróleo, también se mantendrá sin variaciones sustanciales en alrededor de los 300.000 barriles por día.

### 3.5.2. Zona central

La proyección de la demanda que se presenta en la tabla N:17 corresponde al cantón Tulcán. Adicionalmente se incluye la potencia que el Ecuador debe entregar al sector colombiano, en cumplimiento del contrato N:104 suscrito entre Cedenar y Emelnorte el tres de octubre de 1.986, a través de los dos puntos actuales de interconexión: Tulcán-Ipiales y Tufiño-Chiles.

TABLA N:17  
DEMANDA MAXIMA (KW)

Año	Tulcán	Ipiiales-Chiles	Total
1.988	5.120	1.600	6.720
1.990	5.677	3.000	8.677
1.992	6.294	6.000	12.294
1.994	6.979	6.000	12.979
1.996	7.740	6.000	13.740
1.988	8.581	6.000	14.150
2.000	9.515	6.000	15.515

3.5.3. Zona nor-occidental

TABLA N:18  
DEMANDA MAXIMA (KW)-AREA DE SAN LORENZO

Año	S.Loren	Tambillo	Tululbi	Cald/Carond.	Mataje	Total
1.988	700	-	-	-	-	700
1.990	824	116	120	70	65	1.195
1.992	920	129	134	78	72	1.333
1.994	1.025	144	149	87	81	1.486
1.996	1.143	161	166	97	90	1.657
1.988	1.274	179	185	108	100	1.846
2.000	1.421	200	206	120	112	2.059

Actualmente solo San Lorenzo dispone de servicio eléctrico mas o menos estable. Por esta razón en la tabla N:18, la demanda máxima de las otras poblaciones es incluida a partir de 1.990, año en que se prevé que estarán interconectadas formando un pequeño sistema eléctrico.

La potencia requerida por esta región en el 2.000 es de 2.059 Kw., cifra que desde el punto de vista de la planificación eléctrica nacional o sectorial resulta relativamente pequeña.

-----  
TABLA N:19  
DEMANDA MAXIMA (KW)-AREA DE TUMACO  
-----

Ano	Llorete	Tumaco
1.988	100	4.500
1.990	111	5.018
1.992	124	5.600
1.994	138	6.240
1.996	154	6.960
1.998	172	7.760
2.000	192	8.660

-----

La ciudad mas importante en esta región de Colombia es Tumaco, de allí que el consumo de energía eléctrica previsto en la tabla N: 19 sea significativo, alcanzando en el año 2.000 los 8.660 Kw.

La demanda de Tumaco y Llorete en este caso no se totaliza, debido a que esta última población de tan poco consumo está muy distante, lo que no permite la interconexión a costos razonables.

#### 4. DEFINICION DE LAS OBRAS DE INTERCONEXION

El crecimiento de las poblaciones estudiadas obliga, independientemente de la integración fronteriza, a los organismos responsables del servicio a diseñar y construir proyectos destinados a satisfacer y garantizar la entrega de electricidad, en las mejores condiciones de calidad, oportunidad y economía. De allí nace la necesidad de establecer un conjunto coherente de obras en cada una de las zonas en que se ha dividido este estudio, en función de la proyección de la demanda que fuera calculada anteriormente

##### 4.1. PROGRAMA DE OBRAS DE LA ZONA NOR-ORIENTAL

##### 4.1.1. Sistema Coca-Lago Agrio

El objeto de este programa es el de configurar un sistema integrado con una sola fuente de generación que suministre la energía eléctrica requerida por las poblaciones, a través de las respectivas líneas de transmisión y subestaciones, eliminando de esta forma los inconvenientes técnico-económicos, consustanciales a la diversificación de sistemas pequeños y aislados.

Las obras que se construirán para cumplir con este propósito son las siguientes:<sup>1</sup>

- |                                      |            |
|--------------------------------------|------------|
| - Central térmica Jivino:            | 10.000 Kw. |
| - Línea 69 Kv. Lago Agrio-Coca:      | 80 Km.     |
| - Línea 13.8Kv. Lago Agrio-Lumbaqui: | 50 Km.     |
| - Línea 13.8Kv. Lago Agrio-Dureno:   | 20 Km.     |

---

<sup>1</sup>INECEL, Programacion de obras DISCOM

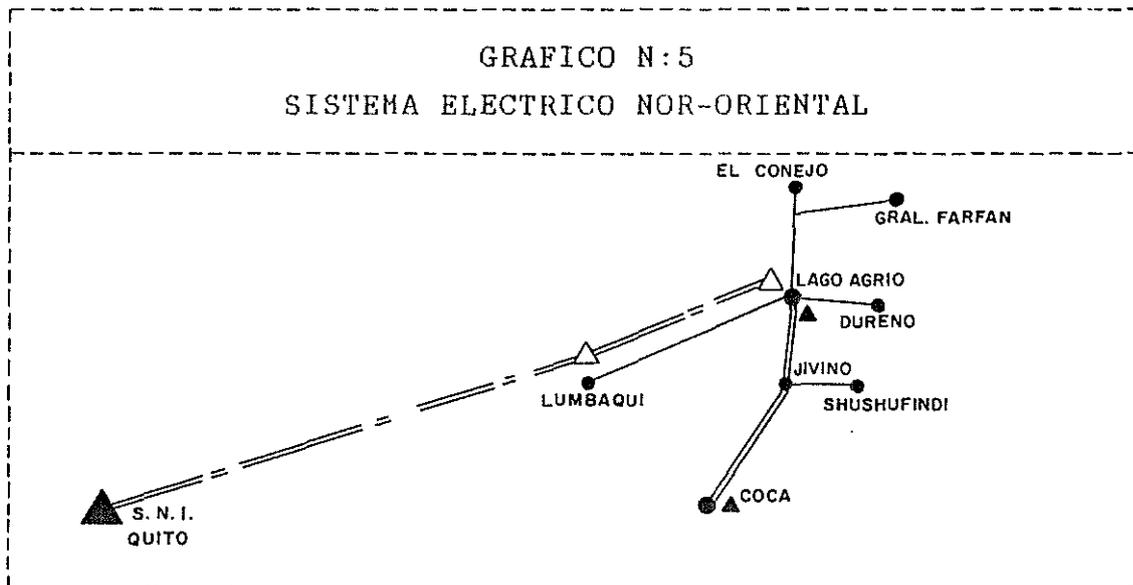
- Línea 13.8Kv. a G. Farfán: 20 Km.
- Subestación Lago Agrio: 5 Mva.
- Subestación Coca: 5 Mva.
- Subestación Jivino: 5 Mva.

#### 4.1.2. Servicio al área petrolera

En 1.992, al concluirse el contrato de asociación entre CEPE y TEXACO, las instalaciones serán operadas exclusivamente por CEPE. Ante este evento sería conveniente desde el punto de vista técnico, que las centrales térmicas y de gas de propiedad de TEXACO sean entregadas en 1.992, luego de que se haya realizado un "overhaul" que garantice la operación de estas unidades por un período de diez años.

Como una alternativa surge la construcción de la interconexión: Quito-Lago Agrio, que consta de las siguientes obras:

- Línea Quito-Lago Agrio: 242.3Km/138 Kv.
- Subestación Lumbaqui: 16/20 Mva.138/69Kv.  
2.5 Mva.69/13.8Kv.
- Subestación L. Agrio: 12/16 Mva.138/69Kv.  
12/16 Mva.69/13.8Kv.



#### 4.1.3. Sistema Puerto Colón-Puerto Asís

De las investigaciones realizadas se conoce que ICEL y los respectivos municipios continuarán incrementando la generación térmica en cada una de las poblaciones incluídas en este estudio. Esto significa que para cubrir la demanda prevista en la tabla N:15, se efectuará estimativamente el siguiente programa de equipamiento:

TABLA N:20  
EQUIPAMIENTO TERMICO

Ciudad	Unidades*Kw.	Año de instalación
Puerto Colón	1*100	1.989
	1*100	1.994
La Hormiga	1*250	1.990
	1*250	1.994
	1*250	1.999
El Orito	1*500	1.990
	2*500	1.995
Puerto Asís	1*1.500	1.990
	1*2.500	1.995

#### 4.1.4. Definición de las obras de interconexión

##### 4.1.4.1. Interconexión Quito-Lago Agrio

La construcción de la línea Quito-Lago Agrio enlazaría el núcleo vital con la zona fronteriza nor-oriental, lo que desde el punto de vista del desarrollo y la seguridad resulta una obra positiva, que proporcionaría las siguientes ventajas:

- Posibilidad de recibir energía desde el Sistema Interconectado.

- Mayor disponibilidad de potencia comparada con cualquier otra alternativa de servicio.
- Substancial ahorro de combustible (65 millones de galones/año)
- Vida útil de las instalaciones superior a los 40 años.

Sin embargo, a pesar de estas ventajas que son evidentes, el proyecto tiene los siguientes aspectos negativos que por el momento no lo hacen prioritario, ni justifican su ejecución inmediata:

- El alto costo del proyecto, que a precios de 1.988 asciende a la cifra de 78'730.646 dolares.<sup>1</sup>
- El excesivo período de ejecución del proyecto, el mismo que no podría entrar en operación antes de 1.995.
- La incertidumbre del volumen de reservas petroleras, puesto que de no incorporarse nuevas reservas, las actuales se estarían agotando en aproximadamente doce años. Esto significa que el año 2.001 habría desaparecido la causa que motiva la construcción de este proyecto, cuya vida útil supera el año 2.035.

#### 4.1.4.2. Interconexión fronteriza

Luego de conocer las características geográficas de la zona nor-oriental, su sistema de comunicaciones, su población, su infraestructura eléctrica, es posible establecer un programa de obras que facilite la transferencia de energía eléctrica entre los dos sectores que, aunque pertenecientes a dos naciones, avanzan juntos en su desarrollo.

-----  
<sup>1</sup>JCI, Estudio de factibilidad de nor-oriental, 1.888.

El programa que cumple con este objetivo es el siguiente:

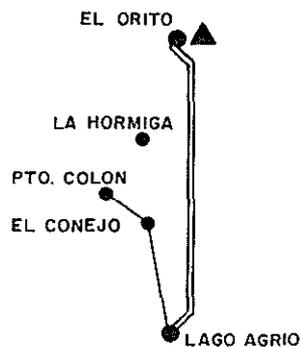
TABLA N:21  
OBRAS DE INTERCONEXION NOR-ORIENTAL

Línea de 13.8 Kv.Lago Agrio-Puerto Colón:	25 Km.
Línea de 69 Kv. Lago Agrio-El Orito:	50 Km.
Subestación El Orito,69/13.8 Kv.	5 Mva.

La línea de 13.8 Kv. permitirá:iluminar el puente internacional San Miguel y suministrar servicio eléctrico a toda la zona comprendida entre Lago Agrio y Puerto Colón.

La línea de 69 Kv garantizaría el bombeo del crudo ecuatoriano, en casos de emergencia a través de oleoducto El Orito-Tumaco. Permitiría el transporte alternativo del crudo del campo colombo-ecuatoriano denominado "Frontera". Posibilitaría una mejor confiabilidad del servicio, en el caso de una falla en las centrales de generación y sentaría las bases para una interconexión a mayor escala entre Lago Agrio y Puerto Asís, que son los centros poblados mas importantes de esta región.

GRAFICO N:6  
OBRAS DE INTERCONEXION FRONTERIZA



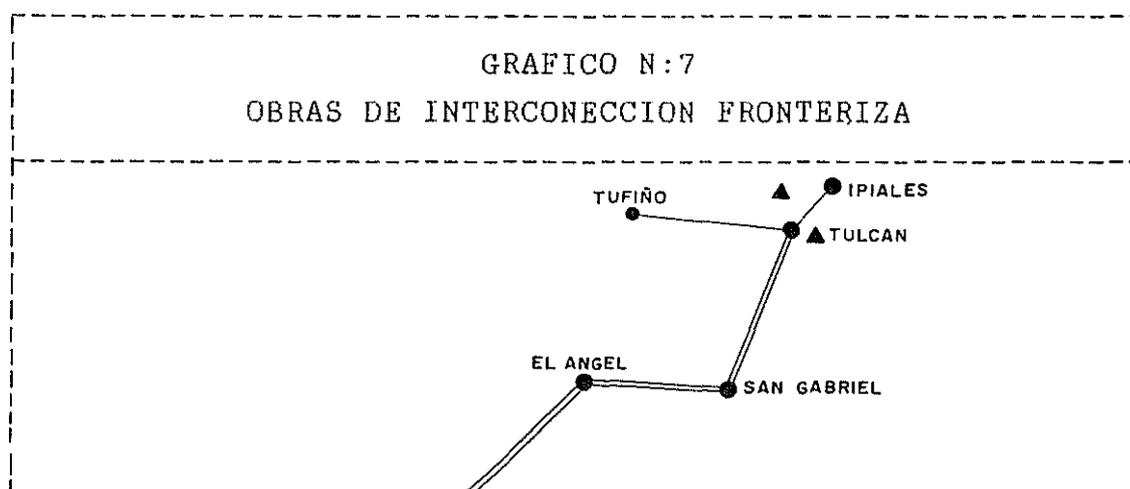
#### 4.2. PROGRAMA DE OBRAS: ZONA CENTRAL

la infraestructura para la integración eléctrica entre IpiALES y Tulcán existe desde hace varios años, e inclusive la Empresa Eléctrica CEDENAR, tiene instalado un transformador de su propiedad en la subestación El Rosal de la ciudad de Tulcán.

El compromiso adquirido por el Ecuador en octubre de 1.986 para el suministro de 6.000 Kw. a través de la línea Tufiño-Chiles-Cumbal ha sido cumplido parcialmente, por el retraso que han sufrido ciertas obras, debido a la difícil situación económica de INECEL. Este inconveniente será superado en el período 1.989-1.990, cuando entren en funcionamiento las siguientes obras:

- Cambio de voltaje de la línea Ibarra-Tulcán de 84 Km. de longitud.
- Construcción de la subestación Tulcán de 10 Mva. 69/13.8 Kv.
- Construcción de la subestación El Rosal (Tulcán) de 10 Mva. 69/13.8 Kv.

Adicionalmente INECEL está estudiando la factibilidad de desarrollar el proyecto geotérmico Tufiño, para producir electricidad. La capacidad definitiva será determinada una vez que se concluyan dichos estudios.



#### 4.3. PROGRAMA DE OBRAS: ZONA NOR-OCCIDENTAL

##### 4.3.1. Servicio a las poblaciones de la zona ecuatoriana

La Empresa Eléctrica Esmeraldas se encuentra empeñada en incorporar la zona de San Lorenzo al servicio centralizado de energía. Para cumplir con este objetivo y para cubrir la demanda máxima establecida en la tabla N: 18, La Empresa ha proyectado construir las siguientes obras:

- Línea de 69 Kv., Borbón-San Lorenzo, 35Km.
- Línea de 13.8 Kv., San Lorenzo-Tambillo, 4 Km.
- Línea de 13.8 Kv., San Lorenzo-Tululbi, 20 Km.
- Línea de 13.8 Kv., Guayabal-Carondelet, 8 Km.
- Línea de 13.8 Kv., Guayabal-Mataje, 20 Km
- Subestación San Lorenzo, 2.5 Mva.

##### 4.3.2. Servicio al área de Tumaco

La parte crítica del área de Tumaco es el mal estado de sus unidades de generación, lo que ha obligado a implementar soluciones de emergencia para evitar que este importante puerto del Pacífico, se quede sin este vital servicio.

La solución definitiva prevista por el Instituto Colombiano de Electrificación, es la construcción de la línea de 230 Kv. Pasto-Junin-Tumaco de 180 Km.

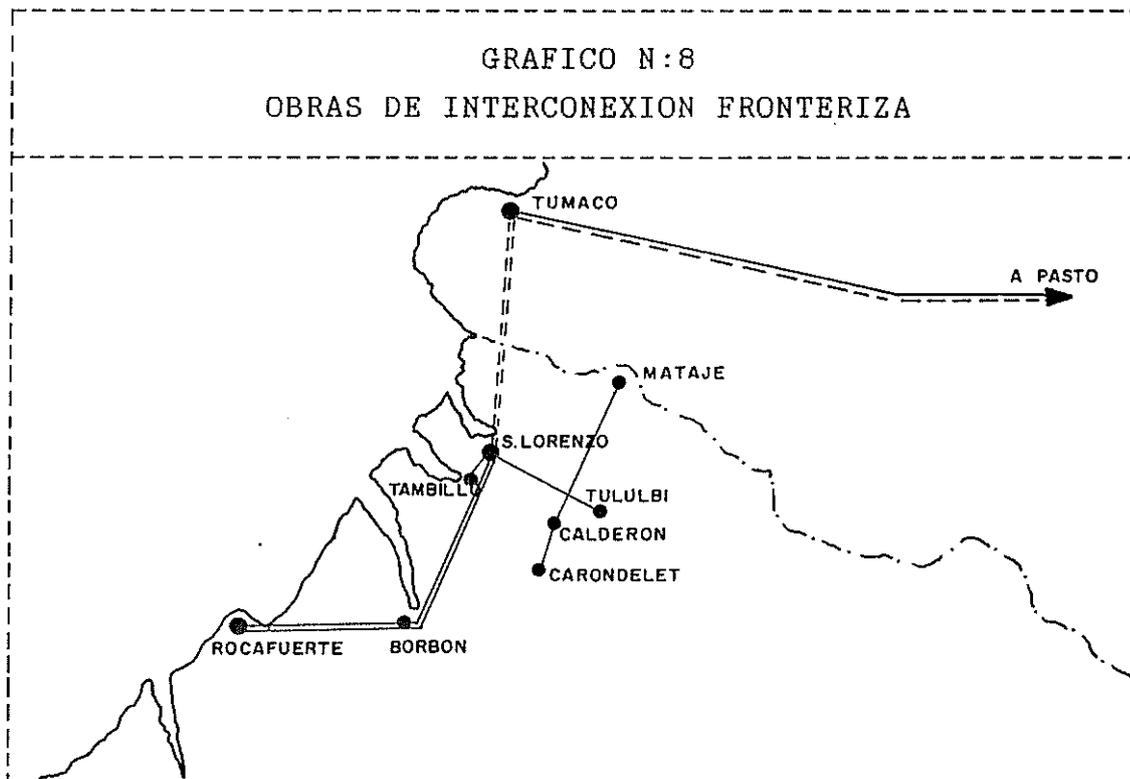
##### 4.3.3. Interconexión fronteriza

La zona nor-occidental tiene un futuro pro-

misorio, por su riqueza agrícola, forestal, aurífera y pesquera, por lo tanto es necesario que se emprenda la ejecución de obras que impulsen su desarrollo. En el sector eléctrico además de la conformación de un sistema alrededor de San Lorenzo, resulta muy positiva la interconexión Tuma-co-San Lorenzo, mediante una línea de 69 Kv.

Los beneficios de esta obra serían los siguientes:

- Mejora la calidad del servicio eléctrico en el área de San Lorenzo, debido a que la distancia desde Tumaco es menor que la distancia Esmeraldas-Borbón-San Lorenzo.
- Mejora la confiabilidad del servicio en todo el tramo Tumaco-Esmeraldas porque se se dispondría de dos puntos de alimentación.
- Permite la futura instalación a lo largo de la línea de interconexión de 69 Kv., de industrias madereras, agrícolas o de productos del mar.



## 5. COSTOS DE LAS OBRAS DE INTERCONEXION

### 5.1. CRITERIOS GENERALES

El costo estimado de las obras se ha determinado en base a precios unitarios actualizados a diciembre de 1.988, para las líneas y subestaciones normalizadas de INECEL.<sup>1</sup>

El costo en moneda extranjera (divisas) incluye el diseño, fabricación, y transporte hasta puerto ecuatoriano de los equipos que no se producen en el país y que necesariamente deben ser importados.

La moneda local cubre los costos de los materiales y equipos de fabricación nacional, los gastos de ingeniería, diseño, construcción y montaje de las obras, así como los rubros por recargos arancelarios y tasas de importación.

En base a estas premisas el costo total del programa de obras de interconexión eléctrica fronteriza asciende a los valores que a continuación se indican en las tablas N: 21, 22, 23.

-----  
TABLA N:21  
ZONA NOR-ORIENTAL  
-----

Obra	Divisas (US\$) M.local (S/.)	
-----		
Línea: L.Agrío-P.Colon 25Km.	-	32'000.000
Línea: L.Agrío-El Orito 50Km.	1'052.500	275'000.000
Posición 69 Kv.L.Agrío	250.000	40'000.000
Subestación El Orito 5Mva.	600.000	90'000.000
TOTAL	1'862.500	437'000.000
Equivalente total en sucres:	1.368'250.000	

-----

<sup>1</sup> INECEL, Sistemas de Subtransmisión

TABLA N:22  
ZONA CENTRAL

Obra	Divisas (US\$)	M.Local (S/)
Cambio de voltaje de la línea Ibarra-Tulcán.	252.000	90'000.000
Subestación Tulcán 10 Mva.	923.000	120'000.000
Subestación Rosal 10 Mva.	1'100.000	140'000.000
TOTAL	2'275.000	350'000.000
Equivalente total en sucres:	1.487'500.000	

TABLA N:23  
ZONA NOR-OCCIDENTAL

Obra	Divisas (US\$)	M.Local (S/)
Línea Tumaco- San Loren- zo, 69 Kv., 50 Km.	1'012.000	275'000.000
Posición 69 Kv. San Lo- renzo.	250.000	40'000.000
Posición 69 Kv., Tumaco	250.000	40'000.000
TOTAL	1'562.000	355'000.000
Equivalente total en sucres:	1.136'000.000	

## 6. ANALISIS ESTRATEGICO

### 6.1. ZONA NOR-ORIENTAL

La condición selvática, el significativo número de ríos caudalosos, la falta de vías de comunicación, el clima tropical, etc. hacen de esta zona un sitio apropiado para la actuación de las guerrillas y el narcotráfico. En este difícil ambiente se les facilita la defensa, la retirada, la infiltración y las emboscadas.

La mayoría de la población es campesina, de limitados recursos y que por su situación socio-económica puede fácilmente apoyar a los movimientos subversivos, especialmente en el campo de la logística de alimentos.

En esta zona se asienta la riqueza petrolera del Ecuador y en los últimos años también la de Colombia, al haberse descubiertos campos petroleros en la frontera misma. Esta circunstancia convierte a la zona en un Objetivo Geográfico Militar<sup>1</sup> de importancia estratégica económica a la que hay que protegerla, porque la pérdida ya sea de la zona en general o de su infraestructura hidrocarburífera afectaría a los Objetivos Nacionales Permanentes.

Dentro de la infraestructura hidrocarburífera, está incluido el servicio de energía eléctrica, sin la cual no sería posible realizar ninguna operación de exploración, explotación y transporte de petróleo.

### 6.2. ZONA CENTRAL

La frontera entre Carchi y Nariño se caracteriza por ser activa y comercial, que desde el punto de vista militar se la conceptúa como abierta, puesto que no presenta

---

<sup>1</sup>Augusto Pinochet, Geografía Militar (Santiago.Chile).

obstáculos mayores para posibles desplazamientos en situaciones de conflicto.

La población de los dos países tiene tradición democrática por lo que las posibilidades de apoyo a movimientos guerrilleros son un tanto remotas.

La zona en general es desprovista de bosques o vegetación alta, condición que estratégicamente es adversa para la operación permanente de grupos insurgentes.

### 6.3. ZONA NOR-OCCIDENTAL

La vegetación, hidrografía y clima de esta región es similar a la descrita para el nor-oriente, consecuentemente también es propensa al establecimiento de grupos guerrilleros y narcotraficantes, con el agravante de que es una región mucho mas aislada, sin comunicaciones estables, lo que hace mas difícil las operaciones contrainsurgentes.

Militarmente la frontera en esta zona se la define como Colonial, porque el intercambio comercial y económico es casi nulo y la población es mínima.

Por otro lado, al no disponer esta área de recursos hidrocarbúricos y minerales industriales, no constituye un Objetivo Geográfico-Militar, sino unicamente una Zona de Concentración, donde se pueden originar conflictos armados especialmente con grupos guerrilleros, correspondiendo a los mandos militares determinar las zonas de operación.

Las operaciones terroristas contra instalaciones eléctricas en esta región, no causarían el revuelo que los subversivos desean porque no afectan a ninguna industria o instalación vital para la seguridad y economía del país. Cualquier daño que se produzca en estas instalaciones, puede ser reparado en corto tiempo.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1 CONCLUSIONES

#### 7.1.1 Conclusión general

El sector fronterizo ecuatoriano-colombiano ha experimentado un importante desarrollo en los últimos quince años. El comercio entre Ipiales y Tulcán se ha incrementado notablemente. Se ha creado un nuevo punto de contacto como el de Lago Agrio, donde la interdependencia de la población de los dos países es muy significativa y en la zona nor-occidental, el sentimiento de integración entre Tumaco y la parte norte de Esmeraldas, es cada vez mas acentuado.

#### 7.1.2. Conclusiones de la zona nor-oriental

- La zona de Lago Agrio es muy explosiva. El crecimiento de la población es superior al promedio nacional, debido principalmente a la migración de personas de otras regiones del país y aún de Colombia, atraídas por la explotación de hidrocarburos.

- Este crecimiento explosivo ha originado un preocupante déficit de los servicios básicos, tales como agua potable, alcantarillado, energía eléctrica etc., déficit que se hace mas patético al comparar con la infraestructura que disponen las compañías petroleras. En el caso particular de la electricidad, que es el tema que nos ocupa, ninguna población tiene servicio las 24 horas del día, la demanda máxima no está completamente satisfecha, y la mayoría de los grupos diesel están en regular estado de funcionamiento.

- Los yacimientos hidrocarburíferos existentes en la zona nor-oriental son la base de la economía ecuatoriana, de allí que esta región sea

considerada y tratada como un Objetivo Geográfico Militar, por las Fuerzas Armadas Ecuatorianas a tal punto que ahora se cuenta con la Brigada de Selva N:19 Napo, acantonada en el Coca para brindar protección y seguridad a toda su zona de operaciones, con unidades especializadas en la lucha antiguerrillera y antiterrorista.

- El problema del deficiente servicio eléctrico en las poblaciones se solucionará en el período 1.989-1.990, cuando INECEL ponga en funcionamiento la central térmica Jivino de 10.000 Kw, y las respectivas líneas de transmisión y subestaciones requeridas para conformar un solo sistema regional.

En el sector colombiano, el ICEL continuará incrementando la capacidad instalada para servir a las poblaciones fronterizas de Puerto Asís, El Orito, La Hormiga y Puerto Colón.

- Las compañías petroleras tales como CEPE y TEXACO son autoproductoras de energía eléctrica para la operación de sus instalaciones, cuya demanda supera los 34.000 Kw.

- Al descartarse la ejecución de la línea Quito-Lago Agrio por su costo excesivo y por la incertidumbre de las reservas petroleras, es necesario optimizar la generación, para lo cual una vez terminada la central Jivino debe procurarse el trabajo en paralelo con las unidades de generación del consorcio CEPE-TEXACO.

- La interconexión eléctrica entre Lago Agrio en Ecuador y El Orito en Colombia, detallada en 5.2.1. es técnicamente beneficiosa porque permite cumplir con el compromiso de iluminar el puente sobre

el río San Miguel, posibilita el suministro de energía a la zona rural, garantiza el servicio en la población de El Orito primer punto de bombeo del oleoducto colombiano y otorga mayor confiabilidad a cada sistema eléctrico en el caso de daños causados por acciones terroristas.

- El costo estimado de S/. 1.368'250.000,00 en principio se lo puede considerar excesivo, sin embargo estaría compensado si tan solo se deja de vender por cualquier circunstancia 150.000 barriles de petróleo, lo que equivale a la producción de un medio día.

### 7.1.3. Conclusiones de la zona central

- La integración fronteriza entre Carchi y Nariño está solidamente consolidada. Su población participa de una historia, costumbre y tradiciones comunes, lo que ha servido para que los respectivos gobiernos comprendan que el progreso futuro de esta zona, debe estar fundamentado en la interdependencia para lo cual, se han suscrito varios convenios internacionales que tratan de impulsar programas en diferentes áreas de desarrollo.

- La infraestructura física para la transferencia de electricidad a nivel de 13.8 Kv está construida desde hace algunos años y a través de ella se está entregando a Colombia 1.600 Kw. El compromiso suscrito obliga a la venta de 6.000 Kw., para lo cual INECEL está ampliando las instalaciones en la provincia del Carchi a un costo de S/.1.487'500.000,00.

- La entrega de los 6.000 Kw., indicados no perjudica a ninguna población ecuatoriana debido a que existe un apreciable excedente, tanto de energía como de potencia a nivel regional y nacional. El suministro a Colombia constituye una importante fuente de in-

gresos para Emelnorte, Empresa que es la encargada de distribuir la energía eléctrica en esta zona.

#### 7.1.4. Conclusiones de la zona nor-occidental

- La zona comprendida entre San Lorenzo y Tumaco es la de menor desarrollo relativo de las estudiadas en el presente trabajo investigativo. Su aislamiento, la falta de vías de comunicación, las grandes extensiones de tierra por colonizar y explotar, su escasa población etc., demuestran que los respectivos núcleos vitales no han logrado ejercer ninguna influencia sobre este sector fronterizo.
  
- Los factores fisiográficos, geo-humanos, geo-económicos y geo-militares que predominan en esta región, la convierten en área propicia para las operaciones de grupos guerrilleros o narcotraficantes, operaciones que ya se han dado en años anteriores en forma aislada.
  
- El servicio eléctrico, como la mayoría de los servicios básicos, es deficitario lo que ha motivado en varias ocasiones el reclamo de sus pobladores, como ocurrió hace poco con la ciudad de Tumaco.
  
- El potencial agrícola, forestal, pesquero e ictiológico ofrece grandes posibilidades de desarrollo, siempre y cuando los poderes centrales impulsen las obras de infraestructura determinadas en los correspondientes planes de desarrollo nacionales.
  
- En el campo de la electricidad para el área de San Lorenzo, INECEL y EMELESA han previsto conformar un sistema eléctrico integrado con sus principales parroquias rurales. Este sistema recibirá energía del Sistema Nacional Interconectado, a través de la lí

nea de transmisión Esmeraldas-Rocafuerte-Borbón-San Lorenzo.

- La interconexión eléctrica fronteriza, estaría dada por la construcción de la línea de 69 Kv. Tumaco-San Lorenzo, proyecto que estimativamente tiene un costo de S/.1.136'000.000,00.

Esta obra en el futuro cuando ICEL de Colombia haya construido la línea de 230 Kv. Pasto-Tumaco, es beneficiosa para el Ecuador porque otorgará mayor confiabilidad no solo al servicio eléctrico de San Lorenzo, sino a toda la provincia en caso de emergencia ocasionados por fallas en la línea Santo Domingo-Esmeraldas.

## 7.2. RECOMENDACIONES

Como corolario de esta parte del trabajo investigativo y luego de que ha quedado debidamente sustentada la conveniencia de integración eléctrica fronteriza, a continuación se exponen las siguientes recomendaciones:

- Que el sector político otorgue un decidido apoyo para que los proyectos de integración se concreten. Este apoyo basicamente debe traducirse en la inclusión de estos proyectos en los planes nacionales de desarrollo, concediéndoles la calidad de prioritarios.

- Que luego de afinados los proyectos mediante los respectivos estudios de factibilidad, se busque el correspondiente financimientto. Una alternativa muy viable sería conseguir una línea de crédito de la Corporación Andina de Fomento, Organismo que está impulsando algunos proyectos de integración entre Ecuador y Colombia y entre Ecuador y Perú.

- Que en el caso del servicio eléctrico de la zona

de Lago Agrio, se llegue a un acuerdo técnico económico entre INECEL y el consorcio CEPE-TEXACO, para que sus fuentes de generación tengan la posibilidad de trabajar en paralelo, con lo cual el servicio eléctrico tendrá una mayor confiabilidad.

- Que la coordinación que existe entre las Fuerzas Armadas y el consorcio CEPE-TEXACO, para fines de protección y seguridad de las instalaciones petroleras, sea ampliada al sector eléctrico tomando en cuenta el papel estratégico de la energía en la explotación hidrocarbúrica y en el servicio a las poblaciones.

# **CAPITULO II**

**LA INTERCONEXION ELECTRICA BI-NACIONAL**

## CAPITULO II

### LA INTERCONEXION ELECTRICA BI-NACIONAL

#### 1. ASPECTOS GENERALES

El desarrollo alcanzado por la zona fronteriza central, la disponibilidad de instalaciones de alta tensión, y la importancia de la carga hacen imprescindible la implementación de un proyecto de integración eléctrica de mayor alcance, que permita la transferencia de potencias significativas que solucionen en parte los problemas de confiabilidad que tanto Carchi como Nariño tienen por estar localizados en los extremos de sus respectivos sistemas interconectados.

El proyecto de corto plazo que cumple con este objetivo y que será analizado en este trabajo de investigación, es el enlace de 115/138 Kv., el mismo que resulta ser el mas adecuado para atender los requerimientos de los sistemas fronterizos, porque permite una transferencia de potencia del orden de 30 Mw. hacia Colombia y de 40 Mw. hacia el Ecuador, sin sobrecarga en las líneas de transmisión ni deterioro de los voltajes en los puntos principales de la interconexión.

Economicamente esta alternativa tiene un costo comparativamente menor, si se consideran las potencias de transferencia antes indicadas.

Para el largo plazo existe dentro de la planificación eléctrica bi-nacional una fase subsiguiente y que es la interconexión en 230 Kv. o en voltajes superiores, proyecto que será definido en los próximos años y que indudablemente de mandará un esfuerzo técnico económico especial de los dos países.

## 2. ESTRUCTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO

### 2.1. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE ECUADOR

El área de influencia del Sistema Nacional Interconectado ( SNI ) del Ecuador cubre la Costa y Sierra ecuatoriana, zonas geográficas del país que han estado integradas desde hace mucho tiempo a la vida económica y que poseen centros de consumo importantes. A partir de 1.986 y en forma paulatina se está llevando a cabo la integración de la Región Oriental al SNI.

El SNI del Ecuador está constituido por los siguientes sistemas:

#### 2.1.1. Sistema de Transmisión Pisayambo

Inició su operación en agosto de 1.976 e incluye las obras que a continuación se indican:

- Línea de 138 Kv. Pisayambo - Quito.
- Línea de 138 Kv. Pisayambo - Ambato.
- Línea de 69 Kv. Ambato - Latacunga.
- Línea de 138 Kv. Guangopolo - Vicentina.
- Subestación Vicentina de 88 Mva.
- Subestación Ambato de 44 Mva.
- Subestación Latacunga de 10 Mva.

#### 2.1.2. Sistema de Transmisión Quito - Guayaquil

Es el sistema que sirve para la interconexión de los dos principales centros de consumo del país.

Está conformado por las siguientes obras:

- Línea de 230 Kv. Santa Rosa - Pascuales.
- Línea de 138 Kv. Pascuales - Salitral.

- Subestación Santa Rosa de 225 Mva.
- Subestación Santo Domingo de 100 Mva.
- Subestación Quevedo de 100 Mva.
- Subestación Pascuales de 100 Mva.
- Subestación Salitral de 90 Mva.

#### 2.1.3. Sistema de Transmisión Quito - Ibarra

Este sistema de transmisión contempla la línea Quito - Ibarra de 138 Kv. y la subestación Ibarra de 30 Mva.

#### 2.1.4. Sistema de Transmisión S. Domingo-Esmeraldas

Este sistema de transmisión está conformado por la línea Santo Domingo - Esmeraldas de 138 Kv. y por la subestación Esmeraldas de 40 Mva.

#### 2.1.5. Sistema de Transmisión Quevedo - Portoviejo

A este sistema de transmisión pertenecen la línea de 138 Kv. Quevedo - Portoviejo y la subestación Portoviejo de 40 Mva.

#### 2.1.6. Sistema de Transmisión Paute Fase B

Es el conjunto de líneas de transmisión y subestaciones que sirven para transferir la energía generada por la Central Hidroeléctrica Paute, hasta la subestación Pascuales en Guayaquil y de ésta a través de los sistemas anteriormente descritos, hacia las diferentes regiones del país.

Las obras que conforman el Sistema Paute - Guayaquil son las siguientes:

- Línea de 230 Kv. Paute - Pascuales.

- Línea de 138 Kv. Paute - Cuenca.
- Línea de 138 Kv. Pascuales - Policentro.
- Subestación Molino de 450 Mva.
- Subestación Milagro de 100 Mva.
- Subestación Pascuales de 225 Mva.
- Subestación Cuenca de 60 Mva.
- Subestación Policentro de 150 Mva.

#### 2.1.7. Sistema de Transmisión Agoyán

Este sistema de transmisión permite al proyecto Agoyán entregar su energía al Sistema Nacional mediante las siguientes obras:

- Línea de 138 Kv. Agoyán - Ambato.
- Línea de 230 Kv. Ambato - Quito.
- Subestación Totoras de 60 Mva.

#### 2.1.8. Sistema de Transmisión Fase C

Esta fase está constituida por las obras de transmisión que a continuación se detallan:

- Línea de 138 Kv. Milagro - Machala
- Línea de 230 Kv. Paute - Ambato.
- Línea de 138 Kv. Cuenca - Loja.
- Línea de 138 Kv. Pascuales - S.Elena.
- Línea de 138 Kv. Pascuales - Posorja.
- Línea de 138 Kv. Ibarra - Tulcán.
- Línea de 138 Kv. Totoras - Ambato.
- Subestación Machala de 60 Mva.
- Subestación Riobamba de 60 Mva.
- Subestación Santa Elena de 40 Mva.
- Subestación Posorja de 20 Mva.
- Subestación Tulcán de 20 Mva.
- Subestación Loja de 40 Mva.
- Subestación móvil de 30 Mva.

### 2.1.9. Sistema de Transmisión Fase D

Este sistema de transmisión está proyectado para proporcionar una eficiente distribución de la energía en las diferentes regiones del país y para evacuar la potencia adicional de 500 Mw. de la Central Molino del Proyecto Paute.

Las obras que comprenden esta fase del Sistema, son: <sup>1</sup>

- Subestación Latacunga de 40 Mva.
- Subestación Ibarra de 20 Mva.
- Subestación Babahoyo de 40 Mva.
- Línea de 138 Kv. Quevedo - Portoviejo.
- Línea de 138 Kv. Quito - Ibarra.
- Línea de 230 Kv. Paute - Pascuales.
- Línea de 230 Kv. Pascuales - Trinitaria.
- Subestación Trinitaria de 225 Mva.

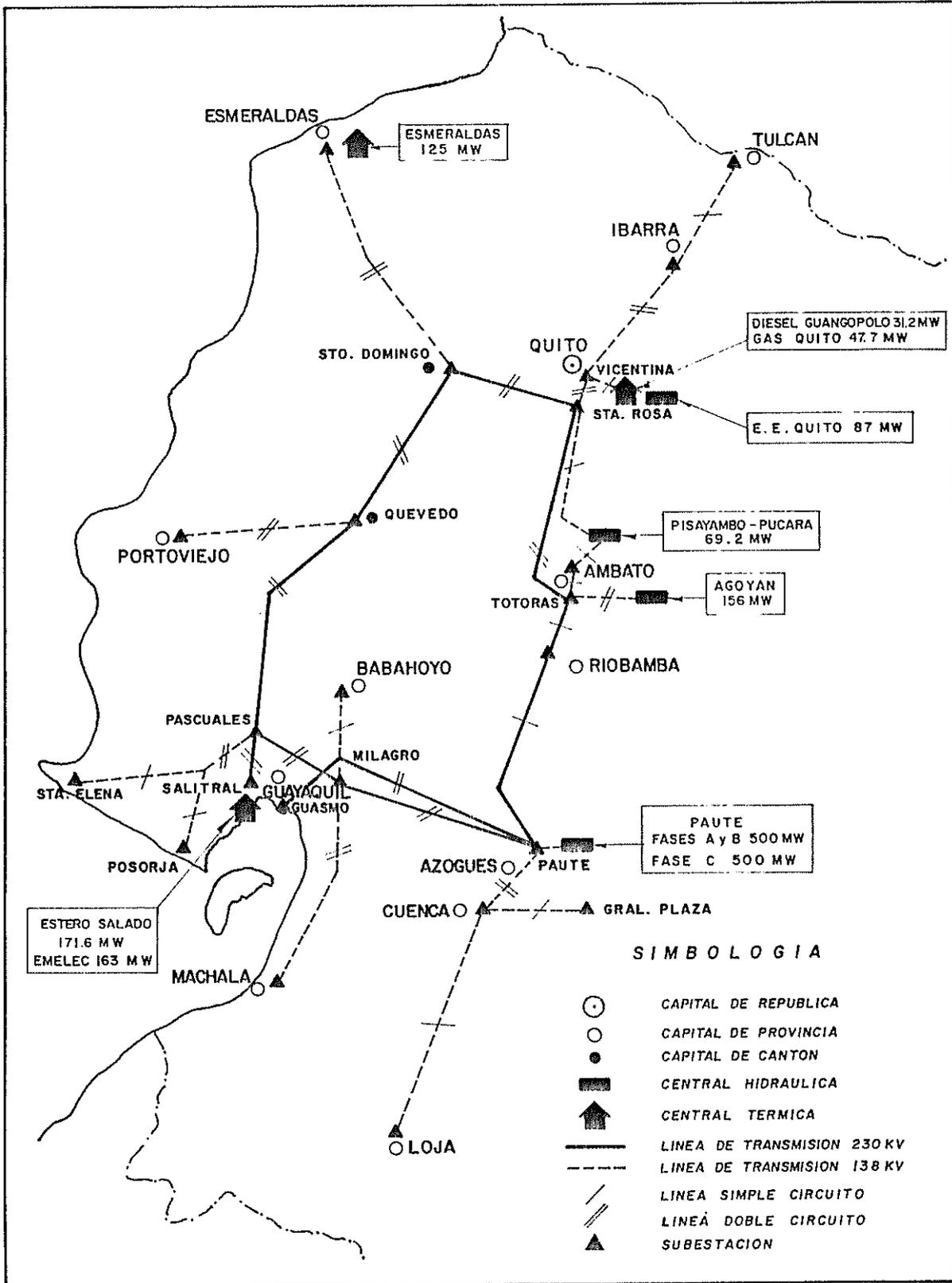
### 2.1.10 Sistema de Generación

La potencia instalada en las diferentes centrales hidráulicas y térmicas del país, a diciembre del año anterior fue de 1.812 Mw., según el siguiente detalle:

- Pisayambo	69.2 Mw.	hidráulica
- Paute I	500.0 Mw.	hidráulica
- Agoyán	156.0 Mw.	hidráulica
- Empresas	167.4 Mw.	hidráulica
- Estero Salado	146.0 Mw.	térmica
- Esmeraldas	125.0 Mw.	térmica
- Quito	47.7 Mw.	gas
- Guayaquil	25.6 Mw.	gas
- Guangopolo	31.2 Mw.	diesel
- Empresas	543.9 Mw.	diesel-térmica

-----  
<sup>1</sup>INECEL, Sistema Nacional de Transmisión (Quito, 1988)

**GRAFICO Nº 9**  
**SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**



## 2.2. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE COLOMBIA

El Sistema Nacional Interconectado de Colombia tiene una estructura diferente a la del Ecuador, donde INECEL es la Entidad Estatal responsable y propietaria del Sistema Nacional.

En Colombia en cambio, el Sistema Nacional pertenece a una sociedad anónima denominada " INTERCONEXION ELECTRICA SA " ( ISA ), fundada el 14 de septiembre de 1.967.

Las Empresas Eléctricas accionistas de ISA cubren todo el territorio colombiano y proporcionan el servicio eléctrico de acuerdo a la siguiente distribución espacial:

- Empresa Eléctrica de Bogotá: Bogotá
- Empresa Pública de Medellín: Medellín
- Corporación Autónoma del Cauca: Cali
- Corporación de la Costa Atlántica: Atlántico
- Instituto Colombiano de Energía: Nacional

### 2.2.1. Sistema de Transmisión

El número de líneas de 230 Kv. que dispone el Sistema Nacional Interconectado de Colombia refleja el alto grado de desarrollo alcanzado por el sector eléctrico de dicho país, sector que inclusive cuenta con una línea de 524 Km. en 500 Kv., nivel de voltaje que poseen por lo general los países industrializados.

La tabla N:24 muestra la infraestructura de transmisión en los niveles de 230 y 500 Kv.

La línea de 500 Kv. une la Costa Atlántica con el centro del país.

-----  
<sup>1</sup>ISA , Informe de actividades ( Bogotá, 1.987 )

TABLA N:24  
LINEAS DE TRANSMISION DE COLOMBIA (1.988)

Entidad	230 Kv.	500 Kv.
E.E.E.B.(Bogotá)	178.0 Km	
E.P.M.(Medellín)	298.5 Km	
C.V.C.(Cali)	206.7 Km	
ICEL.(Nacional)	967.7 Km	
CORELCA.(Atlántico)	739.9 Km	
ISA.(Nacional)	2.262.5 Km	524 Km
TOTAL	4.653.3 Km	524 Km

Fuente: ISA, Información general (Medellín, mayo, 1.987)

2.2.2. Sistema de Generación

TABLA N:25  
CAPACIDAD INSTALADA EN GENERACION (1.988)

Entidad	Hidraulica	Termica	Total
E.E.E.B.	1.147 Mw	130 Mw	1.277 Mw
E.P.M.	1.182 Mw		1.182 Mw
C.V.C.	815 Mw	45 Mw	860 Mw
ICEL.	842 Mw	489 Mw	1.331 Mw
CORELCA.		1.066 Mw	1.066 Mw
ISA.	2.823 Mw	265 Mw	3.088 Mw
TOTAL	6.809 Mw	1.995 Mw	8.804 Mw

Fuente: ISA. Información general (Medellín, mayo, 1.987)

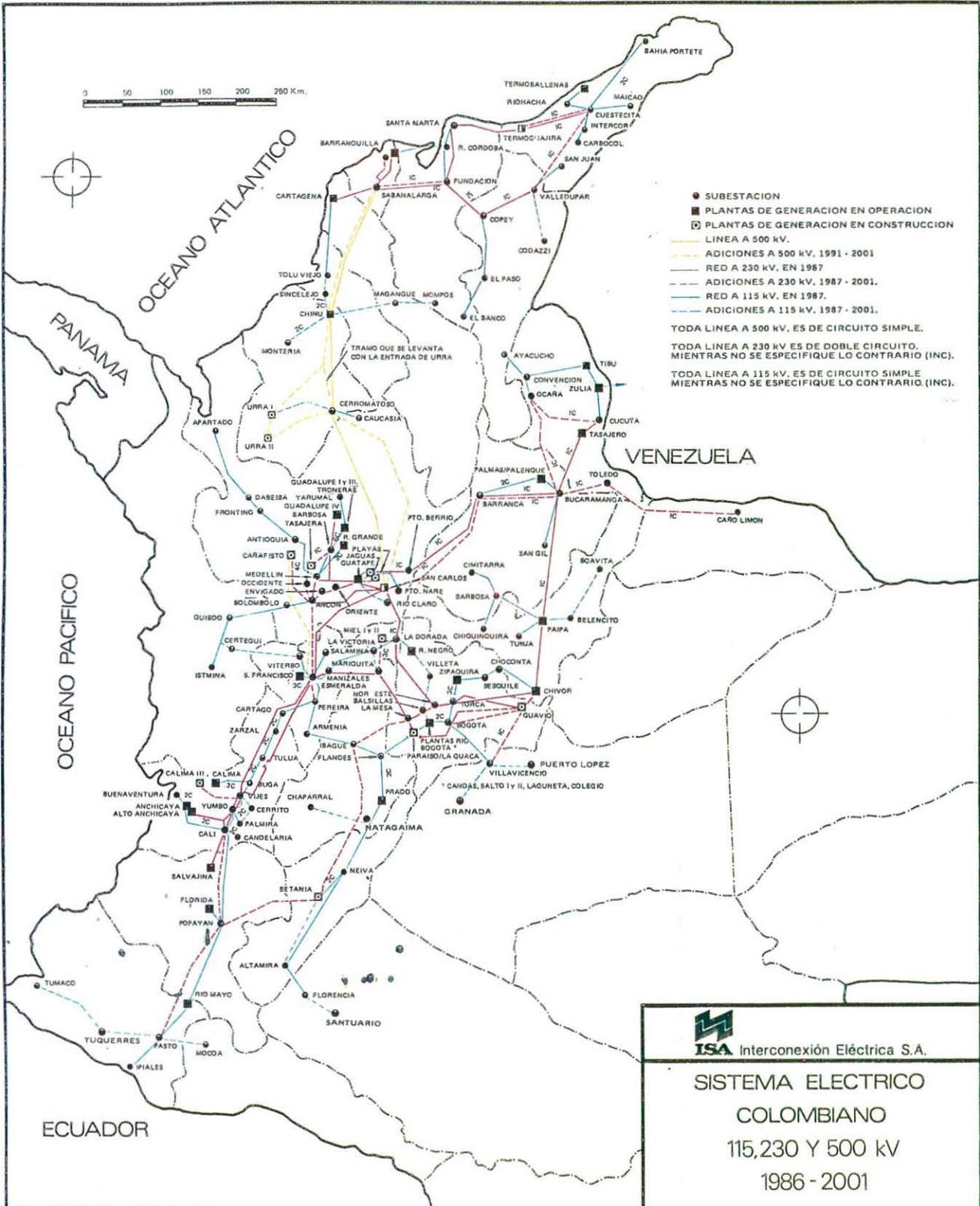
La capacidad instalada a diciembre de 1.988 en las distin-

tas centrales hidráulicas y térmicas que alimentan al Sistema Nacional de Colombia, según la tabla anterior, asciende a 8.804 Mw.

La energía térmica está altamente concentrada en la zona de la Costa Atlántica, debido a que en esta región los recursos hídricos con fines de producción de electricidad son escasos.

La capacidad instalada en plantas hidráulicas representa el 77% del total del país. En este logro mucho tiene que ver la intervención de ISA, Entidad que en los últimos 20 años ha puesto en operación importantes proyectos tanto de generación, como de líneas de transmisión y subestaciones de reducción y distribución.

### GRAFICO Nº 10 SISTEMA ELECTRICO COLOMBIANO



3. BALANCE DE POTENCIA ELECTRICA

3.1. BALANCE DE POTENCIA DEL ECUADOR

3.1.1. Estudio del mercado eléctrico

Los estudios del mercado realizados por INECEL concluyen que la demanda eléctrica nacional en el período 1.988-2.000, alcanzará los valores que constan a continuación:

TABLA N: 26  
PROYECCION DE LA DEMANDA

Año	Consumo GWH	Generación GWH	Demanda Máxima MW
1.988	4.328	5.625	1.046
1.990	4.817	5.813	1.130
1.995	6.310	7.528	1.438
2.000	7.879	9.314	1.755

Fuente: INECEL, Pronóstico de la demanda (Quito, 1.988)

En esta proyección se han considerado y analizado en forma detenida: el crecimiento histórico de la demanda y la población, el comportamiento del consumo residencial, las metas de expansión del servicio tanto al área rural como al sector urbano, el crecimiento de los abonados comerciales y sus consumos específicos, el desarrollo de la industria, la evolución del consumo de las entidades estatales, la disminución de las pérdidas etc. Adicionalmente se ha llevado a cabo el estudio de la correlación que existe entre el consumo de energía y el Producto Interno Bruto para el período 1.988-2.000.

### 3.1.2. Programa de equipamiento

A diciembre de 1.988 el Ecuador contaba con una potencia instalada a nivel nacional de 1.812 Mw. y con una potencia disponible de 1.540 Mw.

Los índices de electrificación para esa misma fecha fueron los siguientes:

- Población total:	10'204.000
- Población servida:	6'694.000
- % de población servida:	65.6 %
- Potencia instalada:	1.812
- Potencia disponible:	1.540
- Demanda máxima:	1.046
- Energía generada:	5.625
- Potencia instalada/habitante	178
- Energía generada/habitante:	551
- Número de abonados:	1'222.000

El programa de obras de generación previsto por INECEL para el período 1.988-2.000, es el siguiente:

-----  
TABLA N: 27  
PROGRAMA DE EQUIPAMIENTO  
-----

Central	Potencia Nominal	Potencia Disponible	Año
Existente	1.812 Mw	1.540 Mw	1.988
Paute C1	200 Mw	170 Mw	1.990
Paute C2	300 Mw	255 Mw	1.991
Daule-Peripa	130 Mw	110 Mw	1.993
Mazar	180 Mw	153 Mw	1.996
Sopladora	500 Mw	425 Mw	1.998
TOTAL	3.122 Mw	2.653 Mw	

-----

En la tabla anterior se ha hecho constar, además de la potencia nominal, la potencia disponible, porque en la programación del equipamiento para satisfacer los requerimientos del mercado, por razones técnicas se da mayor énfasis e importancia a esta potencia, que generalmente corresponde al 85% de la potencia nominal.

3.1.3. Superávit de potencia

Comparando los valores proyectados de la demanda eléctrica con el programa de equipamiento, se establece que en el período considerado, siempre existe un superávit que garantiza el suministro a nivel nacional.

-----  
TABLA N:28  
SUPERAVIT DE POTENCIA  
-----

Año	Demanda Mw	Pot.Dispon. Mw	Superavit Mw	Pot.Térmica Mw
1.988	1.046	1.540	494	760
1.990	1.130	1.710	580	760
1.995	1.438	2.075	637	760
2.000	1.755	2.653	898	760

-----

Este superávit que según la tabla anterior es significativo, corresponde en un alto porcentaje a la generación térmica disponible en grupos diesel, turbinas de vapor y turbinas de gas, unidades que por su propia naturaleza requieren de grandes recursos económicos para su operación y mantenimiento, razón por la cual su funcionamiento está restringido a las horas de máxima demanda y en algunos casos constituyen exclusivamente unidades de reserva.

La relación matemática entre la capacidad disponible y la

demanda máxima, se observa mas objetivamente en el gráfico N:11.

### 3.2. BALANCE DE POTENCIA DE COLOMBIA

#### 3.2.1. Estudio del mercado eléctrico

El mercado eléctrico colombiano es mas amplio que el ecuatoriano, no solo por la mayor población que posee, sino también por el significativo desarrollo industrial alcanzado. Estos dos parámetros inciden preponderantemente en la demanda máxima que el sector eléctrico de Colombia ha previsto para el período 1.988-2.000, en la tabla N:29.

TABLA N:29  
PROYECCION DE LA DEMANDA

Año	Energía Gwh	Demanda Mw*	Incremento Mw	Kwh/habitan.
1.985	25.739	5.323		923
1.990	33.799	6.989	1.666	1.101
1.995	45.122	9.197	2.208	1.376
2.000	60.481	12.169	2.972	1.733

Nota(\*): Incluye el 20% de reserva.

Fuente: ISA, Información general, (Medellín, mayo, 1.987)

#### 3.2.2. Programa de equipamiento

El sistema eléctrico de Colombia como se indicó en la tabla N:25, tuvo a diciembre de 1.988 una capacidad instalada de 8.804 Mw. La potencia efectiva o disponible para esa misma fecha fue de 7.473 Mw.

Para cubrir los requerimientos de electricidad del mercado nacional hasta el año 2.000, ISA y las Empresas Eléctricas Regionales construirán los siguientes proyectos:

TABLA N:30  
PROYECTOS EN CONSTRUCCION

Central	Clase	Capacidad	Ano Operacion
Guavio	H	1.000 Mw	1.991
Rio Grande	H	322 Mw	1.991
Calima III	H	240 Mw	1.996
Miel I	H	405 Mw	1.997
Urrea I y II	H	1.200 Mw	1.997
Cañafisto	H	1.500 Mw	1.999

Fuente:ISA, Información general,(Medellín,mayo,1.987)

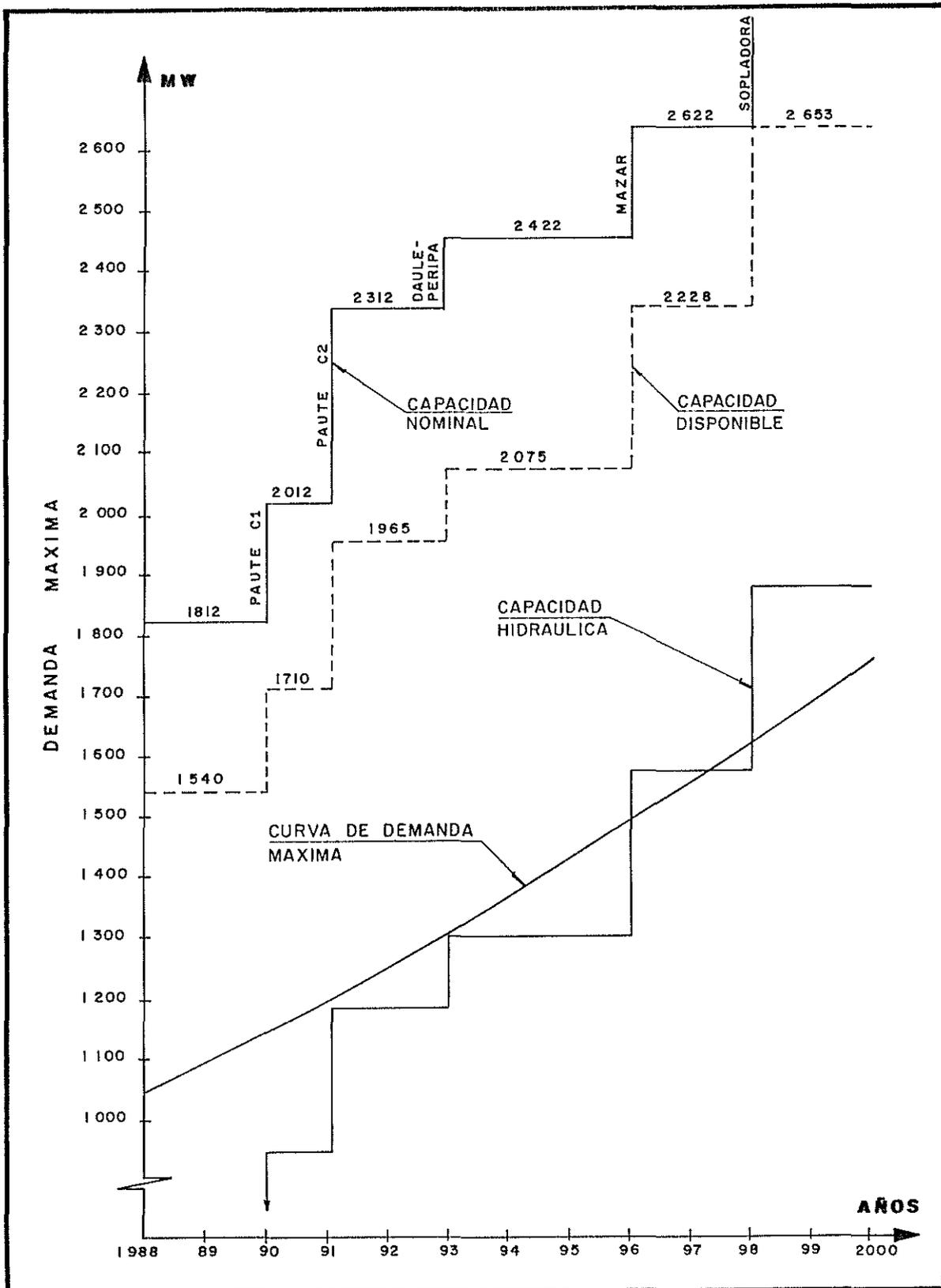
### 3.3.3. Superávit de potencia

El superávit previsto por el sector eléctrico de Colombia, como resultado de la relación potencia disponible-demanda, se entrega en la siguiente tabla:

TABLA N:31  
SUPERAVIT DE POTENCIA - MW

Año	Demanda	Pot.disponible	Superávit
1.988	5.400	7.473	2.073
1.990	6.100	7.473	1.373
1.995	8.200	8.621	421
2.000	11.000	11.524	524

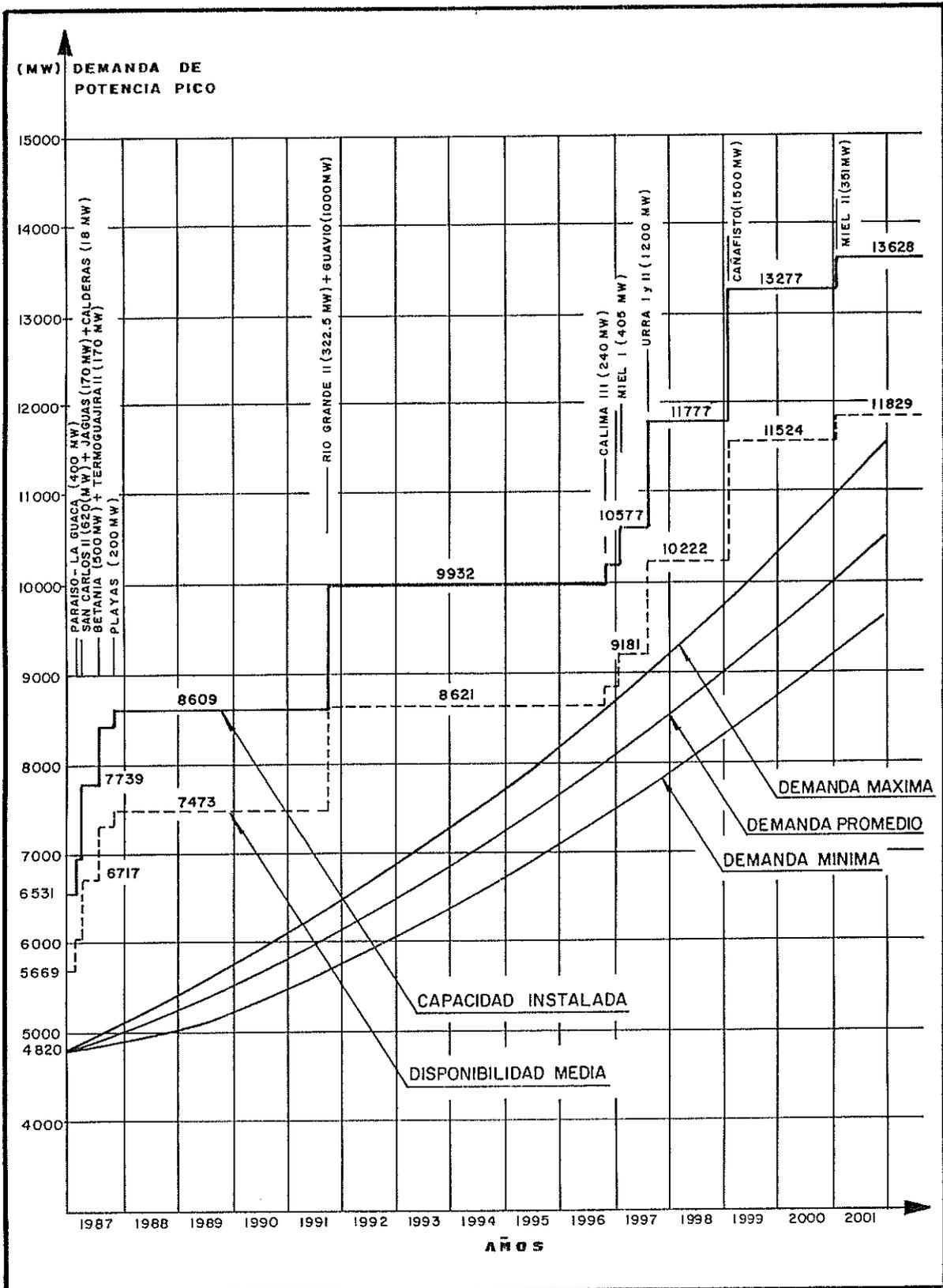
**GRAFICO N° 11**  
DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL S.N.I. DE ECUADOR



**GRAFICO N° 12**  
PROYECCION DE DEMANDA PICO AGREGADA

CAPACIDAD INSTALADA Y DISPONIBLE DEL SISTEMA INTERCONECTADO COLOMBIANO

1987 - 2001



#### 4. DISPONIBILIDADES DE TRANSFERENCIA

##### 4.1. TRANSFERENCIA TECNICA

Al realizar el balance de potencia eléctrica para los Sistemas Nacionales de los dos países, se comprobó que en los dos casos existe actualmente un superávit apreciable, el mismo que según la programación, se lo mantendrá durante el período 1.988-2.000, en base a la construcción escalonada de nuevas centrales de generación.

Cuantitativamente el excedente de potencia previsto es el siguiente:

-----  
TABLA N:32  
SUPERAVIT ECUADOR - COLOMBIA ( MW )  
-----

Año	Ecuador	Colombia
1.988	494	2.073
1.990	580	1.373
1.995	637	421
2.000	898	524

-----

Hipoteticamente estas serían las potencias que cada sistema estaría en capacidad de suministrar, tanto en condiciones de emergencia como en el caso de una venta programada de energía. Sin embargo técnicamente existen serios limitantes que conviene analizarlos detenidamente.

En primer lugar, una transferencia del orden de los 500 Mw desde el Ecuador hacia Colombia, obligaría a construir una línea de 440 Km. en un nivel de 500 Kv., que enlace Quito con Popayán, que son los " nodos " mas próximos de los correspondientes anillos eléctricos nacionales y que tecn

comente podrían enviar o recibir una potencia de esta naturaleza.

La construcción de este enlace, que eventualmente podría diferir la construcción de la Central Calima III de 240 Mw en la zona de Cali, tiene la desventaja, que el superávit del sector eléctrico ecuatoriano casi en su totalidad está dado por plantas térmicas, de relativa baja capacidad y en consecuencia antieconómicas, razón por la cual INECEL las mantiene en reserva ( stand bye ). Adicionalmente, al estar localizadas las principales fuentes de generación en el centro y sur del país, un proyecto de este tipo conllevaría la necesidad de efectuar costosas modificaciones en el propio anillo de interconexión del Ecuador.

La transferencia en sentido inverso, es decir desde Colombia, por condicionamientos técnicos tendría que ser de la misma magnitud. Con esta alternativa dicho país solucionaría definitivamente el problema del servicio eléctrico en el Departamento de Nariño y estaría en capacidad de entregar al Ecuador unos 350 Mw. La implementación de este proyecto sin embargo, no es atractiva en la actualidad para Colombia porque dispone de la línea de 230 Kv. Popayán-Pasto, que al entrar en operación cubre satisfactoriamente las necesidades del mediano plazo de esta región.

La interconexión en el nivel de 230 Kv. tendría que llevarse a cabo mediante la construcción de una línea de 240 Km. de longitud entre Quito y Pasto, con una capacidad de conducción de aproximadamente 150 Mw. Este enlace, al contrario de lo que sucede con al alternativa de 500 Kv., serviría mas al Departamento de Nariño porque técnicamente, la transferencia de energía Quito-Nariño es mucho mas factible que la transferencia Popayán-Quito.

Por las consideraciones anteriores se concluye que la interconexión bi-nacional mas apropiada es la de 115/138 Kv,

la misma que será analizada en detalle y que en el presente trabajo se la ha denominado "transferencia estratégica"

#### 4.2. TRANSFERENCIA ESTRATEGICA

El enlace de 115/138 Kv. está proyectado para interconectar los sistemas eléctricos de las empresas eléctricas: CEDENAR de Colombia y EMELNORTE de Ecuador, para asegurar el suministro de energía cuando se presenten problemas de abastecimiento desde sus respectivos Sistemas Nacionales.

Para cumplir con este objetivo el proyecto contempla la ejecución de las siguientes obras:<sup>1</sup>

- Línea de 138 Kv, 2.6 Km. en Colombia
- Línea de 138 Kv, 12.4 Km. en Ecuador
- Subestación Ipiales, de 30/40/50 Mva
- Ampliación de la subestacion Tulcán

##### 4.2.1. Balance de potencia de EMELNORTE Y CEDENAR

El balance de potencia hasta el año 1.992, realizado en base a la proyección de la demanda y a la disponibilidad de potencia de las Empresas Eléctricas EMELNORTE y CEDENAR se establece mas adelante en la tabla N:33.

Por el desarrollo que están logrando los sistemas eléctricos interconectados de los dos países, se puede observar que cada uno en su respectiva área de influencia, está en capacidad de suministrar la energía para el corto y mediano plazo de las empresas antes mencionadas.

Esta situación ubica a las obras de interconexión de la alternativa 115/138 Kv., en el plano de las reservas estratē

<sup>1</sup>INECEL, Estudio de interconexión ,(Medellín,1.987)

gicas, para ser utilizadas en el caso de contingencias o fallas que aislen una de las regiones fronterizas.

Las posibles contingencias que se pueden producir y que han sido debidamente analizadas son las siguientes:

- Transferencia desde el Ecuador hacia el sur de CEDENAR, en el caso de que se presente una falla en la línea Pasto-Ipiales de 115 Kv.

- Transferencia desde Colombia hacia EMELNORTE en el caso de una falla en la línea Quito-Ibarra-Tulcán de 138 Kv.

En estas condiciones la interconexión resulta positiva y permite transferir según los estudios técnicos, 30 Mw. hacia Colombia y 40 Mw. hacia el Ecuador.

-----  
TABLA N:33  
BALANCE DE POTENCIA : EMELNORTE-CEDENAR (MW)  
-----

	1.988	1.990	1.992
-----			
1. EMELNORTE			
Demanda máxima	48.90	57.40	66.10
Potencia disponible	12.26	12.26	12.26
Balance	-36.64	-45.14	-53.84
Compra al S.N.I.	36.64	45.14	53.84
2. CEDENAR			
Demanda máxima	101.50	134.80	154.60
Potencia disponible	29.20	29.20	29.20
Balance	- 72.30	-105.60	-125.40
Compra al S.N.I.	72.30	105.60	125.40

-----  
Fuente: INECEL, Estudio de interconexión, (Medellín, 1.987)  
-----

## 5. ANALISIS ESTRATEGICO

El área de influencia de la interconexión bi-nacional, se circunscribe a las provincias de Carchi e Imbabura en el Ecuador y al Departamento de Nariño en Colombia.

Las condiciones topográficas de esta región y la falta de bosques o vegetación alta, no permiten la instalación permanente de grupos que se caracterizan por sus acciones de de violencia. Sin embargo, por ser una zona de frontera de intenso comercio, existe la presencia del contrabando organizado, el mismo que está impulsado por grupos de poder económico y político.

Adicionalmente esta región se ha constituido en paso obligado de narcotraficantes y de elementos que han incrementado considerablemente, la ola delincencial en el país.

Todas estas características representan en cierto grado un peligro, aunque todavía remoto, para las instalaciones eléctricas, las mismas que no están diseñadas para evitar acciones terroristas. De allí la importancia de construir la interconexión bi-nacional, la misma que proporcionará un servicio de emergencia en el caso de que las instalaciones tanto de Ecuador como de Colombia, sean afectadas por fallas accidentales o premeditadas.

## 6. COSTOS ESTIMADOS

Una de las principales ventajas de la interconexión en nivel de 115/138 Kv., es la reducida infraestructura que hay que implementar en los sistemas eléctricos de los dos países, consecuentemente la inversión inicial del proyecto es relativamente baja.

El costo total de las obras en resumen es el siguiente:

	<u>Miles de dólares</u>
- Subestación Ipiales	879
- Línea de 138 Kv., 2.6 Km. (Colombia)	143
- Ampliación subestacion Tulcan	334
- Línea de 138 Kv., 12.4 Km. (Ecuador)	676
- Imprevistos	226
- Ingeniería y administración	190
- TOTAL	2.448
- Monto correspondiente a Ecuador	1.224
- Monto correspondiente a Colombia	1.224

Este costo de todas maneras significaría un gasto para los dos países, en el caso de que no se produjera ninguna falla durante los 25 años de vida útil del proyecto. Esta situación en sistemas eléctricos es irreal y los cálculos de probabilidades establecen que para el caso de una falla en la línea Pasto-Ipiales, la pérdida que representa el dejar sin servicio a la población por el tiempo de dos horas asciende a la suma de 558.300 dólares. Para el Ecuador, una falla en la línea Quito-Ibarra tiene un costo de 601.200 dólares.

En consecuencia la inversión inicial del proyecto está debidamente justificada, si tan solo se presentan dos fallas en las líneas antes mencionadas, durante toda la vida útil del proyecto.

## 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1. CONCLUSIONES

Como resultado del estudio sobre las posibilidades de la interconexión bi-nacional entre Ecuador y Colombia, se han logrado establecer las siguientes conclusiones:

- El Sistema Nacional Interconectado del Ecuador cuenta con un anillo eléctrico de 230 Kv., que asegura el suministro de energía a las zonas que están dentro del trapecio formado por las ciudades de: Cuenca, Guayaquil, Santo Domingo y Quito, que geopolíticamente conformarían el núcleo vital.

- Las áreas fronterizas de la Sierra y de la Costa ecuatoriana están servidas a través de líneas radiales 138 Kv., en tanto que la Región Amazónica todavía no está incorporada al Sistema Nacional.

- La capacidad total de generación de energía eléctrica en el Ecuador, a diciembre de 1.988 fue de 1.812 Mw., de los cuales 892.6 Mw. corresponden a centrales hidráulicas y 919.4 Mw. a centrales térmicas. La demanda máxima alcanzó los 1.046 Mw.

- Del balance de potencia y demanda máxima se observa que en 1.988 el superávit fue de:

- . Capacidad instalada/demanda máxima: 73%
- . Capacidad disponible/demanda máxima: 47%
- . Capacidad hidráulica/demanda máxima: -15%

Estas cifras tienen algunas variaciones en los años posteriores, alcanzando el 78%, 51%, y 25% respectivamente en el año 2.000. Cabe señalar que en 1.988 el déficit de la capacidad hidráulica se cubrió con generación térmica.

- El Sistema Nacional Interconectado de Colombia cuenta con varios anillos de 230 Kv., que garantizan el servicio a la región mas desarrollada de dicho país, en la que están ubicadas las ciudades de: Cali, Popayán, Manizales, Medellín, Bogotá, Bucaramanga e Ibagué.

La Costa Atlántica, importante polo de desarrollo donde están asentadas las ciudades de: Santa Martha, Barranquilla, Cartagena y Valledupar, está unida electricamente al sistema central del país a través de una línea de 500 Kv. y de 524 kilometros de longitud.

- El Departamento de Nariño no forma parte del anillo del Sistema Nacional, sin embargo está interconectado a éste, mediante la línea radial de transmisión de 230 Kv., Popayán-Pasto.

- La capacidad de generación de energía eléctrica de Colombia en 1.988 fue de 8.804 Mw., de los cuales 6.809 Mw., son hidráulicos y 1.995 Mw., son térmicos. La demanda máxima fue de 5.400 Mw.

- El superávit del servicio eléctrico en 1.988, ascendió a los siguientes porcentajes:

. Capacidad nominal/demanda máxima: 63%

. Capacidad disponible/demanda máxima: 38%

En el año 2.000 estos índices son del 20% y 5% respectivamente.

- El desarrollo del sector eléctrico colombiano es significativamente superior al ecuatoriano en todos los campos. La infraestructura de transmisión, que es una de las mas avanzadas de América del sur, la magnitud de varias de sus centrales hidroeléctricas y térmicas, la importancia del sector industrial, el mayor consumo per ca

pita etc., sustentan esta conclusión que traducida en índices arroja el siguiente resultado:

. Cantidad de líneas de 230 Kv:	7.56 veces
. Capacidad instalada:	4.85 veces
. Demanda máxima:	5.16 veces
. Generación por habitante:	1.81 veces
. Población	2.90 veces

- La interconexión bi-nacional entre los anillos de Colombia y Ecuador, por su excesiva distancia, debería efectuarse mediante una línea de 500 Kv., capaz de conducir alrededor de 500 Mw. Para el Ecuador esta alternativa como fuente de ingresos por venta de energía, no es atractiva técnica ni económicamente, porque el excedente de potencia del Sistema Nacional del Ecuador proviene fundamentalmente de unidades térmicas, con costos de operación y mantenimiento elevados.

- Para Colombia en cambio este enlace, de no disponer de la última línea de 230 Kv. Popayán-Pasto, habría significado la solución definitiva del suministro de energía al Departamento de Nariño.

- La interconexión en el nivel de 230 Kv. entre Quito y Pasto técnicamente es factible; permitiría el envío de 150 Mw. desde Quito, garantizando de esta manera el desarrollo del sur de Colombia en el mediano y largo plazo. La conducción de energía en el sentido inverso es bastante limitada, debido a la longitud que existe entre Popayán y Quito.

- El servicio eléctrico hacia las zonas fronterizas en el caso de los dos países, se realiza mediante líneas de alta tensión de tipo radial; esta particularidad incide en la confiabilidad y continuidad del servicio, puesto que de ocurrir una contingencia de tipo perma-

nente, accidental o premeditada, en las líneas de transmisión, un alto porcentaje de la carga se vería afectada con apreciables consecuencias económicas.

- La construcción del enlace de 115/138 Kv. permite a los sistemas de CEDENAR Y EMELNORTE disponer de dos alimentaciones, a través de los cuales en condiciones de emergencia, se pueden transferir entre 30 y 40 Mw. Este proyecto es el mas económico y práctico de todos aquellos que se pueden implementar, para disponer de una capacidad de reserva de la magnitud antes indicada.

- Las obras que se deben construir para concretar esta interconexión son dos: la primera es la línea de 138 Kv. de 15 Km. de longitud y la segunda, es la subestación Ipiales de 30/40/50 Mva. El Ecuador sin embargo tendrá que adelantar el montaje del segundo circuito entre Quito e Ibarra y construir integralmente la línea Ibarra - Tulcán de 138 Kv.

- El costo total del enlace 115/138 Kv. asciende a 2'448.000 dólares americanos, correspondiendole financiar a cada país el 50%. La recuperación de esta inversión según los cálculos probabilísticos, está totalmente asegurada con solo producirse dos fallas en cada línea de transmisión, durante la vida útil del proyecto.

## 7.2. RECOMENDACIONES

Las recomendaciones que como fruto de este trabajo investigativo se ponen a consideración, son las siguientes:

- Impulsar la construcción de la interconexión entre Ecuador y Colombia en el nivel de 115/138Kv, porque técnicamente el proyecto es factible y economicamente su costo es menor que cualquier otro, que persiga el mismo objetivo.

- Definir a la brevedad posible la forma de llevar adelante este proyecto y su financiación.
  
- Iniciar la etapa de diseño y adquisición de equipos y materiales en forma inmediata, a fin de que este proyecto pueda entrar en operación en el primer semestre de 1.991.
  
- Propender que Colombia, a través de esta interconexión se obligue a la compra de una determinada cantidad de potencia y energía, para que el Ecuador de esta manera recupere la inversión que tiene que realizar en la construcción adelantada de la línea Ibarra-Tulcán.
  
- Finalmente, se recomienda analizar mas detenidamente la alternativa de interconexión bi-nacional en el nivel de 230 Kv., considerando las obras que tendrían que construirse especialmente en el sector ecuatoriano, el costo total de las mismas, las posibilidades ciertas de la venta de energía a Colombia, el tipo y disponibilidad de la generación etc. Solo cuando se disponga de un estudio de factibilidad que demuestre tangibles beneficios para el Ecuador, se debería acometer un proyecto de esta magnitud.

GLOSARIO

ANILLO ELECTRICO: Conjunto de líneas de transmisión cuyo inicio y fin esta localizado en una misma central o subestación principal y que en su recorrido proporciona servicio a varias regiones del sistema.

CARGA: Término general con el que se conoce a los requerimientos y consumos eléctricos.

CEDENAR: Centrales Eléctricas de Nariño.

DEMANDA MAXIMA: Valor mas alto anual de la potencia consumida por el sector eléctrico.

EMELNORTE: Empresa Eléctrica Regional del Norte.

ICEL: Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.

Kv.: 1.000 voltios.

Kw.: 1.000 vatios.

LINEA RADIAL: Línea que solo tiene un punto de alimentación.

MVA: Medida de Potencia en transformadores.

MW: 1'000.000 de vatios.

NODO: Punto de unión de varias líneas de transmisión.

S.N.I.: Sistema Nacional Interconectado.

RIBLIOGRAFIA

CEPAR, Boletín sociodemográfico Napo . Quito, 1.986.

INEC, Censos nacionales de población y vivienda . Quito, 1.982.

ICEL, Estudios eléctricos . Colombia, 1.986.

IAEN, Apreciación geopolítica del Ecuador . Quito, 1.989

CEPAR, Boletín sociodemográfico Carchi . Quito, 1.985.

INECEL, Electrificación de la provincia del Napo . Quito, 1.988.

ICEL, Electrificación de territorios nacionales . Colombia 1.986.

JCI, Estudio de factibilidad del Nor-oriente . Quito, 1.986

INECEL, Programa de subtransmisión . Quito, 1.988

INECEL, Plan nacional de distribución . Quito. 1.988

INECEL, Estadísticas eléctricas . Quito, 1.988.

Augusto Pinochet, Geografía militar . Santiago de Chile.

ISA, Informe de actividades . Bogota, 1.987.

ISA, Información general del Sistema Nacional de Colombia  
Medellín, Mayo, 1.987.

INECEL, Estudio de interconexión Colombo-Ecuatoriano . Medellín, 1.987.

INECEL, Informe trimestral del Sistema Nacional de Transmisión . Quito, junio 1.988.

INECEL, Criterios aplicables a los estudios de mercado . Quito, 1.972.

EMELESA, Estudios para la zona norte de Esmeraldas . Esmeraldas, 1.987.

AUTORIZACION DE PUBLICACION

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales la publicación de este Trabajo, de su bibliografía y anexos, como artículo de la Revista o como artículos para lectura seleccionada.

Quito, 12 de julio de 1.989



-----

ING. LUIS MANCERO GALLEGOS