

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**"PLAN DE EXPANSIÓN DE LA FRONTERA ELÉCTRICA EN
EL DEPARTAMENTO DE PIURA"**

INFORME DE INGENIERÍA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR

ARTURO ANTONIO SALAS MEJÍA

PROMOCIÓN

1995 – I

LIMA – PERÚ

2003

*La eterna gratitud a
Dios, a mis padres
Antonio y Maximina,
por su invaluable
apoyo a los que les
dedico esta obra*

**PLAN DE EXPANSIÓN DE LA FRONTERA ELÉCTRICA EN EL
DEPARTAMENTO DE PIURA**

SUMARIO

En las zonas rurales de nuestro país, la mayor parte de su población no cuenta con servicio eléctrico ó lo tiene en forma restringida, a través de grupos electrógenos y pequeñas centrales hidroeléctricas, las cuales no garantizan un crecimiento y desarrollo sostenido en el ámbito rural.

Para revertir esta situación, es necesario que se elaboren planes de expansión de los sistemas eléctricos, de tal forma que se tengan identificados los proyectos necesarios que deben ser implementados para mejorar el nivel de vida de estas poblaciones, así como impulsar el desarrollo económico de la zona.

Es así que el presente trabajo, desarrolla los perfiles de proyectos en uno de los departamentos de mayor potencial en el país, como es el departamento de Piura, identificando el mercado eléctrico y planificando la electrificación rural de este departamento, con criterios técnicos - económicos que conlleven a mejorar los índices económicos y reducir su inversión prevista.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO I	
INTRODUCCIÓN	2
1.1 Objetivo	2
1.2 Antecedentes	2
1.3 Alcances	3
1.4 Ubicación	4
CAPÍTULO II	
PLANEAMIENTO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	5
2.1 PSE CHULUCANAS	5
2.1.1 Introducción	5
2.1.2 Área de Influencia	6
2.1.3 Instalaciones Existentes	8
2.1.4 Estudio del Mercado Eléctrico	29
2.1.5 Alternativas de Interconexión	37
2.1.6 Evaluación Técnica	39
2.1.7 Análisis de Mínimo Costo	40
2.1.8 Evaluación Económica	40
2.1.9 Cronograma de Ejecución de Obra	42
2.1.10 Conclusiones y Recomendaciones	43

2.2	PSE MÁNCORA	45
2.2.1	Introducción	45
2.2.2	Área de Influencia	46
2.2.3	Instalaciones Existentes	47
2.2.4	Estudio del Mercado Eléctrico	51
2.2.5	Alternativas de Interconexión	58
2.2.6	Evaluación Técnica	59
2.2.7	Análisis de Mínimo Costo	59
2.2.8	Evaluación Económica	60
2.2.9	Cronograma de Ejecución de Obra	62
2.2.10	Conclusiones y Recomendaciones	62
2.3	PSE MEDIO PIURA	64
2.3.1	Introducción	64
2.3.2	Área de Influencia	65
2.3.3	Instalaciones Existentes	66
2.3.4	Estudio del Mercado Eléctrico	67
2.3.5	Alternativas de Interconexión	74
2.3.6	Evaluación Técnica	75
2.3.7	Análisis de Mínimo Costo	76
2.3.8	Evaluación Económica	76
2.3.9	Cronograma de Ejecución de Obra	78
2.3.10	Conclusiones y Recomendaciones	78
2.4	PSE SULLANA	80
2.4.1	Introducción	80

2.4.2	Área de Influencia	81
2.4.3	Instalaciones Existentes	82
2.4.4	Estudio del Mercado Eléctrico	89
2.4.5	Alternativas de Interconexión	92
2.4.6	Evaluación Técnica	98
2.4.7	Análisis de Mínimo Costo	98
2.4.8	Evaluación Económica	99
2.4.9	Cronograma de Ejecución de Obra	101
2.4.10	Conclusiones y Recomendaciones	101
2.5	PSE SANTO DOMINGO – CHALACO	103
2.5.1	Introducción	103
2.5.2	Área de Influencia	104
2.5.3	Instalaciones Existentes	105
2.5.4	Estudio del Mercado Eléctrico	107
2.5.5	Alternativas de Interconexión	114
2.5.6	Evaluación Técnica	116
2.5.7	Análisis de Mínimo Costo	116
2.5.8	Evaluación Económica	116
2.5.9	Cronograma de Ejecución de Obra	119
2.5.10	Conclusiones y Recomendaciones	119
2.6	PSE BAJO PIURA	121
2.6.1	Introducción	121
2.6.2	Área de Influencia	122
2.6.3	Instalaciones Existentes	123

2.6.4	Estudio del Mercado Eléctrico	124
2.6.5	Alternativas de Interconexión	131
2.6.6	Evaluación Técnica	133
2.6.7	Análisis de Mínimo Costo	133
2.6.8	Evaluación Económica	134
2.6.9	Cronograma de Ejecución de Obra	136
2.6.10	Conclusiones y Recomendaciones	136
2.7	PSE AYABACA	139
2.7.1	Introducción	139
2.7.2	Área de Influencia	140
2.7.3	Instalaciones Existentes	141
2.7.4	Estudio del Mercado Eléctrico	144
2.7.5	Alternativas de Interconexión	151
2.7.6	Evaluación Técnica	153
2.7.7	Análisis de Mínimo Costo	153
2.7.8	Evaluación Económica	154
2.7.9	Cronograma de Ejecución de Obra	156
2.7.10	Conclusiones y Recomendaciones	156
2.8	PSE HUANCABAMBA	158
2.8.1	Introducción	158
2.8.2	Área de Influencia	159
2.8.3	Instalaciones Existentes	160
2.8.4	Estudio del Mercado Eléctrico	164
2.8.5	Alternativas de Interconexión	171

2.8.6	Evaluación Técnica	173
2.8.7	Análisis de Mínimo Costo	173
2.8.8	Evaluación Económica	173
2.8.9	Cronograma de Ejecución de Obra	176
2.8.10	Conclusiones y Recomendaciones	176
2.9	PSE HUARMACA	178
2.9.1	Introducción	178
2.9.2	Área de Influencia	179
2.9.3	Instalaciones Existentes	180
2.9.4	Estudio del Mercado Eléctrico	181
2.9.5	Alternativas de Interconexión	188
2.9.6	Evaluación Técnica	189
2.9.7	Análisis de Mínimo Costo	189
2.9.8	Evaluación Económica	189
2.9.9	Cronograma de Ejecución de Obra	192
2.9.10	Conclusiones y Recomendaciones	192

CAPÍTULO III

PRIORIZACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LOS PEQUEÑOS

SISTEMAS ELÉCTRICOS 194

CONCLUSIONES 199

RECOMENDACIONES 201

ANEXO A : MERCADO ELÉCTRICO

1. PSE CHULUCANAS A.1.1 al A.1.2

2. PSE MÁNCORA A.2.1 al A.2.2

3. PSE MEDIO PIURA	A.3.1 al A.3.2
4. PSE SULLANA	A.4.1 al A.4.2
5. PSE SANTO DOMINGO-CHALACO	A.5.1 al A.5.2
6. PSE BAJO PIURA	A.6.1 al A.6.2
7. PSE AYABACA	A.7.1 al A.7.2
8. PSE HUANCABAMBA	A.8.1 al A.8.2
9. PSE HUARMACA	A.9.1 al A.9.2
10. CURVA DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN Y DETERMINACIÓN DEL CONSÚMO UNIT. DOMÉSTICO	A.10.1 al A.10.2
11. BALANCE DE DEMANDA	A.11.1 al A.11.8

ANEXO B : CALCULOS TÉCNICOS

1. PSE CHULUCANAS	B.1.1 al B.1.2
-------------------	----------------

ANEXO C : INVERSIONES

1. PSE CHULUCANAS	C.1.1
2. PSE MÁNCORA	C.2.1
3. PSE MEDIO PIURA	C.3.1
4. PSE SULLANA	C.4.1
5. PSE SANTO DOMINGO-CHALACO	C.5.1
6. PSE BAJO PIURA	C.6.1
7. PSE AYABACA	C.7.1
8. PSE HUANCABAMBA	C.8.1
9. PSE HUARMACA	C.9.1

ANEXO D : COMPARACIÓN DE COSTOS (MÍNIMO COSTO)

1. PSE CHULUCANAS	D.1.1
-------------------	-------

2. PSE MÁNCORA	D.2.1
3. PSE MEDIO PIURA	D.3.1
4. PSE SULLANA	D.4.1
5. PSE SANTO DOMINGO-CHALACO	D.5.1
6. PSE BAJO PIURA	D.6.1
7. PSE AYABACA	D.7.1
8. PSE HUANCABAMBA	D.8.1
9. PSE HUARMACA	D.9.1
ANEXO E : TARIFAS – RESÚMEN	E.1
ANEXO F : EVALUACIÓN ECONÓMICA	
1. PSE CHULUCANAS	F.1.1
2. PSE MÁNCORA	F.2.1
3. PSE MEDIO PIURA	F.3.1
4. PSE SULLANA	F.4.1
5. PSE SANTO DOMINGO-CHALACO	F.5.1
6. PSE BAJO PIURA	F.6.1
7. PSE AYABACA	F.7.1
8. PSE HUANCABAMBA	F.8.1
9. PSE HUARMACA	F.9.1
ANEXO G : PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS	G.1
ANEXO H : CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS PSE	H.1
ANEXO I : DIAGRAMAS DE CONFIGURACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS	I.1 al I.9

**ANEXO J : DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS
PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

J.1 al J.9

**ANEXO K PLANO DE UBICACIÓN DE LOS PSE EN EL
DEPARTAMENTO DE PIURA**

K.1

BIBLIOGRAFÍA

PRÓLOGO

El Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica en el Departamento de Piura, tiene por objeto describir y mostrar los pequeños sistemas eléctricos, que garantizarán la electrificación de las localidades ubicadas en los principales valles del departamento piurano, con energía del Sistema Interconectado Nacional en la mayoría de los casos.

Para dotar de energía eléctrica confiable a las zonas rurales del departamento de Piura, se ha cubierto todo el departamento con ocho (09) Pequeños Sistemas Eléctricos (PP.SS.EE.), los cuales en su totalidad presentan una topología radial.

Cabe indicar, que de las inspecciones de campo y labores de planeamiento realizadas, ha llevado a que el plan de expansión del departamento de Piura, cubra prácticamente todos los distritos del departamento, siendo considerados la mayor parte de los proyectos, para su pronta ejecución de obra con financiamiento del Ministerio de Energía y Minas, así como de Organismos Internacionales.

El presente trabajo, describe las alternativas para la electrificación de cada uno de los Pequeños Sistemas Eléctricos identificados, de los cuales se selecciona la de mínimo costo y se elabora su evaluación económica respectiva. Debe señalarse que la implementación de estos proyectos, impulsará el desarrollo sostenido del Departamento de Piura.

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Objetivo

El presente trabajo tiene por objeto elaborar el Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica en el Departamento de Piura, que comprende la elaboración del planeamiento eléctrico integral de los Pequeños Sistemas Eléctricos del Departamento de Piura, de los cuales en su mayor parte serán alimentados con Energía Eléctrica proveniente del Sistema Interconectado Nacional, cabe indicar que los análisis se han realizado para un horizonte de 20 años.

1.2 Antecedentes

La carencia de energía imposibilita la tecnificación de las actividades productivas y el incremento de valor agregado a la producción, dificulta la dotación de servicios adecuados de salud y educación, retardando el desarrollo y el mejoramiento de la calidad de vida, desmotivando a la población y originando masivos movimientos migratorios hacia los grandes centros urbanos.

En los últimos años el Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos buscando revertir esta situación, ha actuado directamente, con recursos de Tesoro Público y otras fuentes, en el campo de la extensión del servicio eléctrico. Este esfuerzo, que ha sido complementado con obras a nivel local financiadas y/o ejecutadas por otras entidades del Estado; y por inversiones realizadas por las empresas

concesionarias de distribución privadas o en vías de privatización, permitiendo incrementar la cobertura eléctrica a un promedio de 3,5 puntos porcentuales anuales.

La necesidad de continuar con el proceso, a un ritmo sostenido implica la elaboración de proyectos para los cuales previamente es necesario contar con un Plan de Expansión en el ámbito de interés.

De ésta manera es que se presenta el Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica para el departamento de Piura, en los que se describen los Pequeños Sistemas Eléctricos siguientes : Chulucanas, Bajo Piura, Sullana, Santo Domingo - Chalaco, Medio Piura, Ayabaca, Huancabamba, Huarmaca y Máncora.

En el presente plan, se presenta las soluciones técnico económicas de cada P.S.E. y se efectúa un equipamiento por etapa.

La mayor parte de los PP.SS.EE. toman la energía de alguna subestación existente o proyectada del Sistema Interconectado Principal y sirven a un número significativo de localidades cuyas instalaciones están integradas a través de líneas de subtransmisión, asimismo existen algunos sistemas eléctricos que se ven reforzados en sus fuentes generación por pequeñas a medianas Centrales Hidráulicas, las que operan generalmente en horas punta, y están integradas mediante líneas de subtransmisión a los indicados sistemas eléctricos.

1.3 Alcances

El Estudio comprende básicamente los siguientes puntos

- Estudio de Mercado Eléctrico de los Pequeños Sistemas Eléctricos.

- Evaluación de las Instalaciones Existentes
- Planeamiento de los Pequeños Sistemas Eléctricos
- Evaluación Económica
- Carné de Proyectos.

1.4 Ubicación

El ámbito del Plan de Expansión de la Frontera Eléctrica en el Departamento de Piura, involucra a todas las provincias del Departamento, es decir Piura, Sullana, Sechura, Talara, Morropón, Ayabaca y Huancabamba, las cuales serán beneficiadas principalmente en sus zonas rurales.

El departamento de Piura se encuentra localizado al Nor Oeste del Perú, entre los 4°5' y 6°22' latitud sur y 79°00' y 81°7' longitud oeste. Sus límites son : Tumbes (Perú) y la República del Ecuador al norte, Lambayeque hacia el sur, Cajamarca al este y al oeste el Océano Pacífico. Con una extensión de 36 403 km² presenta grandes contrastes geográficos e inestabilidad climática, cuenta con Costa y Sierra.

CAPÍTULO II PLANEAMIENTO DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.1 PSE CHULUCANAS

2.1.1 Introducción

a. Objetivo

El presente documento tiene por objetivo elaborar el Planeamiento Eléctrico en forma integral en el valle del Alto Piura, en las Provincias de Morropón y Piura, departamento de Piura, con la finalidad de dotar de un servicio eléctrico confiable y de calidad a las localidades ubicadas en uno de los valles más ricos de la costa peruana desde el punto de vista de suelos y clima para la agricultura, cabe indicar que las principales plantaciones del valle del Alto Piura son de algodón y frutales, entre los cuales el limón, palta y mango abastecen al Mercado Nacional e inclusive son exportados al extranjero.

b. Antecedentes

En el marco del Programa de Expansión de la Frontera Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, el cual se lleva a cabo a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos; se tiene prevista la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico Chulucanas, el cual será alimentado con energía del Sistema Interconectado Nacional, a través de la L.T. 60 kV Piura - Chulucanas, ejecutada el año 1997 por esta institución, con recursos del tesoro público.

Cabe indicar que es de suma importancia la implementación de este proyecto, de acuerdo a un acertado planeamiento eléctrico para el valle del Alto Piura, por constituir este el de mayor envergadura en lo que respecta como Ampliación de Frontera Eléctrica en el departamento de Piura.

c. Alcances

El estudio comprende de los siguientes acápite

- Introducción
- Área de Influencia del Proyecto
- Evaluación de las instalaciones existentes
- Estudio y Análisis del Mercado Eléctrico
- Alternativas y Evaluación Técnica para el suministro eléctrico
- Análisis de Mínimo Costo
- Evaluación Económica

2.1.2 Área de influencia

a. Ubicación

El área del proyecto se encuentra ubicado políticamente en la Región Grau, departamento de Piura, en las provincias de Morropón y Piura; entre los paralelos 80°32' y 79°40' latitud sur, y los meridianos 4°57' y 5°25' longitud oeste.

b. Clima

El ámbito del proyecto se encuentra comprendido entre los 68 m.s.n.m. (distrito de Tambo Grande) y entre los 174 m.s.n.m. (distrito San Juan de Bigote).

Presenta un clima cálido, con temperaturas ambientales promedio

mínima, media y máxima a la sombra de 10, 25 y 38 °C respectivamente, con precipitaciones moderadas en la época de verano, registrándose precipitaciones de gran magnitud, en los periodos en que las aguas oceánicas aumentan su temperatura normal, provocando el llamado Fenómeno del Niño.

El relieve del terreno es mayormente llano, e irregularmente ondulado en el área del margen occidental del Río Piura (nace en la Sierra de Huancabamba), el cual atraviesa los distritos de Salitral, Buenos Aires, Morropón, La Matanza, Chulucanas y Tambo Grande.

c. Vías de Acceso

El área del proyecto tiene acceso desde la ciudad de Piura, a través de la antigua Panamericana Norte, hasta la altura de la localidad del Cincuenta (km 50 de la antigua Panamericana Norte), para luego tomar la carretera asfaltada de ingreso a la localidad de Chulucanas, de igual forma se ingresa a la localidad de Morropón, por un desvío asfaltado desde la Panamericana Norte a la altura del km 67, asimismo existe una carretera asfaltada desde Piura hasta la localidad de Tambo Grande en perfecto estado de conservación.

A las otras localidades que comprende el proyecto se tiene acceso mediante carreteras afirmadas y/o trochas carrozables en regular estado de conservación, debido a la falta de mantenimiento.

d. Actividades Económicas

Las principales actividades en el área del proyecto son la agricultura y la ganadería, entre el 75% y 95% de la población se dedica a estas

actividades, existiendo producción agrícola para el proceso agro-industrial, y en menor escala la artesanía, comercio y servicios.

Los productos agrícolas que se cosechan en el área del proyecto en orden de importancia son el plátano (20,86%), limón (18,70%), arroz (15,40%), mango (15,19%), maíz duro (8,60%), maíz amiláceo (7,26%) y otros (13,99%).

La agricultura es la principal actividad económica, alrededor del 65% al 85% de la población en el valle del Alto Piura se dedica a esta actividad.

En cuanto a la actividad ganadera, destaca la crianza de ganado caprino, vacuno, porcino y aves de corral.

La pequeña industria existente esta básicamente instalada para la transformación y proceso de productos como el limón, mangos, etc., para el mercado nacional e internacional, asimismo cuenta con bosques de Algarrobo, utilizado en derivados como la algarrobina y esencias para uso fármaco-químico; cabe indicar que también existen en la zona del proyecto pequeños aserraderos, molinos, ladrilleras artesanales y talleres de artesanos (ceramistas de Chulucanas).

En lo que respecta a la actividad comercial, podemos decir que esta concentrada principalmente en las capitales distritales y en la capital de la provincia de Morropón, siendo así el flujo comercial básicamente la comercialización de frutales, como el limón, mango, etc., y algunos granos, los cuales abastecen el mercado local, Limeño e inclusive se exportan.

2.1.3 Instalaciones Existentes

Las localidades que cuentan con servicio eléctrico e integran el PSE

Chulucanas son : Chulucanas, Morropón, Tambo Grande, Paccha, San Francisco, Yapatera, La Viña, Cruzpampa, Belén, Las Pampas, Río Seco Alto, Río Seco Bajo, Sancor, Platillo, Cruz Verde, Batanes, Buenos Aires, Pueblo Nuevo de Buenos Aires, Malacasi, San Juan de Bigote y Salitral.

- Chulucanas

Hasta fines de 1997 la generación de energía eléctrica para servicio público, comercial, autoprodutores e industrial, era a través de grupos Diesel, la misma que no cubría la demanda de la ciudad de Chulucanas, es así que a fines de 1997 se integro al Sistema Interconectado Centro Norte a esta ciudad (hoy en día Sistema Interconectado Nacional) a través de la L.T. 60 kV Piura - Chulucanas, ejecutada por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas.

Cabe indicar que el Sistema de Transmisión y Distribución de la ciudad de Chulucanas presenta las siguientes características

Línea de Sub-Transmisión Huapalas - Chulucanas :

Longitud (km)	3,00
Tensión Nominal (kV)	10 (preparado para 22,9)
Sistema	3 Φ , aéreo
Conductor	Cu de 70 mm ²
Postes y Crucetas	C.A.C. 12/400 kg.
Aisladores	ANSI 55-5, 52-3
Estado	Operativo
Red de Distribución Primaria:	
Tensión Nominal (kV)	10

Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 y 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo
Red de Distribución Secundaria :		
Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 35, 25, 16, 10 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-1
Estado	:	Operativo

- Morropón :

En la actualidad cuenta con servicio eléctrico desde la Central Térmica de Morropón, a través de una Línea Primaria en 10 kV, esta central dispone de los siguientes grupos electrógenos :

Central Térmica de Morropón :

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
SKODA	324	300
CATERPILLAR 1	665	650
CATERPILLAR 2	500	490

El sistema de distribución de la localidad presenta las siguientes características :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3Φ, aéreo
Conductor	:	Cu de 16 y 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-2, 55-5 y 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3Φ, aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Tambo Grande :

Esta localidad hasta fines de Marzo de 1 998 tenía servicio a través de su Central Térmica, la cual cuenta con los siguientes grupos electrógenos :

Central Térmica de Tambo Grande :

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
VOLVO PENTA	200	150
SKODA	1000	900

Actualmente cuenta con servicio eléctrico del SINAC a través de la Línea Primaria 22,9 kV Chulucanas – Tambo Grande – Las Lomas, la cual fue culminada a fines de Marzo de 1998 por la Dirección Ejecutiva de

Proyectos del Ministerio de Energía y Minas.

Cabe indicar que el Sistema de Transmisión y Distribución de la localidad de Tambo Grande presenta las siguientes características

Línea de Sub - Transmisión Chulucanas - Tambo Grande :

Longitud (km)	:	31,30
Tensión Nominal (kV)	:	22,9
Sistema	:	3 Φ , aéreo, con neutro corrido.
Conductor	:	AAAC de 95 mm ² fase y 35 mm ² el neutro.
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	22,9
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.

Aisladores : ANSI 53-1, 53-3

Estado : Operativo

- Paccha :

Actualmente cuenta con servicio eléctrico del Sistema Interconectado Nacional, desde la S.E. CHULUCANAS, a través de una Línea Primaria en 10 kV; su sistema de transmisión y distribución presenta las siguientes características

Línea de Sub-Transmisión Huapalas - Paccha :

Longitud (km) : 15,76

Tensión Nominal (kV) : 10 (preparado para 22,9)

Sistema : 3 Φ , aéreo

Conductor : Cu de 35 mm²

Postes y Cruceas : C.A.C. 12/300 kg.

Aisladores : ANSI 56-2, 52-3

Estado : Operativo

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV) : 10

Sistema : 3 Φ , aéreo

Conductor : Cu de 35 mm²

Postes y Cruceas : C.A.C. 12/200, 12/300 kg.

Aisladores : ANSI 56-2, 52-3

Estado : Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V) : 380/220

Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- San Francisco :

Tiene actualmente servicio eléctrico del Sistema Interconectado Nacional, a través de la Línea Primaria en 10 kV Huapalpas - Paccha, su sistema de distribución presenta las siguientes características

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Yapatera :

El suministro eléctrico a la localidad de Yapatera es a través de una derivación de la Línea de Subtransmisión Huapalas - Paccha en 10 kV, su sistema de distribución se detalla a continuación:

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- La Viña :

Actualmente cuenta con servicio eléctrico del Sistema Interconectado Nacional a través de la Línea de Subtransmisión Yapatera - La Viña en 10 kV, su sistema de distribución se describe a continuación

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
----------------------	---	----

Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo
Red de Distribución Secundaria :		
Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Cruz Pampa

Cuenta con servicio eléctrico del Sistema Interconectado Nacional a través de la Línea de Subtransmisión Yapatera - La Viña en 10 kV, su sistema de distribución se describe a continuación :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Belén :

El suministro eléctrico a la localidad de Belen es a través de una derivación de la Línea de Subtransmisión Yapatera - Belen en 10 kV, su sistema de transmisión y distribución se detalla a continuación:

Línea de Sub-Transmisión Yapatera - Belen :

Longitud (km)	:	8,00
Tensión Nominal (kV)	:	10 (preparado para 22,9)
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.

Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo
Red de Distribución Secundaria :		
Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Las Pampas

Cuenta con servicio eléctrico del Sistema Interconectado Nacional a través de la Línea de Subtransmisión Belen - Las Pampas en 10 kV, su sistema de transmisión y distribución se describe a continuación

Línea de Sub-Transmisión Belen - Las Pampas :

Longitud (km)	:	3,00
Tensión Nominal (kV)	:	10 (preparado para 22,9)
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo
Red de Distribución Primaria:		
Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo

Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo
Red de Distribución Secundaria :		
Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3Φ, aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Río Seco Alto

Actualmente cuenta con servicio eléctrico del Sistema Interconectado Nacional a través de la Línea de Subtransmisión Las Pampas - Río Seco en 10 kV, su sistema de transmisión y distribución se describe a continuación

Línea de Sub-Transmisión Las Pampas - Río Seco

Longitud (km)	:	3,40
Tensión Nominal (kV)	:	10 (preparado para 22,9)
Sistema	:	3Φ, aéreo
Conductor	:	Cu de 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Río Seco Bajo

Tiene servicio eléctrico del Sistema Interconectado Nacional a través de la Línea de Subtransmisión Las Pampas - Río Seco en 10 kV, su sistema de distribución se describe a continuación :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3

Estado : Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V) : 380/220

Sistema : 3 Φ , aéreo

Conductor : Cu forrado 10, 16, 25 mm²

Postes y Crucetas : C.A.C. 8/200 kg.

Aisladores : ANSI 53-2

Estado : Operativo

- Sancor :

El suministro eléctrico a la localidad de Sancor es a través de la Línea de Subtransmisión Las Pampas - Sancor en 10 kV de 1,5 km, con energía del Sistema Interconectado Nacional, su sistema distribución se detalla a continuación:

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV) : 10

Sistema : 3 Φ , aéreo

Conductor : Cu de 35 mm²

Postes y Crucetas : C.A.C. 12/200, 12/300 kg.

Aisladores : ANSI 56-2, 52-3

Estado : Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V) : 380/220

Sistema : 3 Φ , aéreo

Conductor : Cu forrado 10, 16, 25 mm²

Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Platillo :

El suministro eléctrico a esta localidad es del Sistema Interconectado Nacional a través de la Línea de Subtransmisión Sancor - Platillo en 10 kV de 3 km, su sistema de distribución se describe a continuación

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 ϕ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 ϕ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Cruz Verde

Tiene servicio eléctrico del Sistema Interconectado Nacional a través de la Línea de Subtransmisión Platillo - Cruz Verde en 10 kV, su sistema de distribución se describe a continuación

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Batanes :

Esta localidad cuenta con servicio eléctrico desde la S.E. CHULUCANAS, a través de una Línea Primaria en 22,9 kV; su sistema de transmisión y distribución presenta las siguientes características

Línea de Sub-Transmisión Huapalas - Batanes :

Longitud (km)	:	15,76
---------------	---	-------

Tensión Nominal (kV)	:	10 (preparado para 22,9)
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200 y 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Buenos Aires

El suministro eléctrico a la localidad de Buenos Aires es a través de una Línea de Subtransmisión en 10 kV desde la Central Térmica de

Morropón; su sistema de transmisión y distribución se detalla a continuación

Línea de Sub -Transmisión Morropón - Buenos Aires :

Longitud (km)	:	9,66
Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	AAAC de 35 mm ² y Cu de 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 11/300 y 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 55-5 y 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 16 y 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 55-5 y 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16 y 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 y 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Pueblo Nuevo de Buenos Aires

Esta localidad cuenta con suministro eléctrico a través de la Línea de Subtransmisión en 10 kV Morropón - Buenos Aires, su sistema de distribución se detalla a continuación

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 16 y 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 55-5 y 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16 y 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 y 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Malacasi :

Cuenta con suministro eléctrico desde su Central Térmica, la cual opera alternadamente con la Central Térmica de San Juan de Bigote a través de una Línea Primaria en 10 kV; su generación, así como su sistema de transmisión y distribución se detalla a continuación

Central Térmica de Malacasi

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
CATERPILLAR	320	300

Línea de Sub-Transmisión Malacasi - Salitral - San Juan de Bigote :

Longitud (km)	:	9,6
Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	AAAC de 25 y 50 mm ²
Postes y Crucetas	:	Madera de 11 m.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5 y 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16 y 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 y 8/300 kg.

Aisladores : ANSI 53-2

Estado : Operativo

- San Juan de Bigote :

En la actualidad cuenta con suministro eléctrico desde su Central Térmica, la cual opera alternadamente con la Central Térmica de Malacasi a través de una Línea Primaria en 10 kV; su generación, así como su sistema de distribución se detalla a continuación :

Central Térmica de San Juan de Bigote :

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
CATERPILLAR	545	500

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV) : 10

Sistema : 3 Φ , aéreo

Conductor : Cu de 16 mm²

Postes y Crucetas : C.A.C. 12/200 y 12/300 kg.

Aisladores : ANSI 55-5

Estado : Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V) : 380/220

Sistema : 3 Φ , aéreo

Conductor : Cu forrado 10, 16 y 25 mm²

Postes y Crucetas : C.A.C. 8/200 y 8/300 kg.

Aisladores : ANSI 53-2

Estado : Operativo

- Salitral :

Cuenta con servicio eléctrico desde las Centrales Térmicas de Malacasi y Bigote, su sistema de distribución se detalla a continuación :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV) : 10
 Sistema : 3 Φ , aéreo
 Conductor : Cu de 16 y 25 mm²
 Postes y Crucetas : C.A.C. 12/300 kg.
 Aisladores : ANSI 55-5 y 52-3
 Estado : Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V) : 380/220
 Sistema : 3 Φ , aéreo
 Conductor : Cu forrado 10, 16 y 25 mm²
 Postes y Crucetas : C.A.C. 8/200, 8/300 y 12/300 kg.
 Aisladores : ANSI 53-2
 Estado : Operativo

2.1.4 Estudio del Mercado Eléctrico

a. Determinación de la Demanda Eléctrica

a.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, ya que sus resultados influyen significativamente en el

dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución eléctrica.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

De acuerdo con los términos de referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas para el estudio de la demanda, se efectuará tomando en consideración un horizonte de proyección de (20) años.

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

El Suministro de Energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad del área del proyecto.

Se considera que la construcción de las líneas y redes de distribución se iniciará al aprobarse el financiamiento del proyecto, y serán puestas en servicio al culminarse la ejecución de las obras.

a.2 Información Empleada

Para la determinación de la demanda se ha tomado en cuenta la siguiente información

Censos nacionales, VIII de población, 1 981 - INEI.

Censos nacionales, IX de población, 1 993 - INEI.

Para los efectos de verificación y consolidación de la información consignada en los documentos citados, se coordinó con la Empresa

Regional de Electricidad del Departamento, en este caso Electronoroeste S.A., su Jefatura Zonal del Alto Piura, Gobierno Regional y Locales e Instituciones Públicas, así mismo se visitó cada una de las localidades del área del proyecto; evaluándose además, el nivel socioeconómico de sus habitantes y el grado de desarrollo urbano de las localidades.

a.3 Evaluación de las Localidades que integran el PSE Chulucanas

Se han considerado las (39) localidades indicadas por el Ministerio de Energía y Minas como integrantes del PSE Chulucanas en su primera etapa, y a (49) en su segunda etapa, identificándolas por su tamaño, importancia y ubicación dentro del área de influencia del proyecto, a todas ellas se les ha considerado para el estudio del mercado eléctrico, así como para la configuración del sistema eléctrico que deberá implementarse.

En el Anexo A 1.1 se indican los nombres de las localidades integrantes del Pequeño Sistema Eléctrico Chulucanas en sus etapas.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda

b.1 Introducción

La metodología aplicada es la recomendada por la compañía consultora MONENCO, válida para localidades de menos de 20 000 habitantes, a la cual se le han realizado modificaciones en cuanto a los consumos de energía en el sector doméstico, alumbrado público, cargas especiales e industriales.

En esta metodología se analizan las siguientes estimaciones

- Proyección de la población.
- Proyección del número de viviendas.

- Proyección del número de abonados domésticos.
- Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico.
- Proyección del consumo de energía en el sector comercial.
- Proyección del consumo de energía en el sector usos generales.
- Proyección del consumo de energía en el sector industrial menor.
- Proyección del consumo de energía de alumbrado público.
- Proyección del consumo de energía de cargas especiales.
- Proyección del consumo total de energía requerida.
- Proyección de la máxima demanda de potencia requerida.

b.2 Proyección de la Población

Se ha empleado la información de población y viviendas de los censos de 1 981 y 1 993 elaborados por el INEI.

Asimismo para verificar esta información se realizó la visita en campo de las localidades integrantes del PSE Chulucanas.

En el Anexo A 1.1 se consignan el número de habitantes y de viviendas según los censos de 1 981 y 1 993, así como los encontrados en campo al efectuar la verificación de esta información en cada localidad.

Las tasas de crecimiento de la población calculadas sobre la base de los censos de 1 981 y 1 993, no guardan relación con las tasas de crecimiento normales, y se explican por las siguientes razones:

La migración de jóvenes que al concluir sus estudios secundarios se desplazan a las capitales departamentales o a la capital de la república a fin de continuar con sus estudios superiores o buscar oportunidades de trabajo más lucrativas que en sus lugares de origen.

El desplazamiento de los agricultores hacia los principales caseríos, básicamente los que cuentan con caminos de acceso, con la finalidad de evacuar los productos cosechados, originando un crecimiento poblacional alto, inclusive formando nuevas localidades.

Por ello, las tasas de crecimiento poblacional que se aplican en el estudio de la demanda, se han definido tomando en cuenta el nivel de desarrollo económico de cada localidad y son las siguientes :

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal menor que 1% : 1,0%.

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal mayores de 1%: Entre 1% y 4% según evaluación en sitio.

En el Anexo A 1.1 se muestran las tasas de crecimiento demográfico hallados y las que serán aplicadas en el estudio de la demanda para cada localidad.

b.3 Proyección del número de viviendas

Con los datos de población y vivienda del año 97, se determina para todas las localidades del proyecto la relación habitantes/vivienda. Se considera que esta relación se mantendrá constante, para cada localidad, durante el periodo de análisis.

b.4 Proyección del número de abonados domésticos

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido sobre la base de las curvas de variación del coeficiente de electrificación durante el período de análisis, determinadas de acuerdo con el método de MONENCO y a la siguiente clasificación de localidades :

Tipo "A", son localidades que en el año 1 997 cuentan con una población mayor a 400 habitantes.

Tipo "B", localidades que en 1 997 cuentan con menos o igual a 400 y mas de 200 habitantes.

Tipo "C", localidades que en 1 997 cuentan con menos o igual a 200 habitantes.

Las curvas de coeficientes de electrificación adoptados son

- Para localidades tipo A - curva "A" del Anexo A 10.1
- Para localidades tipo B - curva "B" del Anexo A 10.1
- Para localidades tipo C - curva "C" del Anexo A 10.1

En el Anexo A 1.1 se muestra la relación de las localidades involucradas y clasificadas según el coeficiente de electrificación.

b.5 Proyección de los consumos de energía en el sector el sector doméstico

Para localidades tipo "A" se considera inicialmente un consumo de energía de 480 kWh por año, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para las localidades clasificadas como "B" se considera un consumo de energía anual de 360 kWh y que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para localidades clasificadas como "C" se considera un consumo de energía anual de 300 kWh, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad.

El consumo total en el sector doméstico es el producto del número de abonados y el consumo unitario pertinente.

En el Anexo A 10.2 se muestra la justificación del consumo doméstico inicial.

b.6 Proyección del consumo de energía en el sector comercial, usos generales e industrial menor

De las localidades involucradas en el proyecto, se ha estimado que estos sectores consumirán en promedio un 10% del sector doméstico.

b.7 Proyección del consumo de energía en el sector alumbrado público

En este sector se ha considerado la iluminación de calles y plazas principales, de acuerdo al consumo de energía en este rubro reconocido por la CTE a las empresas concesionarias, el cual debe estar en el orden del 5 al 7% de la energía consumida en el sector doméstico.

Para lo cual se ha estimado un consumo unitario de energía de 20 kWh / vivienda - año y 4 380 horas de utilización anuales.

b.8. Proyección del consumo de cargas especiales

En este sector las principales cargas especiales corresponden a los Pozos Tubulares ubicados principalmente en Morropón, Chulucanas y Tambo Grande, los cuales actualmente viene operando con grupos diesel.

b.9 Proyección del consumo total de energía requerida

Es la adición de los consumos de los sectores doméstico, comercial, usos generales, industrial menor, alumbrado público y cargas especiales, al cual se le aumenta en un 8% de pérdidas en distribución y en un rango del 3 al 5 % en transmisión, obteniéndose el consumo total de energía

requerida.

b.10 Proyección de la Máxima Demanda de energía requerida

La Máxima Demanda es estimada en función al consumo total de energía requerida, con una estimación de las horas de utilización, de acuerdo al tipo de localidad ; así tenemos para las del tipo "A" 1 900 horas, las del tipo "B" 1 700 horas y las del tipo "C" 1 500 horas ; con un incremento linealizado en 15 horas anuales en promedio (Ver Anexo A 2.2).

c. Oferta de Potencia y Energía

c.1 Instalaciones Existentes

Actualmente se cuenta con la Subestación Chulucanas 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual esta integrada al SINAC y esta en capacidad de proporcionar energía eléctrica confiable y de calidad a las localidades beneficiadas en el proyecto, cabe indicar que en el 2 001 se esta previendo implementar la L.T. 60 kV Chulucanas – Morropón – Huancabamba y SS.EE.; la cual asegurará la oferta de potencia para el proyecto.

c.2 Balance Oferta - Demanda

La Máxima Demanda de potencia del PSE Chulucanas, en el año 2000, será de 5,57MW y en el año 2 018 en 12,60 MW.

Considerando la implementación de la L.T. 60 kV Chulucanas – Morropón – Huancabamba y SS.EE. (a fines del 2 001), se estima que no debe existir déficit de potencia para el Pequeño Sistema Eléctrico de Chulucanas (Ver Anexo A 11.1).

2.1.5. Alternativas de Interconexión

Alternativa N°1

El Pequeño Sistema Eléctrico de Chulucanas, deberá ser alimentado con Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV, trifásicas con neutro corrido y tendrá como puntos de alimentación a las Subestaciones de Chulucanas (integrada al SINAC) y la Central Térmica de Morropón (1,44 MW efectivos), garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto, esta alternativa contempla tres (03) circuitos en 22,9 kV desde la S.E. Chulucanas, uno principal de 54,6 km de longitud, empleándose 95 y 70 mm² , 3 ϕ AAAC, desde la Subestación hasta las localidades de Tambo Grande, Tejedores, entre otras, así como derivaciones trifásicas que en conjunto acumulan 32,0 km de longitud en simple terna, con un conductor de 70 mm² AAAC para alimentar a la localidades de Angostura, Acoto Alto, Acoto Bajo, Santa Ana, Progreso Alto, Seren, Pedregal y Chico Alto. Un segundo circuito es el que energizará a las localidades de la zona norte de Chulucanas, con 50,1 km de longitud, de 35 mm² AAAC; así como un tercer circuito radial hacia la localidad de La Matanza (al este de Chulucanas), con conductores de 95 mm² para la troncal principal y 25 mm² en las derivaciones, de 14,6 km y 28,3 km respectivamente. Las cargas en la zona de Morropón, serán atendidas con generación térmica desde la Central Térmica existente en Morropón, la cual será ampliada a manera que se incremente la demanda

de potencia y cuyo sistema será atendido a través de un circuito trifásico con neutro corrido, en simple terna, con 73,3 km de 95 mm², AAAC (troncal principal, hacia las localidades de Barrios, Cruz Verde y Serran), 4,8 km de 35 mm² y 9,1 km de 25 mm² de material AAAC (localidades de Franco, Buenos Aires, La Pirca, La Maravilla y Piedra Herrada).

De acuerdo al flujo de potencia realizado para esta alternativa, es factible la operación con la configuración planteada, es decir tres circuitos independientes, los cuales saldrán de la S.E. de Chulucanas, en simples ternas, los cuales muestran su punto crítico en la localidad de Tejedores, con un 5,0% de caída de tensión. Asimismo, el circuito principal hacia la zona de Morropón, presenta su punto crítico en caída de tensión en la localidad de Barrios con un 5,4 % en la regulación (ver Anexo B 1.1)

Alternativa N°2

Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico de Chulucanas, a través de Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV, trifásicas con neutro corrido, y tendrá como punto de alimentación las Subestaciones de Chulucanas 60/22,9/10 kV-7MVA y Morropón (a integrarse al SINAC en el corto plazo) de 60/22,9/10 kV-7MVA, ambas de idénticas características; esta alternativa contempla la implementación de tres circuitos desde la S.E. de Chulucanas, uno principal en doble terna desde la Subestación hasta la altura de la localidad Tambo Grande, con una longitud de 30,6 km, empleándose conductor AAAC, de 95 mm², con derivaciones de 26,0 km y 1,5 km de longitud hacia la zona de Seren y Chuicas, utilizándose conductor AAAC de 70 mm² y 50 mm² respectivamente; asimismo se implementarán las

derivaciones 5,7 km y 27,3 km de longitud hacia las localidades de Tambo Grande, Cruceta, Tejedores, Hualtaco, Colera, Pedregal y Chico Alto, empleándose conductor AAAC de 95 mm² y 70 mm² respectivamente, cabe indicar que los circuitos hacia la zona norte y este de Chulucanas (segundo y tercer circuito), serán idénticos a los de la alternativa N° 1. Asimismo, un circuito principal recorrerá el sector de Morropón, energizándolo desde la futura S.E. Morropón 60/22,9/10 kV-7MVA (SINAC), a través de un circuito trifásico con neutro corrido, en simple terna, con 73,3 km de 95 mm², AAAC (troncal principal, hacia las localidades de Barrios, Cruz Verde y Serran), 4,8 km de 35 mm² y 9,1 km de 25 mm² de material AAAC (localidades de Franco, Buenos Aires, La Pirca, La Maravilla y Piedra Herrada).

Cabe indicar, que para el Pequeño Sistema Eléctrico de Chulucanas, se tienen definidas prácticamente, las rutas de todas las líneas primarias principales, ya que existen caminos en todas las cargas del proyecto.

De acuerdo al flujo de potencia realizado, se obtiene un perfil de tensiones adecuado, en donde la barra mas crítica esta la localidad de Tejedores con un 4,8% de caída de tensión (ver Anexo B 1.2).

2.1.6 Evaluación Técnica

Las alternativas planteadas, para la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Chulucanas, son factibles técnicamente, sin embargo por razones operativas y económicas, se recomienda la Alternativa N°2, ya que tendrá una caída de tensión razonable para su adecuada operación, y

garantizará un suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

2.1.7 Análisis de Mínimo Costo

Para la evaluación de Mínimo Costo, se ha considerado costos de inversión que emplea la DEP/MEM para este tipo de proyectos, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía comprada de acuerdo a CTE, máxima reducción de costos por pérdidas de energía y potencia, un periodo de 20 años para el horizonte de la evaluación y una tasa del 12% de descuento; la alternativa seleccionada será en términos de costos totales a valor presente (ver Anexo D 3 1).

2.1.8 Evaluación Económica

La evaluación económica se ha efectuado para un horizonte de planeamiento de 20 años, y a una tasa de descuento de 12%, en la que se han considerado todos los costos y beneficios involucrados en el proyecto, los que se describen a continuación

a. Costos

Los costos que demanda el proyecto están dados básicamente por la inversión, la operación y mantenimiento y por la compra de energía.

- La inversión total del proyecto se ha indicado en el Anexo C 1.1, y el cual asciende a la suma de US\$ 6 445 765 en la I Etapa y US\$ 4 919 423 II Etapa C1.1).
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran una fracción del Costo Directo, que van del orden del 1 al 2% al inicio y al final del periodo,

manteniéndose en crecimiento lineal.

- La compra de energía se obtiene aplicando la tarifa correspondiente a los valores de proyección de energía y potencia requeridos para atender la demanda de las localidades de año en año.

Para el caso del PSE Chulucanas, la tarifa aplicada corresponde al Sistema de Chulucanas, que considera como subestación base a la de Piura Oeste, de acuerdo a la metodología de cálculo establecida por la Comisión de Tarifas Eléctricas. Las Tarifas utilizadas se presentan en el Anexo E 1.

b. Beneficios

Los beneficios que se prevén aportará el proyecto son

- Venta de energía a los usuarios del PSE Chulucanas, la que se obtiene considerando el pliego tarifario del Sistema Chulucanas, empleando la tarifa BT5. Esta se muestra en el Anexo N° E 1.
- Valor Residual de las instalaciones, para las redes de distribución se ha estimado una vida útil de 20 años, por lo que este valor es cero en el último año del horizonte de planeamiento.

c. Indicadores de Rentabilidad

Los resultados de esta evaluación se presentan en el Anexo F1.1.

Este cuadro presenta las columnas siguientes :

- (1) y (2) Que indican el número y el año del horizonte de planeamiento.
- (3) Que muestra la demanda total de energía requerida por el Proyecto.
- (4) Que muestra el monto de la inversión.

- (5) Que muestra los Costos de Operación y Mantenimiento.
- (6) Que muestra las compras de energía.
- (7) Que muestra el total de costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (8) Que muestra el consumo de energía para la venta.
- (9) Que muestra los ingresos por venta de energía
- (10) Muestra el valor residual.
- (11) En esta columna se muestra el total de beneficios del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (12) En esta columna, se muestra el flujo económico de los beneficios y costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

Los indicadores de rentabilidad económica del proyecto se resumen como sigue :

Valor Presente neto	-4 682,0 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	0,81 miles de dólares
Tasa Interna de Retorno	5,08 %
Periodo de Recupero	Mayor de 20 años

También se ha efectuado un análisis considerando inversión cero, cuyos indicadores son :

Valor Presente neto	6 156,1 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	1,46

2.1.9 Cronograma de Ejecución de Obra

El cronograma para la implementación de las obras del PSE Chulucanas, se muestra en el Anexo H.1.

2.1.10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

a. Conclusiones

- La Alternativa N°02 representa la de mínimo costo.
- Esta alternativa representa implementar tres (03) circuitos principales desde la S.E. Chulucanas 60/22,9/10 kV-7MVA, hacia las localidades de Tambo Grande (cto. En doble terna al Oeste), Paccha (Norte) y La Matanza (Este), con líneas primarias en 22,9 kV-3 Φ con neutro corrido, empleando 95,70,50, 35 mm² AAAC y derivaciones monofásicas de 25 mm² AAAC, a los caseríos beneficiados del proyecto y desde la S.E. Morropón (a integrarse al SINAC en el corto plazo) de 60/22,9/10 kV-7MVA, a través de un circuito trifásico con neutro corrido, en simple terna, de 95 mm², AAAC (troncal principal), y derivaciones de 35 mm² y 25 mm² de AAAC a las localidades del proyecto.
- Es necesario el empleo de 22,9 kV como nivel de tensión para las localidades del proyecto, a fin de estandarizar equipos y materiales, así como garantizar un servicio de calidad y confiable a uno de los valle mas productivos de la costa peruana, disminuyendo las pérdidas y mejorando la regulación de tensión en los circuitos del proyecto.
- Con la implementación de este proyecto, se estará sustituyendo la generación térmica existente en localidades como Morropón, Malacasi y Tambo Grande, por energía del Sistema Interconectado Nacional, mejorando la confiabilidad del servicio y el medio ambiente de la zona.

b. Recomendaciones

- De acuerdo al análisis efectuado, los indicadores económicos muestran que el proyecto no es rentable, pero mejorarían sus indicadores si las redes de distribución las implementará la empresa concesionaria y la línea primaria la DEP/MEM.
- Este proyecto, presenta la bondad de sustituir energía térmica por energía del Sistema Interconectado Nacional (bondad ambientalista), asimismo impulsará el desarrollo sostenido de la zona, la cual tiene un potencial turístico importante, son estas razones, las que nos conllevan a recomendar se implemente este proyecto en el corto plazo.
- Asimismo, se recomienda la promoción en esta zona del tipo de uso que deberán dar a la energía eléctrica la población beneficiada, principalmente en el sector Agricultura, por ser el valle del Alto Piura, uno de los más fértiles de la costa peruana.

2.2 PSE MÁNCORA

2.2.1 Introducción

a. Objetivo

El presente documento tiene por objetivo elaborar el Planeamiento Eléctrico en forma integral en la zona turística de Máncora, en la Provincia de Talara, departamento de Piura, con la finalidad de dotar con un servicio eléctrico confiable y de calidad a las localidades ubicadas en uno de los sectores turísticos más importantes de toda la costa peruana, donde se ubican balnearios muy frecuentados por turistas extranjeros, dado el clima y temperatura agradable durante todo el año.

b. Antecedentes

En el marco del Programa de Expansión de la Frontera Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, el cual se lleva a cabo a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos; se tiene prevista la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico Máncora, el cual será alimentado con energía del Sistema Interconectado Nacional, desde la Nueva S.E. Máncora 60/22,9/10–7 MVA, la cual garantizará el servicio eléctrico a toda la zona turística.

La principal característica de este proyecto, es su contribución e impulso al desarrollo turístico de la zona, así como el de reemplazar la generación térmica existente por energía del Sistema Interconectado Nacional, razón por la cual se planifico la integración al SINAC del Sistema Eléctrico de Máncora.

c. Alcances

El estudio comprende de los siguientes acápite

- Introducción
- Área de Influencia del Proyecto
- Evaluación de las instalaciones existentes
- Estudio y Análisis del Mercado Eléctrico
- Alternativas y Evaluación Técnica para el suministro eléctrico
- Análisis de Mínimo Costo
- Evaluación Económica

2.2.2 Área de Influencia

a. Ubicación

El área del proyecto se encuentra ubicado políticamente en el departamento de Piura, en la provincia de Talara; entre los 3°52' a 4°11' Latitud Sur y entre los 81°8' a 80°48' Longitud Oeste.

b. Clima

El ámbito del proyecto se encuentra comprendido entre los 10 y los 50 m.s.n.m., presenta un clima muy cálido, con temperaturas ambientales promedio mínima, media y máxima a la sombra de 20, 25 y 38 °C respectivamente, con precipitaciones moderadas en la época de verano, registrándose precipitaciones de gran magnitud, en los períodos en que las aguas oceánicas aumentan su temperatura normal, provocando el llamado Fenómeno del Niño.

La Topografía del terreno es plana, excepto en las zonas de las Quebradas Fernández y Seca, al norte de la localidad de Máncora.

c. Vías de Acceso

A la zona del proyecto se tiene acceso desde la Panamericana Norte, la cual atraviesa las localidades de Máncora, Cancas y El Alto, que constituyen las cargas más importantes del presente proyecto; para llegar a las otras localidades se cuentan con caminos afirmados y trochas carrozables (Zona de Quebrada Fernández y Quebrada Seca).

d. Actividades Económicas

La principal actividad en el área del proyecto es la pesca y el turismo, entre el 90% al 95% de la población se dedica a estas actividades, existiendo abundante producción ictiológica.

Los productos ictiológicos que se obtienen desde las caletas de Cabo Blanco, Máncora y Cancas, son principalmente Mero, Pez Espada, Lengüado y toda variedad de mariscos y crustáceos.

Respecto a la actividad turística, podemos decir que esta concentrada al sur de Máncora (llamado Máncora Chico), donde se ubican Hoteles y Casas de Hospedaje con todos los servicios para atender a los turistas nacionales y extranjeros, asimismo en la zona de Punta Sal se ubican también algunos de estos Hoteles de gran concurrencia sobretodo en la época de verano y en las llamadas temporadas de punta.

2.2.3. Instalaciones Existentes

Las localidades que cuentan con servicio eléctrico e integran el PSE Máncora son : Máncora, Los Organos, Cancas y el balneario de Punta Sal, de las cuales solo Máncora y Los Organos cuentan con servicio del SINAC y las otras cargas poseen generación térmica.

- Máncora :

Hasta fines de 1998 la generación de energía eléctrica para servicio público, era a través de 02 grupos CAT de 500 kW, el cual ocasionaba un limitante en el desarrollo económico de la población y altos costos de producción de la energía eléctrica, es así que en el año 1998 la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas puso en servicio la L.T.60 kV Zorritos – Máncora y Subestación, incorporando al SINAC a esta importante zona turística de la costa peruana.

Cabe indicar que el Sistema de Distribución de la localidad de Máncora presenta las siguientes características

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 y 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 35, 25, 16, 10 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-1
Estado	:	Operativo

- CANCAS :

En la actualidad cuenta con servicio eléctrico desde su Central Térmica (desde esta central también se proporciona energía por horas al Hotel Punta Sal), la cual tiene instalado 01 Grupo CAT de 500 kW, y un Sistema de Distribución en Media Tensión en 10 kV, con las siguientes características

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 16 y 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-2, 55-5 y 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- LOS ORGANOS

Esta localidad cuenta con servicio del SINAC a través de la Línea Primaria en 11,0 kV desde la localidad de El Alto, con generación del Sistema Eléctrico de Malacas.

Cabe indicar que el Sistema de Transmisión y Distribución de la localidad de Los Organos presenta las siguientes características

Línea de Sub -Transmisión El Alto – Los Organos :

Longitud (km)	:	14,00
Tensión Nominal (kV)	:	11,0
Sistema	:	3 Φ , aéreo.
Conductor	:	Cu 4 AWG
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	11,0
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C. A. C.12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C. A. C8/200, 8/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-1, 53-3
Estado	:	Operativo

2.2.4 Estudio del Mercado Eléctrico

a. Determinación de la Demanda Eléctrica

a.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, ya que sus resultados influyen significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución eléctrica.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

De acuerdo con los términos de referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas para el estudio de la demanda, se efectuará tomando en consideración un horizonte de proyección de (20) años.

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

El Suministro de Energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad del área del proyecto.

Se considera que la construcción de las líneas y redes de distribución se iniciará al aprobarse el financiamiento del proyecto, y serán puestas en servicio al culminarse la ejecución de las obras.

a.2 Información Empleada

Para la determinación de la demanda se ha tomado en cuenta la siguiente información

Censos nacionales, VIII de población, 1 981 - INEI.

Censos nacionales, IX de población, 1 993 - INEI.

Para los efectos de verificación y consolidación de la información consignada en los documentos citados, se coordinó con la Empresa Regional de Electricidad del Departamento, en este caso Electronoroeste S.A., su Jefatura Zonal de Talara, Gobierno Regional y Locales e Instituciones Públicas, así mismo se visitaron cada una de las localidades del área del proyecto; evaluándose además, el nivel socioeconómico de sus habitantes y el grado de desarrollo urbano de las localidades.

a.3 Evaluación de las Localidades que integran el PSE Máncora

Se han considerado las (11) localidades indicadas por el Ministerio de Energía y Minas como integrantes del PSE Máncora en su única etapa, identificándolas por su tamaño, importancia y ubicación dentro del área de influencia del proyecto, a todas ellas se les ha considerado para el estudio del mercado eléctrico, así como para la configuración del sistema eléctrico que deberá implementarse.

En el Anexo A 2.1 se indican los nombres de las localidades integrantes del Pequeño Sistema Eléctrico Máncora.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda

b.1 Introducción

La metodología aplicada es la recomendada por la compañía consultora MONENCO, válida para localidades de menos de 20 000 habitantes, a la cual se le han realizado modificaciones en cuanto a los consumos de energía en el sector doméstico, alumbrado público, cargas especiales e industriales.

En esta metodología se analizan las siguientes estimaciones

Proyección de la población.

Proyección del número de viviendas.

Proyección del número de abonados domésticos.

Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico.

Proyección del consumo de energía en el sector comercial.

Proyección del consumo de energía en el sector usos generales.

Proyección del consumo de energía en el sector industrial menor.

Proyección del consumo de energía de alumbrado público.

Proyección del consumo de energía de cargas especiales.

Proyección del consumo total de energía requerida.

Proyección de la máxima demanda de potencia requerida.

b.2 Proyección de la Población

Se ha empleado la información de población y viviendas de los censos de 1 981 y 1 993 elaborados por el INEI.

Asimismo para verificar esta información se realizó la visita en campo de las localidades integrantes del PSE Máncora.

En el Anexo A 2.1 se consignan el número de habitantes y de viviendas según los censos de 1 981 y 1 993, así como los encontrados en campo al efectuar la verificación de esta información en cada localidad.

Las tasas de crecimiento de la población calculadas sobre la base de los censos de 1 981 y 1 993, no guardan relación con las tasas de crecimiento normales, y se explican por las siguientes razones:

Mas opciones para los jóvenes en las ciudades, ya sea en estudios y/o en el aspecto laboral, razón por la cual existe un desplazamiento desde sus localidades hasta las capitales departamentales o provinciales.

Por ello, las tasas de crecimiento poblacional que se aplican en el estudio de la demanda, se han definido tomando en cuenta el nivel de desarrollo económico de cada localidad y son las siguientes :

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal menor que 1% : 1,0%.

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal mayores de 1%: Entre 1% y 2% según evaluación en sitio.

En el Anexo A 2.1 se muestran las tasas de crecimiento demográfico hallados y las que serán aplicadas en el estudio de la demanda para cada localidad.

b.3 Proyección del número de viviendas

Con los datos de población y vivienda del año 98, se determina para todas las localidades del proyecto la relación habitantes/vivienda. Se considera que esta relación se mantendrá constante, para cada localidad, durante el periodo de análisis.

b.4 Proyección del número de abonados domésticos

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido sobre la base de las curvas de variación del coeficiente de electrificación durante el período de análisis, determinadas de acuerdo con el método de MONENCO y a la siguiente clasificación de localidades

Tipo "A", son localidades que en el año 1 998 cuentan con una población mayor a 400 habitantes.

Tipo "B", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 400 y mas de 200 habitantes.

Tipo "C", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 200 habitantes.

Las curvas de coeficientes de electrificación adoptados son

- Para localidades tipo A - curva "A" del Anexo A 10.1
- Para localidades tipo B - curva "B" del Anexo A 10.1
- Para localidades tipo C - curva "C" del Anexo A 10.1

En el Anexo A 2.1 se muestra la relación de las localidades involucradas y clasificadas según el coeficiente de electrificación.

b.5 Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico

Para localidades tipo "A" se considera inicialmente un consumo de energía de 480 kWh por año, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para las localidades clasificadas como "B" se considera un consumo de energía anual de 360 kWh y que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para localidades clasificadas como "C" se considera

un consumo de energía anual de 300 kWh, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad.

El consumo total en el sector doméstico es el producto del número de abonados y el consumo unitario pertinente.

b.6 Proyección del consumo de energía en el sector comercial, usos generales e industrial menor

De las localidades involucradas en el proyecto, se ha estimado que estos sectores consumirán en promedio un 10% del sector doméstico.

b.7 Proyección del consumo de energía en el sector alumbrado público

En este sector se ha considerado la iluminación de calles y plazas principales, de acuerdo al consumo de energía en este rubro reconocido por la CTE a las empresas concesionarias, el cual debe estar en el orden del 5 al 7% de la energía consumida.

Para lo cual se ha estimado un consumo unitario de energía de 20 kWh / vivienda - año y 4 380 horas de utilización anuales.

b.8 Proyección del consumo de cargas especiales

Se ha considerado cargas especiales en las localidades de Máncora, Cancas y el balneario de Punta Sal, con un crecimiento acorde a las expectativas turísticas y pesqueras de la zona.

b.9 Proyección del consumo total de energía requerida

Es la adición de los consumos de los sectores doméstico, comercial, usos generales, industrial menor, alumbrado público y cargas especiales, al cual se le aumenta en un 8% de pérdidas en distribución y en un rango del

3 al 5 % en transmisión, obteniéndose el consumo total de energía requerida.

b.10 Proyección de la Máxima Demanda de energía requerida

La Máxima Demanda es estimada en función al consumo total de energía requerida, con una estimación de las horas de utilización, de acuerdo al tipo de localidad ; así tenemos para las del tipo "A" 2200 horas, las del tipo "B" 1700 horas y las del tipo "C" 1500 horas ; con un incremento linealizado en 15 horas anuales en promedio.

Las estimaciones del Mercado Eléctrico se muestran en el Anexo A 2.2.

c. Oferta de Potencia y Energía

c.1 Instalaciones Existentes

Actualmente las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico de Máncora, tendrán como punto de alimentación la nueva Subestación de Máncora 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

c.2 Balance Oferta - Demanda

La Máxima Demanda de potencia del PSE Máncora, en el año 1 999 cuando se implemente el proyecto se estima en 1,59 MW, siendo la proyección de potencia al año 2 018 de 2,86 MW, para todo el Pequeño sistema Eléctrico.

El punto de alimentación eléctrica será la Nueva Subestación Máncora 60/22,9/10 kV-7MVA, desde la cual se evacuará la energía eléctrica a

través de Líneas Primarias en 22,9 kV, proporcionando energía eléctrica de calidad y confiable a todas las localidades del proyecto, con lo cual no se prevé déficit en la oferta de potencia y energía (ver Anexo A 11.2).

2.2.5. Alternativas de Interconexión

Alternativa N°1

El Pequeño Sistema Eléctrico de Máncora, deberá ser alimentado con Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la nueva Subestación de Máncora 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto, esta alternativa contempla dos (02) circuitos en 22,9 kV, uno principal de 38,7 km de longitud, desde la localidad de Máncora hacia el norte a la caleta de Punta Mero, con derivaciones monofásicas a los caseríos del proyecto, empleándose conductores de 25 y 35 mm² de AAAC, su máxima caída de tensión es de 5,33%; el otro circuito saldrá de la S.E. de Máncora hacia la localidad de Los Organos a 9,3 km de longitud al sur, se utilizará un conductor de 35 mm² AAAC, su máxima caída de tensión de acuerdo a los cálculos es de 2,4% aproximadamente.

Alternativa N°2

Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico de Máncora, a través de Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la nueva Subestación de Máncora 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, ejecutándose tres (03) circuitos principales, uno (01) con 34,7 km de longitud hacia la zona de Cancas, con

35 mm² , 3Φ, AAAC, su máxima caída de tensión es de 5,23%; otro alimentador de 59,2 km de longitud, será para electrificar los caseríos ubicados en la Quebrada Fernández y Seca, siendo una línea paralela de la línea a Cancas, esta será de 25 mm², 1Φ, AAAC, su máxima caída de tensión es de 0,24%; el otro circuito saldrá de la S.E. de Máncora hacia la localidad de Los Organos a 9,3 km de longitud al sur, se utilizará un conductor de 35 mm², 3Φ, AAAC, su máxima caída de tensión es de 2,4%, cabe indicar que esta alternativa se presenta como la más viable para la interconexión de la localidad de Los Organos al Sistema Interconectado Nacional.

2.2.6. Evaluación Técnica

Las alternativas planteadas, para la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Máncora, son factibles técnicamente, sin embargo por razones operativas se recomienda la Alternativa N°1, ya que tendrá una carga razonable para su adecuada operación, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

2.2.7. Análisis de Mínimo Costo

Para la evaluación de Mínimo Costo, se ha considerado costos de inversión que emplea la DEP/MEM para este tipo de proyectos, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía comprada de acuerdo a CTE, máxima reducción de costos por pérdidas de energía y potencia, un periodo de 20 años para el horizonte de la evaluación y una tasa del 12% de descuento; la alternativa seleccionada será en términos de costos totales a valor presente (ver Anexos D 2.1 y D 2.2).

2.2.8. Evaluación Económica

La evaluación económica se ha efectuado para un horizonte de planeamiento de 20 años, y a una tasa de descuento de 12%, en la que se han considerado todos los costos y beneficios involucrados en el proyecto, los que se describen a continuación

a. Costos

Los costos que demanda el proyecto están dados básicamente por la inversión, la operación y mantenimiento y por la compra de energía.

- La inversión total del proyecto se ha detallado en el Anexo C 2.1, la cual asciende a la suma de US\$ 4 230 415,88
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran una fracción del Costo Directo, que van del orden del 1 al 2% al inicio y al final del periodo, manteniéndose en crecimiento lineal.
- La compra de energía se obtiene aplicando la tarifa correspondiente a los valores de proyección de energía y potencia requeridos para atender la demanda de las localidades de año en año.

Para el caso del PSE Máncora, la tarifa aplicada corresponde al Sistema de Tumbes, que considera como subestación base a la de Zorritos, de acuerdo a la metodología de cálculo establecida por la Comisión de Tarifas Eléctricas. Las Tarifas utilizadas se presentan en el Anexo E 1.

b. Beneficios

Los beneficios que se prevén aportará el proyecto son

- Venta de energía a los usuarios del PSE Máncora, la que se obtiene considerando el pliego tarifario del Sistema Tumbes, empleando la tarifa BT5. Esta se muestra en el Anexo E.1.
- Valor Residual de las instalaciones, para las redes de distribución se ha estimado una vida útil de 20 años, por lo que este valor es cero en el último año del horizonte de planeamiento.

c. Indicadores de Rentabilidad

Los resultados de esta evaluación se presentan en el cuadro del Anexo F 2.1.

Este cuadro presenta las columnas siguientes :

- (1) y (2) Que indican el número y el año del horizonte de planeamiento.
- (3) Que muestra la demanda total de energía requerida por el Proyecto.
- (4) Que muestra el monto de la inversión.
- (5) Que muestra los Costos de Operación y Mantenimiento.
- (6) Que muestra las compras de energía.
- (7) Que muestra el total de costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (8) Que muestra el consumo de energía para la venta.
- (9) Que muestra los ingresos por venta de energía
- (10) Muestra el valor residual.
- (11) En esta columna se muestra el total de beneficios del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (12) En esta columna, se muestra el flujo económico de los beneficios y costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

Los indicadores de rentabilidad económica del proyecto se resumen como sigue :

Valor Presente neto	- 979,5 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	0,86
Tasa Interna de Retorno	7,32 %
Periodo de Recupero	Mayor de 20 años

También se ha efectuado un análisis considerando inversión cero, cuyos indicadores son

Valor Presente neto	2 138,2 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	1,53

2.2.9. Cronograma de Ejecución de Obra

El cronograma para la implementación de las obras del PSE Máncora, se muestra en el Anexo H.1.

2.2.10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

a. Conclusiones

- La Alternativa N°01 representa la de mínimo costo.
- Esta alternativa representa implementar dos (02) circuitos principales desde la S.E. Máncora 60/22,9/10 kV-7MVA, hacia las localidades de Cancas (cto. Norte) y Los Organos (cto. Sur) con líneas primarias en 22,9 kV-3 Φ , 35 mm², AAAC y derivaciones monofásicas de 25 mm², AAAC, a los caseríos beneficiados del proyecto.
- Es necesario el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV de la localidad de Máncora, garantizando un servicio de calidad y confiable a una

de las caletas más importantes del departamento de Piura con energía del Sistema Interconectado Nacional.

- Con la construcción de la Nueva S.E. Máncora, se tiene garantizado de acuerdo al balance de potencia, el servicio eléctrico para todas las localidades beneficiadas en el proyecto.

b. Recomendaciones

- De acuerdo al análisis efectuado, los indicadores económicos muestran que el proyecto no es rentable, pero mejorarían sus indicadores si las redes de distribución las implementará la empresa concesionaria.

- Este proyecto, presenta la bondad de sustituir energía térmica por energía del Sistema Interconectado Nacional (bondad ambientalista), asimismo impulsará el desarrollo sostenido de la zona, la cual tiene un potencial turístico importante, son estas razones, las que nos conllevan a recomendar se implemente este proyecto en el corto plazo.

- Asimismo, se recomienda la promoción en esta zona del tipo de uso que deberán dar a la energía eléctrica la población beneficiada, con el objeto de impulsar el desarrollo pesquero y turístico de esta zona.

2.3 PSE MEDIO PIURA

2.3.1 Introducción

a. Objetivo

El presente documento tiene por objetivo elaborar el Planeamiento Eléctrico en forma integral en la zona rural del Medio Piura, en la Provincia de Piura, departamento de Piura, con la finalidad de dotar con un servicio eléctrico confiable y de calidad a las localidades ubicadas al norte de la Ciudad de Piura, en una de las zonas rurales más próximas a la Ciudad y ha orillas del río Piura.

b. Antecedentes

En el marco del Programa de Expansión de la Frontera Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, el cual se lleva a cabo a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos; se tiene prevista la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico del Medio Piura, el cual será alimentado con energía del Sistema Interconectado Nacional, desde la Nueva S.E. Miraflores 60/22,9–4,0 MVA, la cual garantizará el servicio eléctrico a todos los caseríos del proyecto, impulsando de esta forma el desarrollo sostenido de la zona.

c. Alcances

El estudio comprende de los siguientes acápite :

- Introducción
- Área de Influencia del Proyecto
- Evaluación de las instalaciones existentes
- Estudio y Análisis del Mercado Eléctrico

- Alternativas y Evaluación Técnica para el suministro eléctrico
- Análisis de Mínimo Costo
- Evaluación Económica

2.3.2 Area de Influencia

a. Ubicación

El área del proyecto se encuentra ubicado políticamente en el departamento de Piura, en la provincia de Piura; entre los 5°11' a 4°58' Latitud Sur y entre los 80°40' a 80°35' Longitud Oeste.

b. Clima

El ámbito del proyecto se encuentra comprendido entre los 50 y los 100 m.s.n.m., presenta un clima muy cálido, con temperaturas ambientales promedio mínima, media y máxima a la sombra de 15, 24 y 32 °C respectivamente, con precipitaciones moderadas en la época de verano, registrándose precipitaciones de gran magnitud, en los períodos en que las aguas oceánicas aumentan su temperatura normal, provocando el llamado Fenómeno del Niño.

La Topografía del terreno es plana y sin mayores accidentes que dificulten el trabajo topográfico.

c. Vías de Acceso

A la zona del proyecto se tiene acceso desde la Ciudad de Piura, a través de trochas carrozables en ambas márgenes del río Piura, que es donde se ubican todos los caseríos del proyecto.

d. Actividades Económicas

La principal actividad en el área del proyecto es la agricultura, entre el

85% al 95% de la población se dedica a esta actividad, ubicándose en este valle la Represa de los Ejidos, la cual beneficia a la producción agrícola de la zona.

Cabe indicar que en la zona donde se ubica la Represa de Los Ejidos es muy frecuentada por turistas para la practica de Motonáutica.

2.3.3 Instalaciones Existentes

Las instalaciones en la zona del proyecto son las siguientes

- Central Hidroeléctrica de Curumuy (12 MW)

Se encuentra ubicada en la zona de San Juan de Curumuy, con una potencia de 2x6 MW, sus turbinas son del tipo Francis, cuenta con dos transformadores de 10/60 kV–15 MVA c/u (uno de ellos de reserva), su barra de 60 kV se conecta a la LT 60 kV Piura – Sullana, la alimentación del PSE desde esta central esta descartada, debido a que la empresa privada SINERSA, propietaria de esta central, vende en bloque la energía al SINAC y no permitía por confiabilidad la conexión a su barra en 10 kV.

- Ejidos del Norte

En la actualidad existe una Línea Primaria en 10 kV de 0,8 km, desde el Sistema Eléctrico de Piura a la localidad de Ejidos del Norte, presenta disposición triangular con postes de madera de 12 m y crucetas de madera de 1,5 m, emplea conductor de aleación de aluminio 25 mm², aisladores pin ANSI 55-5 y campana ANSI 52-3 (cadena de dos aisladores), cuenta con cuatro (04) subestaciones de 15, 37,5 , 37,5 y 25 kVA, de 10/0,23 kV.

- Penal Río Seco

Existe una Línea Primaria en 10 kV de 3 km desde el distrito Castilla, la cual alimenta cargas especiales, presenta disposición triangular con postes de concreto de 12 m y crucetas de concreto simétricas de 1,5 m, con conductor de aleación de aluminio 35 mm², aisladores pin ANSI 55-5 y campana ANSI 52-3 (cadenas de dos aisladores); la línea primaria pasa por el caserío de Miraflores sin conectarlo, y continua hasta el Penal de Río Seco, una estación de Bombeo y el Cementerio Campo de Paz, cuenta con tres (03) subestaciones : Inpe – Río Seco 320 kVA-10/0,23 kV, Cementerio Campo de Paz 25 kVA-10/0,23 kV, Estación de Bombeo 25 kVA-10/0,23 kV.

2.3.4 Estudio del Mercado Eléctrico

a. Determinación de la Demanda Eléctrica

a.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, ya que sus resultados influyen significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución eléctrica.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

De acuerdo con los términos de referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas para el estudio de la demanda, se efectuará tomando en consideración un horizonte de proyección de (20) años.

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

El Suministro de Energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad del área del proyecto.

Se considera que la construcción de las líneas y redes de distribución se iniciará al aprobarse el financiamiento del proyecto, y serán puestas en servicio al culminarse la ejecución de las obras.

a.2 Información Empleada

Para la determinación de la demanda se ha tomado en cuenta la siguiente información

Censos nacionales, VIII de población, 1 981 - INEI.

Censos nacionales, IX de población, 1 993 - INEI.

Para los efectos de verificación y consolidación de la información consignada en los documentos citados, se coordinó con la Empresa Regional de Electricidad del Departamento, en este caso Electronoroeste S.A., Gobierno Regional y Locales e Instituciones Públicas, así mismo se visitó cada una de las localidades del área del proyecto; evaluándose además, el nivel socioeconómico de sus habitantes y el grado de desarrollo urbano de las localidades.

a.3 Evaluación de las Localidades que integran el PSE Medio Piura

Se han considerado las (20) localidades indicadas por el Ministerio de Energía y Minas como integrantes del PSE Medio Piura en su única etapa, identificándolas por su tamaño, importancia y ubicación dentro del área de influencia del proyecto, a todas ellas se les ha considerado para el estudio del mercado eléctrico, así como para la configuración del sistema eléctrico que deberá implementarse.

En el Anexo A 3.1 se indican los nombres de las localidades integrantes del Pequeño Sistema Eléctrico del Medio Piura.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda

b.1 Introducción

La metodología aplicada es la recomendada por la compañía consultora MONENCO, válida para localidades de menos de 20 000 habitantes, a la cual se le han realizado modificaciones en cuanto a los consumos de energía en el sector doméstico, alumbrado público, cargas especiales e industriales.

En esta metodología se analizan las siguientes estimaciones

- Proyección de la población.
- Proyección del número de viviendas.
- Proyección del número de abonados domésticos.
- Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico.
- Proyección del consumo de energía en el sector comercial.
- Proyección del consumo de energía en el sector usos generales.
- Proyección del consumo de energía en el sector industrial menor.

- Proyección del consumo de energía de alumbrado público.
- Proyección del consumo de energía de cargas especiales.
- Proyección del consumo total de energía requerida.
- Proyección de la máxima demanda de potencia requerida.

b.2 Proyección de la Población

Se ha empleado la información de población y viviendas de los censos de 1 981 y 1 993 elaborados por el INEI.

Asimismo para verificar esta información se realizó la visita en campo de las localidades integrantes del PSE Medio Piura.

En el Anexo A 3.1 se consignan el número de habitantes y de viviendas según los censos de 1 981 y 1 993, así como los encontrados en campo al efectuar la verificación de esta información en cada localidad.

Las tasas de crecimiento de la población calculadas sobre la base de los censos de 1981 y 1993, no guardan relación con las tasas de crecimiento normales, y se explican por las siguientes razones:

Mas opciones para los jóvenes en las ciudades, ya sea en estudios y/o en el aspecto laboral, razón por la cual existe un desplazamiento desde sus localidades hasta las capitales departamentales o provinciales.

Por ello, las tasas de crecimiento poblacional que se aplican en el estudio de la demanda, se han definido tomando en cuenta el nivel de desarrollo económico de cada localidad y son las siguientes

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal menor que 1% : 1,0%.

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal mayores de 1%: Entre 1% y 2% según evaluación en sitio.

En el Anexo A 3.1 se muestran las tasas de crecimiento demográfico hallados y las que serán aplicadas en el estudio de la demanda para cada localidad.

b.3 Proyección del número de viviendas

Con los datos de población y vivienda del año 98, se determina para todas las localidades del proyecto la relación habitantes/vivienda. Se considera que esta relación se mantendrá constante, para cada localidad, durante el periodo de análisis.

b.4 Proyección del número de abonados domésticos

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido sobre la base de las curvas de variación del coeficiente de electrificación durante el período de análisis, determinadas de acuerdo con el método de MONENCO y a la siguiente clasificación de localidades

Tipo "A", son localidades que en el año 1 998 cuentan con una población mayor a 400 habitantes.

Tipo "B", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 400 y más de 200 habitantes.

Tipo "C", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 200 habitantes.

Las curvas de coeficientes de electrificación adoptados son

- Para localidades tipo A - curva "A" del Anexo A10.1
- Para localidades tipo B - curva "B" del Anexo A10.1

- Para localidades tipo C - curva "C" del Anexo A 10.1. En el Anexo A 3.1 se muestra la relación de las localidades involucradas y clasificadas según el coeficiente de electrificación.

b.5 Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico

Para localidades tipo "A" se considera inicialmente un consumo de energía de 480 kWh por año, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para las localidades clasificadas como "B" se considera un consumo de energía anual de 360 kWh y que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para localidades clasificadas como "C" se considera un consumo de energía anual de 300 kWh, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad.

El consumo total en el sector doméstico es el producto del número de abonados y el consumo unitario pertinente.

b.6 Proyección del consumo de energía en el sector comercial, usos generales e industrial menor

De las localidades involucradas en el proyecto, se ha estimado que estos sectores consumirán en promedio un 10% del sector doméstico.

b.7 Proyección del consumo de energía en el sector alumbrado público

En este sector se ha considerado la iluminación de calles y plazas principales, de acuerdo al consumo de energía en este rubro reconocido por la CTE a las empresas concesionarias, el cual debe estar en el orden del 5 al 7% de la energía consumida en el sector doméstico.

Para lo cual se ha estimado un consumo unitario de energía de 20 kWh / vivienda - año y 4 380 horas de utilización anuales.

b.8 Proyección del consumo de cargas especiales

No se ha considerado cargas especiales en el Proyecto del PSE Medio Piura.

b.9 Proyección del consumo total de energía requerida

Es la adición de los consumos de los sectores doméstico, comercial, usos generales, industrial menor, alumbrado público y cargas especiales, al cual se le aumenta en un 8% de pérdidas en distribución y en un rango del 3 al 5 % en transmisión, obteniéndose el consumo total de energía requerida.

b.10 Proyección de la Máxima Demanda de energía requerida

La Máxima Demanda es estimada en función al consumo total de energía requerida, con una estimación de las horas de utilización, de acuerdo al tipo de localidad ; así tenemos para las del tipo "A" 2 200 horas, las del tipo "B" 1 700 horas y las del tipo "C" 1 500 horas ; con un incremento linealizado en 15 horas anuales en promedio.

Las estimaciones del Mercado Eléctrico se muestran en el Anexo A 3.2.

c. Oferta de Potencia y Energía

c.1 Instalaciones Existentes

Actualmente las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico del Medio Piura, tendrán como punto de alimentación la nueva Subestación de Miraflores 60/22,9 kV-4MVA, la cual estará integrada al Sistema

Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

c.2 Balance Oferta - Demanda

La Máxima Demanda de potencia del PSE Medio Piura, en el año 1 999 cuando se implemente el proyecto se estima en 414,8 kW, siendo la proyección de potencia al año 2 018 de 659,9 kW, para todo el Pequeño Sistema Eléctrico.

El punto de alimentación eléctrica será la Nueva Subestación Miraflores 60/22,9 kV–4MVA, desde la cual se evacuará la energía eléctrica a través de Líneas Primarias en 22,9 kV, proporcionando energía eléctrica de calidad y confiable a todas las localidades del proyecto, con lo cual no se prevé déficit en la oferta de potencia y energía (Anexo A 11.3).

2.3.5 Alternativas de Interconexión

Alternativa N°1

El Pequeño Sistema Eléctrico del Medio Piura, deberá ser alimentado con Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la futura Subestación de Miraflores 60/22,9 kV-4MVA, la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto, esta alternativa contempla dos (02) circuitos en 22,9 kV, uno principal de 30,2 km de longitud, desde la S.E. de Miraflores hacia el norte al caserío de Olivares San Fernando, con derivaciones monofásicas a los caseríos del Chipe y Ejidos del Norte, empleándose conductores de 35 y 25mm² de AAAC, su máxima caída de tensión es de 0,88%; el otro circuito saldrá de la S.E.

Miraflores hacia la localidad de San Vicente a 19,5 km de longitud, se utilizará un conductor de 25 mm² AAAC, su máxima caída de tensión es de 1,1% .

Alternativa N°2

Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico del Medio Piura, a través de Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la proyectada Subestación de Castilla 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, ejecutándose dos (02) circuitos principales, uno (01) con 33,4 km de longitud hacia la zona de Olivares San Fernando, con 35 y 25 mm² ,AAAC, su máxima caída de tensión es de 1,29%; otro alimentador de 22,9 km de longitud, será para electrificar los caseríos ubicados en el camino a Río Seco y San Vicente, siendo una línea primaria en 22,9 kV, esta será de 25 mm², 3Φ, AAAC y para las cargas pequeñas 1Φ, AAAC, su máxima caída de tensión es de 1,43%.

2.3.6 Evaluación Técnica

Las alternativas planteadas, para la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico del Medio Piura, son factibles técnicamente, sin embargo la implementación de la Nueva S.E. Miraflores por parte de la concesionaria en el corto plazo, lleva a recomendar la Alternativa N°1, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

2.3.7 Análisis de Mínimo Costo

Para la evaluación de Mínimo Costo, se ha considerado costos de inversión que emplea la DEP/MEM para este tipo de proyectos, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía comprada de acuerdo a CTE, máxima reducción de costos por pérdidas de energía y potencia, un periodo de 20 años para el horizonte de la evaluación y una tasa del 12% de descuento; la alternativa seleccionada será en términos de costos totales a valor presente (ver Anexo D 3.1 y D 3.2).

2.3.8 Evaluación Económica

La evaluación económica se ha efectuado para un horizonte de planeamiento de 20 años, y a una tasa de descuento de 12%, en la que se han considerado todos los costos y beneficios involucrados en el proyecto, los que se describen a continuación

a. Costos

Los costos que demanda el proyecto están dados básicamente por la inversión, la operación y mantenimiento y por la compra de energía.

- La inversión total del proyecto se ha detallado en el Anexo C3.1, la cual asciende a la suma de US\$ 1 659 246,68.
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran una fracción del Costo Directo, que van del orden del 1 al 2% al inicio y al final del periodo, manteniéndose en crecimiento lineal.
- La compra de energía se obtiene aplicando la tarifa correspondiente a los valores de proyección de energía y potencia requeridos para atender la demanda de las localidades de año en año.

Para el caso del PSE Medio Piura, la tarifa aplicada corresponde al Sistema de Piura, que considera como subestación base a la de Piura Oeste, de acuerdo a la metodología de cálculo establecida por la Comisión de Tarifas Eléctricas. Las Tarifas utilizadas se presentan en el Anexo E 1.

b. Beneficios

Los beneficios que se prevén aportará el proyecto son

- Venta de energía a los usuarios del PSE Medio Piura, la que se obtiene considerando el pliego tarifario del Sistema Piura, empleando la tarifa BT5. Esta se muestra en el Anexo E 1.
- Valor residual de las instalaciones, para las redes de distribución se ha estimado una vida útil de 20 años, por lo que este valor es cero en el último año del horizonte de planeamiento.

c. Indicadores de Rentabilidad

Los resultados de esta evaluación se presentan en el cuadro del Anexo F 3.1.

Este cuadro presenta las columnas siguientes :

- (1) y (2) Que indican el número y el año del horizonte de planeamiento.
- (3) Que muestra la demanda total de energía requerida por el Proyecto.
- (4) Que muestra el monto de la inversión.
- (5) Que muestra los Costos de Operación y Mantenimiento.
- (6) Que muestra las compras de energía.
- (7) Que muestra el total de costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (8) Que muestra el consumo de energía para la venta.

(9) Que muestra los ingresos por venta de energía

(10) Muestra el valor residual.

(11) En esta columna se muestra el total de beneficios del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

(12) En esta columna, se muestra el flujo económico de los beneficios y costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

Los indicadores de rentabilidad económica del proyecto se resúmen como sigue :

Valor Presente neto	-1 192,80 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	0,39
Periodo de Recupero	Mayor de 20 años

También se ha efectuado un análisis considerando inversión cero, cuyos indicadores son :

Valor Presente neto	29,90 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	1,04

2.3.9 Cronograma de Ejecución de Obra

El cronograma para la implementación de las obras del PSE Medio Piura, se muestra en el Anexo H.1.

2.3.10 Conclusiones y Recomendaciones

a. Conclusiones

- La Alternativa N°01 representa la de mínimo costo, es la más factible técnica y económicamente.
- Esta alternativa representa implementar dos (02) circuitos principales desde la futura S.E. Miraflores 60/22,9 kV-4MVA, hacia las localidades de

San Vicente y Olivares San Fernando, con líneas primarias en 22,9 kV-3 Φ , de 25 y 35 mm², AAAC y derivaciones monofásicas de 25 mm², AAAC, a los caseríos beneficiados del proyecto.

- Es necesario invertir US \$ 1 659 246,68 para la implementaron integral del proyecto PSE Medio Piura, el cual beneficiara a una población superior a los 10 000 habitantes de 20 caseríos en el valle del Medio Piura.
- Con la construcción de la Nueva S.E. Miraflores, se tiene garantizado de acuerdo al balance de potencia, el servicio eléctrico para todos los caseríos ubicados en el valle del Medio Piura.

b. Recomendaciones

- De acuerdo al análisis efectuado, los indicadores económicos muestran que el proyecto no es rentable, pero mejorarían sus indicadores si las redes de distribución las implementará la empresa concesionaria.
- Implementar el PSE Medio Piura, dotando a los caseríos beneficiados de un servicio eléctrico continuo y confiable, incorporando al Sistema Interconectado Nacional al valle más próximo a la ciudad de Piura, el cual presenta un potencial turístico y ecológico que impulsará el desarrollo sostenido de la zona.
- Asimismo, se recomienda la promoción en esta zona del tipo de uso que deberán dar a la energía eléctrica la población beneficiada, con el objeto de impulsar el desarrollo agrícola y turístico de esta zona.

2.4 PSE SULLANA

2.4.1 Introducción

a. Objetivo

El presente documento tiene por objetivo elaborar el Planeamiento Eléctrico en forma integral en el valle del Chira, en la Provincia de Sullana, departamento de Piura, con la finalidad de dotar con un servicio eléctrico confiable y de calidad a las localidades ubicadas en uno de los valles más fértiles del departamento piurano, con un clima apropiado para la agricultura, se debe mencionar que el valle del Chira es el principal productor de plátanos y cocos del departamento.

b. Antecedentes

En el marco del Programa de Expansión de la Frontera Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, el cual se lleva a cabo a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos; se tiene prevista la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico Sullana, el cual será alimentado con energía del Sistema Interconectado Nacional, desde la Ampliación de la S.E. Sullana 60/22,9/10–7 MVA, la cual garantizará el servicio eléctrico a todo el Valle del Chira.

Una de las principales bondades de este proyecto, es el de resolver el suministro eléctrico a la zona fronteriza del departamento de Piura, principalmente a los caseríos fronterizos ubicados en la Provincia de Sullana.

c. Alcances

El estudio comprende de los siguientes acápite

- Introducción
- Área de Influencia del Proyecto
- Evaluación de las instalaciones existentes
- Estudio y Análisis del Mercado Eléctrico
- Alternativas y Evaluación Técnica para el suministro eléctrico
- Análisis de Mínimo Costo
- Evaluación Económica

2.4.2 Área de Influencia

a. Ubicación

El área del proyecto se encuentra ubicado políticamente en el departamento de Piura, en la provincia de Sullana; entre los 4°20' a 4°51' Latitud Sur y entre los 80°51' a 80°27' Longitud Oeste.

b. Clima

El ámbito del proyecto se encuentra comprendido entre los 50 y los 100 m.s.n.m., presenta un clima muy cálido, con temperaturas ambientales promedio mínima, media y máxima a la sombra de 15, 25 y 38 °C respectivamente, con precipitaciones moderadas en la época de verano, registrándose precipitaciones de gran magnitud, en los períodos en que las aguas oceánicas aumentan su temperatura normal, provocando el llamado Fenómeno del Niño.

La Topografía del terreno es plana, presentando algunas quebradas y ondulaciones principalmente en la zona de Lancones y Alamor, cerca de la frontera norte.

c. Vías de Acceso

A la zona del proyecto se tiene acceso desde la Panamericana Norte, la cual atraviesa la Ciudad de Sullana, para luego tomar la carretera Sullana – Alamor, en la margen derecha del río Chira y la carretera paralela al canal principal de la Represa de Poechos, en la margen izquierda del río Chira, asimismo existen caminos afirmados (en regular estado de conservación) hacia todos los caseríos comprendidos en el presente proyecto.

d. Actividades Económicas

La principal actividad en el área del proyecto es la agricultura y el comercio, entre el 85% al 95% de la población se dedica a estas actividades, existiendo producción agrícola para el proceso agro-industrial y comercial en la zona de Cieneguillo.

Los productos agrícolas que se cosechan en el área del proyecto en orden de importancia son el plátano, limón, arroz, entre otros.

Respecto a la actividad comercial, podemos decir que esta concentrada principalmente en las capitales distritales y en la capital de la provincia de Sullana, siendo así el flujo comercial básicamente la comercialización de frutales, los cuales abastecen el mercado local y Limeño.

2.4.3 Instalaciones Existentes

Las localidades que cuentan con servicio eléctrico e integran el PSE Sullana son : Jibito, Chalaco, Sojo, Marcavelica, Salitral, Querecotillo, Miraflores, Puerto Rico, Mallaritos, La Quinta, Mallares, La Golondrina, Monteron, Tangarará y Santa Sofía, así también la localidad de Lancones a través de su propia generación térmica.

- Sojo

Actualmente esta localidad cuentan con servicio eléctrico a través de una línea primaria en 10 kV, desde la Subestación de Sullana 60/10 kV, suministrando energía desde el Sistema Interconectado Nacional :

El Sistema de Sub-transmisión y Distribución de esta localidad presenta la siguiente característica

Línea de Sub-Transmisión Sullana - Sojo :

Longitud (km)	14,00
Tensión Nominal (kV)	10
Sistema	3 Φ , aéreo
Conductor	Cu de 50 mm ²
Postes y Crucetas	C.A.C. 12/400 kg.
Aisladores	ANSI 55-5, 52-3
Estado	Operativo
Red de Distribución Primaria:	
Tensión Nominal (kV)	10
Sistema	3 Φ , aéreo
Conductor	Cu de 25 y 16 mm ²
Postes y Crucetas	C.A.C. 12/200, 12/400 kg.
Aisladores	ANSI 55-5, 52-3
Estado	Operativo
Red de Distribución Secundaria	
Tensión Nominal (V)	380/220
Sistema	3 Φ , aéreo

Conductor	:	Cu forrado 25, 16, 10 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-1
Estado	:	Operativo

- Chalaco :

Tiene actualmente servicio eléctrico desde el Sistema Interconectado Nacional, a través de la Línea Primaria en 10 kV Sullana - Sojo, su sistema de distribución presenta las siguientes características :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3Φ, aéreo
Conductor	:	Cu de 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3Φ, aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Jibito :

El suministro eléctrico a la localidad de Jibito es a través de una derivación de la Línea de Subtransmisión Sullana – Sojo en 10 kV, su sistema de distribución se detalla a continuación:

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Querecotillo :

Cuenta con servicio eléctrico del Sistema Interconectado Centro Norte a través de la Línea de Subtransmisión Sullana - Querecotillo en 10 kV, su sistema de Sub -Transmisión y Distribución se describe a continuación :

Línea de Sub-Transmisión Sullana - Querecotillo :

Longitud (km)	13,40
---------------	-------

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 50 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo
Red de Distribución Primaria:		
Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 25 y 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo
Red de Distribución Secundaria :		
Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 16, 10 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-1
Estado	:	Operativo

- Salitral :

El suministro eléctrico a la localidad de Salitral es a través de la Línea de Subtransmisión Sullana - Querecotillo en 10 kV, su sistema de distribución se detalla a continuación:

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Marcavelica

Cuenta con servicio eléctrico del Sistema Interconectado Centro Norte a través de la Línea de Sub - Transmisión Sullana – Querecotillo en 10 kV, su sistema de distribución se describe a continuación

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 56-2, 52-3

Estado : Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V) : 380/220

Sistema : 3 Φ , aéreo

Conductor : Cu forrado 16, 25 mm²

Postes y Crucetas : C.A.C. 8/200 kg.

Aisladores : ANSI 53-2

Estado : Operativo

- Línea Primaria 10 kV Sullana – Santa Sofia

Actualmente esta Línea Primaria proporciona servicio eléctrico a las localidades de Miraflores, Puerto Rico, Mallaritos, La Quinta, Mallares, La Golondrina, Monteron, Tangarará y Santa Sofía, su sistema de transmisión y distribución de las localidades se describe a continuación

Línea de Sub-Transmisión Sullana – Santa Sofía

Longitud (km) : 21,80

Tensión Nominal (kV) : 10 (preparado para 22,9)

Sistema : 3 Φ , aéreo

Conductor : Cu de 50 mm²

Postes y Crucetas : C.A.C. 12/300 kg.

Aisladores : ANSI 56-2, 52-3

Estado : Operativo

De las localidades mencionadas :

Redes de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV) : 10

Sistema	3 Φ , aéreo
Conductor	Cu de 35 mm ²
Postes y Crucetas	C.A.C. 12/200, 12/300 kg.
Aisladores	ANSI 56-2, 52-3
Estado	Operativo
Redes de Distribución Secundaria	
Tensión Nominal (V)	380/220
Sistema	3 Φ , aéreo
Conductor	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	ANSI 53-2
Estado	Operativo

2.4.4. Estudio del Mercado Eléctrico

a. Determinación de la Demanda Eléctrica

a.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, ya que sus resultados influyen significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución eléctrica.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

De acuerdo con los términos de referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas para el estudio de la demanda, se efectuará tomando en consideración un horizonte de proyección de (20) años.

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

El Suministro de Energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad del área del proyecto.

Se considera que la construcción de las líneas y redes de distribución se iniciará al aprobarse el financiamiento del proyecto, y serán puestas en servicio al culminarse la ejecución de las obras.

a.2 Información Empleada

Para la determinación de la demanda se ha tomado en cuenta la siguiente información

Censos nacionales, VIII de población, 1 981 - INEI.

Censos nacionales, IX de población, 1 993 - INEI.

Para los efectos de verificación y consolidación de la información consignada en los documentos citados, se coordinó con la Empresa Regional de Electricidad del Departamento, en este caso Electronoroeste S.A., su Jefatura Zonal de Sullana, Gobierno Regional y Locales e Instituciones Públicas, así mismo se visitó cada una de las localidades del área del proyecto; evaluándose además, el nivel socioeconómico de sus habitantes y el grado de desarrollo urbano de las localidades.

a.3 Evaluación de las Localidades que integran el PSE Sullana

Se han considerado las (17) localidades indicadas por el Ministerio de Energía y Minas como integrantes del PSE Sullana en su primera etapa, a (26) en su segunda etapa y a (26) en la tercera etapa, identificándolas por su tamaño, importancia y ubicación dentro del área de influencia del proyecto, a todas ellas se les ha considerado para el estudio del mercado eléctrico, así como para la configuración del sistema eléctrico que deberá implementarse.

En el Anexo A 4.1 se indican los nombres de las localidades integrantes del Pequeño Sistema Eléctrico Sullana en sus etapas.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda

b.1 Introducción

La metodología aplicada es la recomendada por la compañía consultora MONENCO, válida para localidades de menos de 20 000 habitantes, a la cual se le han realizado modificaciones en cuanto a los consumos de energía en el sector doméstico, alumbrado público, cargas especiales e industriales.

En esta metodología se analizan las siguientes estimaciones

- Proyección de la población.
- Proyección del número de viviendas.
- Proyección del número de abonados domésticos.
- Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico.
- Proyección del consumo de energía en el sector comercial.
- Proyección del consumo de energía en el sector usos generales.

- Proyección del consumo de energía en el sector industrial menor.
- Proyección del consumo de energía de alumbrado público.
- Proyección del consumo de energía de cargas especiales.
- Proyección del consumo total de energía requerida.
- Proyección de la máxima demanda de potencia requerida.

b.2 Proyección de la Población

Se ha empleado la información de población y viviendas de los censos de 1 981 y 1 993 elaborados por el INEI.

Asimismo para verificar esta información se realizó la visita en campo de las localidades integrantes del PSE Sullana.

En el Anexo A 4.1 se consignan el número de habitantes y de viviendas según los censos de 1 981 y 1 993, así como los encontrados en campo al efectuar la verificación de esta información en cada localidad.

Las tasas de crecimiento de la población calculadas sobre la base de los censos de 1981 y 1993, no guardan relación con las tasas de crecimiento normales, y se explican por las siguientes razones:

Mejores opciones para los jóvenes en las ciudades, ya sea en estudios y/o en el aspecto laboral, razón por la cual existe un desplazamiento desde sus lugares de origen a las capitales departamentales o provinciales.

- El desplazamiento de los agricultores hacia los principales caseríos, básicamente los que cuentan con caminos de acceso u otra infraestructura básica con que cuenten, con la finalidad de evacuar los productos cosechados, originando un crecimiento poblacional alto, inclusive formando nuevas localidades.

Por ello, las tasas de crecimiento poblacional que se aplican en el estudio de la demanda, se han definido tomando en cuenta el nivel de desarrollo económico de cada localidad y son las siguientes :

- Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal menor que 1% : 1.0%.
- Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal mayores de 1%: Entre 1% y 2% según evaluación en sitio.

En el Anexo A 4.1 se muestran las tasas de crecimiento demográfico hallados y las que serán aplicadas en el estudio de la demanda para cada localidad.

b.3 Proyección del número de viviendas

Con los datos de población y vivienda del año 98, se determina para todas las localidades del proyecto la relación habitantes/vivienda. Se considera que esta relación se mantendrá constante, para cada localidad, durante el periodo de análisis.

b.4 Proyección del número de abonados domésticos

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido sobre la base de las curvas de variación del coeficiente de electrificación durante el período de análisis, determinadas de acuerdo con el método de MONENCO y a la siguiente clasificación de localidades

- Tipo "A", son localidades que en el año 1 998 cuentan con una población mayor a 400 habitantes.
- Tipo "B", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 400 y mas de 200 habitantes.

- Tipo "C", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 200 habitantes.

Las curvas de coeficientes de electrificación adoptados son

- Para localidades tipo A - curva "A" del Anexo A 10.1
- Para localidades tipo B - curva "B" del Anexo A 10.1
- Para localidades tipo C - curva "C" del Anexo A 10.1

En el Anexo A 4.1 se muestra la relación de las localidades involucradas y clasificadas según el coeficiente de electrificación.

b.5 Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico

Para localidades tipo "A" se considera inicialmente un consumo de energía de 480 kWh por año, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para las localidades clasificadas como "B" se considera un consumo de energía anual de 360 kWh y que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para localidades clasificadas como "C" se considera un consumo de energía anual de 300 kWh, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad.

El consumo total en el sector doméstico es el producto del número de abonados y el consumo unitario pertinente (ver Anexo A 10.2).

b.6 Proyección del consumo de energía en el sector comercial, usos generales e industrial menor

De las localidades involucradas en el proyecto, se ha estimado que estos sectores consumirán en promedio un 10% del sector doméstico.

b.7 Proyección del consumo de energía en el sector alumbrado público

En este sector se ha considerado la iluminación de calles y plazas principales, de acuerdo al consumo de energía en este rubro reconocido por la CTE a las empresas concesionarias, el cual debe estar en el orden del 5 al 7% de la energía consumida en el sector doméstico.

Para lo cual se ha estimado un consumo unitario de energía de 20 kWh / vivienda - año y 4 380 horas de utilización anuales.

b.8 Proyección del consumo de cargas especiales

No se ha considerado cargas especiales en la zona, por no existir actualmente, y no tenerse proyectado con certeza algún tipo de gran industria.

b.9 Proyección del consumo total de energía requerida

Es la adición de los consumos de los sectores doméstico, comercial, usos generales, industrial menor, alumbrado público y cargas especiales, al cual se le aumenta en un 8% de pérdidas en distribución y en un rango del 3 al 5 % en transmisión, obteniéndose el consumo total de energía requerida.

b.10 Proyección de la Máxima Demanda de energía requerida

La Máxima Demanda es estimada en función al consumo total de energía requerida, con una estimación de las horas de utilización, de acuerdo al tipo de localidad ; así tenemos para las del tipo "A" 2 200 horas, las del tipo "B" 1 700 horas y las del tipo "C" 1 500 horas ; con un incremento linealizado en 15 horas anuales en promedio.

Las estimaciones del Mercado Eléctrico se muestran en el Anexo A 4.2.

c. Oferta de Potencia y Energía

c.1 Instalaciones Existentes

Actualmente las localidades con servicio eléctrico en el Sistema Eléctrico de Sullana, están integradas a través de Líneas Primarias en 10 kV desde la S.E. Sullana 60/10 kV-2x7MVA integrada al Sistema Interconectado Nacional, mediante la Línea de Transmisión 60 kV Piura Centro – Sullana; asimismo cuenta en su Central Térmica con 4 unidades de 2,5MVA, las cuales se encuentran operativas, sin embargo es necesaria la ampliación de la S.E. Sullana con un transformador 60/22,9/10 kV–7 MVA, que asegure el servicio continuo y de calidad a las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico de Sullana.

c.2 Balance Oferta - Demanda

La Máxima Demanda de potencia del PSE Sullana, en el año 2 000 cuando se implemente la II Etapa se estima en 2,93 MW y en el año 2 001 cuando se implemente la III Etapa se estima en 3,27 MW, siendo la proyección de potencia al año 2 018 de 5,42 MW, para todo el Pequeño Sistema Eléctrico.

Siendo el punto de alimentación, la futura Ampliación de la Subestación Sullana 60/22,9/10 kV–7MVA, desde la cual se evacuará la energía eléctrica a través de Líneas Primarias en 22,9 kV, proporcionando el servicio eléctrico a los principales caseríos del Valle del Chira, se estima que no habrá restricciones respecto a la capacidad de oferta, tanto de potencia como en energía (ver Anexo A 11.4)

2.4.5 Alternativas de Interconexión

Alternativa N°1

El Pequeño Sistema Eléctrico de Sullana, deberá ser alimentado con Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la Subestación de Sullana 60/22,9/10 kV-7MVA (ampliación), la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto; esta alternativa contempla dos (02) circuitos en 10 kV (existentes, hacia Sojo y Querecotillo), uno (01) en 22,9 kV (hacia Ventarrones) y una doble terna también en 22,9 kV (doble terna desde Sullana hasta el cruce del río Chira a la altura del caserío La Peñita, luego una terna alimentará la zona de Montecillo y la otra terna la zona fronteriza de Lancones), implementándose 192,9 km de Líneas Primarias de longitud en sus dos etapas, empleándose conductores de 25, 35 y 70 mm² de AAAC, su máxima caída de tensión es de 5,98% y ocurre en el circuito de 70 mm² AAAC que alimenta a los caseríos fronterizos.

Alternativa N°2

Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico de Sullana, a través de Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la Subestación de Sullana 60/22,9/10 kV-7MVA (ampliación), la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, consistiendo en un (01) circuito en 10 kV (existente), uno (01) en 22,9 kV hacia la zona de Ventarrones con 20,6 km de longitud, 35 mm², 3Φ, AAAC, y 25 mm², 1Φ, en las derivaciones, otro circuito en 22,9 kV hacia la zona fronteriza,

empleando secciones de 120, 95, 50 y 35 mm², 3Φ, AAAC, así como 25 mm², 1Φ, AAAC hacia las cargas menores, también deberá implementarse un circuito en 22,9 kV, por la margen izquierda del río Chira (zona de Somate y Poechos) con secciones de 35 mm², 3Φ, AAAC y 25 mm², 1Φ, AAAC para las derivaciones, en esta alternativa se tendrían que implementar 178 km de Líneas Primarias en sus dos etapas, su máxima caída de tensión ocurre en el circuito que alimenta la zona fronteriza de Lancones, con una regulación del 5,76%.

2.4.6 Evaluación Técnica

Las alternativas planteadas, para la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Sullana, son factibles técnicamente, sin embargo por razones de diseño, normas y confiabilidad, se recomienda la Alternativa N°1, ya que presenta secciones permitidas por las normas MEM/DEP, a diferencia de la segunda alternativa, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

2.4.7 Análisis de Mínimo Costo

Para la evaluación de Mínimo Costo, se ha considerado costos de inversión que emplea la DEP/MEM para este tipo de proyectos, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía comprada de acuerdo a CTE, máxima reducción de costos por pérdidas de energía y potencia, un periodo de 20 años para el horizonte de la evaluación y una tasa del 12% de descuento; la alternativa seleccionada será en términos de costos totales a valor presente (ver Anexo D4.1).

2.4.8 Evaluación Económica

La evaluación económica se ha efectuado para un horizonte de planeamiento de 20 años, y a una tasa de descuento de 12%, en la que se han considerado todos los costos y beneficios involucrados en el proyecto, los que se describen a continuación

a. Costos

Los costos que demanda el proyecto están dados básicamente por la inversión, la operación y mantenimiento y por la compra de energía.

- La inversión total del proyecto se ha detallado en le Anexo C4.1, y la suma asciende a US\$ 4 293 519,25 (II Etapa) y 1 328 098,43 (III Etapa).
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran una fracción del Costo Directo, que van del orden del 1 al 2% al inicio y al final del periodo, manteniéndose en crecimiento lineal.
- La compra de energía se obtiene aplicando la tarifa correspondiente a los valores de proyección de energía y potencia requeridos para atender la demanda de las localidades de año en año.

Para el caso del PSE Sullana, la tarifa aplicada corresponde al Sistema de Sullana - El Arenal - Paita, de acuerdo a la metodología de cálculo establecida por la Comisión de Tarifas Eléctricas. Las Tarifas utilizadas se presentan en el Anexo E.1.

b. Beneficios

Los beneficios que se prevén aportará el proyecto son

- Venta de energía a los usuarios del PSE Sullana, la que se obtiene considerando el pliego tarifario del sistema Sullana – Paita, empleando la tarifa BT5. Esta se muestra en el Anexo E.1.
- Valor Residual de las instalaciones, para las redes de distribución se ha estimado una vida útil de 20 años, por lo que este valor es cero en el último año del horizonte de planeamiento.

c. Indicadores de Rentabilidad

Los resultados de esta evaluación se presentan en el cuadro del Anexo F4.1.

Este cuadro presenta las columnas siguientes :

- (1) y (2) Que indican el número y el año del horizonte de planeamiento.
- (3) Que muestra la demanda total de energía requerida por el Proyecto.
- (4) Que muestra el monto de la inversión.
- (5) Que muestra los Costos de Operación y Mantenimiento.
- (6) Que muestra las compras de energía.
- (7) Que muestra el total de costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (8) Que muestra el consumo de energía para la venta.
- (9) Que muestra los ingresos por venta de energía
- (10) Muestra el valor residual.
- (11) En esta columna se muestra el total de beneficios del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (12) En esta columna, se muestra el flujo económico de los beneficios y costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

Los indicadores de rentabilidad económica del proyecto se resumen como sigue :

Valor Presente neto	-2 383,0 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	0,74
Tasa Interna de Retorno	1,92 %
Periodo de Recupero	Mayor de 20 años

También se ha efectuado un análisis considerando inversión cero, cuyos indicadores son

Valor Presente neto	1 654,8 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	1,31

2.4.9 Cronograma de Ejecución de Obra

El cronograma para la implementación de las obras del PSE Sullana, se muestra en el Anexo H.1.

2.4.10 Conclusiones y Recomendaciones

a. Conclusiones

- La Alternativa N°01 representa la de mínimo costo.
- Esta alternativa representa implementar el proyecto, con dos (02) nuevas líneas primarias principales en 22,9 kV-3 Φ , una en simple terna y la otra en doble terna, empleandose secciones de 25, 35 y 70 mm², AAAC, desde la S.E. Sullana 60/22,9/10 kV-7MVA (ampliación).

Es necesario el cambio del nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV, para poder transportar potencia a mayor distancia, como es el caso de este proyecto, ya que se trata de circuitos con una longitud un tanto extensa (83,7 km en el circuito que alimenta la zona fronteriza, secciones de 35 y 70

mm², AAAC y 38,3 km en el circuito en la zona de Poechos, sección de 35 mm², AAAC), asimismo permitira la adecuada operación del sistema eléctrico.

Con la implementación de este proyecto, se garantizará un servicio eléctrico continuo y confiable a todos los caseríos del valle del Chira, uno de los más fértiles del departamento de Piura.

b. Recomendaciones

- De acuerdo al análisis efectuado, los indicadores económicos muestran que el proyecto no es rentable, pero es sostenible en su operación y mantenimiento, sin embargo mejorarían sus indicadores si las redes de distribución las implementará la empresa concesionaria.
- Este proyecto, impulsará el desarrollo sostenido de la zona, la cual tiene un potencial agrícola importante y se ubica en un valle que es eje de desarrollo en el circuito Loja – Sullana – Piura (Plan Binacional Perú - Ecuador), son estas razones, las que nos conllevan a recomendar se implemente este proyecto en el corto plazo.
- Asimismo, se recomienda la promoción y asesoría en esta zona del tipo de uso que deberán dar a la energía eléctrica la población beneficiada, con el objetivo de optimizar los beneficios que se consigue al emplear la energía eléctrica en un valle tan productivo como el del Chira.

2.5 PSE SANTO DOMINGO - CHALACO

2.5.1 Introducción

a. Objetivo

El presente documento tiene por objetivo elaborar el Planeamiento Eléctrico en forma integral en la zona rural de los valles de Santo Domingo y Chalaco, en la Provincias de Morropón y Ayabaca, departamento de Piura, con la finalidad de dotar con un servicio eléctrico confiable y de calidad a las localidades ubicadas en la sierra Piurana, al norte de la ciudad de Morropón.

b. Antecedentes

En el marco del Programa de Expansión de la Frontera Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, el cual se lleva a cabo a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos; se tiene prevista la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Santo Domingo - Chalaco, el cual será alimentado con energía del Sistema Interconectado Centro Norte, desde la Nueva S.E. Morropón 60/22,9/10–7 MVA, la cual garantizará el servicio eléctrico a todos los caseríos del proyecto, impulsando de esta forma el desarrollo sostenido de la zona.

c. Alcances

El estudio comprende de los siguientes acápite

- Introducción
- Área de Influencia del Proyecto
- Evaluación de las instalaciones existentes
- Estudio y Análisis del Mercado Eléctrico

- Alternativas y Evaluación Técnica para el suministro eléctrico
- Analisis de Mínimo Costo
- Evaluación Económica

2.5.2 Área de Influencia

a. Ubicación

El área del proyecto se encuentra ubicado políticamente en el departamento de Piura, en las provincias de Morropón y Ayabaca; entre los 4°50' a 5°10' Latitud Sur y entre los 79°34' a 79°59' Longitud Oeste.

b. Clima

El ámbito del proyecto se encuentra comprendido entre los 1 000 y los 2 500 m.s.n.m., presenta un clima tempaldo, con temperaturas ambientales promedio mínima, media y máxima a la sombra de 12, 18 y 25 °C respectivamente, con precipitaciones moderadas en la época de verano, registrándose precipitación.es de gran magnitud, en los períodos en que las aguas oceánicas aumentan su temperatura normal, provocando el llamado Fenómeno del Niño.

La Topografía del terreno es accidentada, presentándose accidentes que dificulten el trabajo topográfico.

c. Vías de Acceso

A la zona del proyecto se tiene acceso a través de la Panamericana Antigua hasta la localidad de Morropón, para luego a través del camino afirmado Morropón - El Cruce y otros caminos carrozables, llegar hacia los caseríos del proyecto.

d. Actividades Económicas

La principal actividad en el área del proyecto es la agricultura, entre el 70% al 75% de la población se dedica a esta actividad, su principal producción vienen a ser productos de pan llevar; también se dedican a la ganadería en menor escala.

2.5.3 Instalaciones Existentes

Las instalaciones en la zona del proyecto son las siguientes :

- Santo Domingo

En la actualidad cuenta con servicio eléctrico desde la Central Hidroeléctrica de Santo Domingo, a través de una Línea Primaria en 10 kV, esta central dispone de los siguientes grupos hidráulicos :

Central Hidroeléctrica de Santo Domingo .

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
KUBOTA	51	50
KUBOTA	51	50

Asimismo cuenta con un CKD de 200 kW y un VOLVO PENTA de 100 kW, en estado operativo.

El sistema de distribución de la localidad presenta las siguientes características :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3Φ, aéreo
Conductor	:	Cu de 16 mm ²

Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5 y 52-3
Estado	:	Operativo
Red de Distribución Secundaria :		
Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 y 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Chalaco :

Esta localidad cuenta con energía desde la Central Hidroeléctrica de Chalaco, la cual cuenta con los siguientes grupos hidráulicos :

Central Hidroeléctrica de Chalaco :

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
KUBOTA	73	70
KUBOTA	73	70

Cabe indicar que el sistema de distribución de la localidad presenta las siguientes características :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 25 mm ²

Postes y Crucetas	:	C.A.C. 11/200, 11/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo
Red de Distribución Secundaria :		
Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-1, 53-3
Estado	:	Operativo

- Frias :

Esta localidad cuenta con energía desde la Central Hidroeléctrica de Frias de 100 kW, la cual se encuentra bajo administración de la Municipalidad Distrital de Frias y en la actualidad opera al 50% de su capacidad, por problemas hídricos.

2.5.4 Estudio del Mercado Eléctrico

a. Determinación de la Demanda Eléctrica

a.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, ya que sus resultados influyen significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución eléctrica.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

De acuerdo con los términos de referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas para el estudio de la demanda, se efectuará tomando en consideración un horizonte de proyección de (20) años.

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

El Suministro de Energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad del área del proyecto.

Se considera que la construcción de las líneas y redes de distribución se iniciará al aprobarse el financiamiento del proyecto, y serán puestas en servicio al culminarse la ejecución de las obras.

a.2 Información Empleada

Para la determinación de la demanda se ha tomado en cuenta la siguiente información

Censos nacionales, VIII de población, 1 981 - INEI.

Censos nacionales, IX de población, 1 993 - INEI.

Para los efectos de verificación y consolidación de la información consignada en los documentos citados, se coordinó con la Empresa Regional de Electricidad del Departamento, en este caso Electronoroeste S.A., Gobierno Regional y Locales e Instituciones Públicas, así mismo se

visitó cada una de las localidades del área del proyecto; evaluándose además, el nivel socioeconómico de sus habitantes y el grado de desarrollo urbano de las localidades.

a.3 Evaluación de las Localidades que integran el PSE Santo Domingo

- Chalaco

Se han considerado a (39) localidades indicadas por el Ministerio de Energía y Minas como integrantes del PSE Santo Domingo - Chalaco en su primera etapa, y (37) localidades en su segunda etapa, identificándolas por su tamaño, importancia y ubicación dentro del área de influencia del proyecto, a todas ellas se les ha considerado para el estudio del mercado eléctrico, así como para la configuración del sistema eléctrico que deberá implementarse.

En el Anexo A5.1 se indican los nombres de las localidades integrantes del Pequeño Sistema Eléctrico de Santo Domingo -Chalaco.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda

b.1 Introducción

La metodología aplicada es la recomendada por la compañía consultora MONENCO, válida para localidades de menos de 20 000 habitantes, a la cual se le han realizado modificaciones en cuanto a los consumos de energía en el sector doméstico, alumbrado público, cargas especiales e industriales.

En esta metodología se analizan las siguientes estimaciones

- Proyección de la población.
- Proyección del número de viviendas.

- Proyección del número de abonados domésticos.
- Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico.
- Proyección del consumo de energía en el sector comercial.
- Proyección del consumo de energía en el sector usos generales.
- Proyección del consumo de energía en el sector industrial menor.
- Proyección del consumo de energía de alumbrado público.
- Proyección del consumo de energía de cargas especiales.
- Proyección del consumo total de energía requerida.
- Proyección de la máxima demanda de potencia requerida.

b.2 Proyección de la Población

Se ha empleado la información de población y viviendas de los censos de 1 981 y 1 993 elaborados por el INEI.

Asimismo para verificar esta información se realizó la visita en campo de las localidades integrantes del PSE Santo Domingo - Chalaco.

En el Anexo A5.1 se consignan el número de habitantes y de viviendas según los censos de 1 981 y 1 993, así como los encontrados en campo al efectuar la verificación de esta información en cada localidad.

Las tasas de crecimiento de la población calculadas sobre la base de los censos de 1 981 y 1 993, no guardan relación con las tasas de crecimiento normales, y se explican por las siguientes razones:

Mas opciones para los jóvenes en las ciudades, ya sea en estudios y/o en el aspecto laboral, razón por la cual existe un desplazamiento desde sus localidades hasta las capitales departamentales o provinciales.

Por ello, las tasas de crecimiento poblacional que se aplican en el estudio de la demanda, se han definido tomando en cuenta el nivel de desarrollo económico de cada localidad y son las siguientes :

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal menor que 1% : 1,0%.

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal mayores de 1%: Entre 1% y 2% según evaluación en sitio.

En el Anexo A5.1 se muestran las tasas de crecimiento demográfico hallados y las que serán aplicadas en el estudio de la demanda para cada localidad.

b.3 Proyección del número de viviendas

Con los datos de población y vivienda del año 98, se determina para todas las localidades del proyecto la relación habitantes/vivienda. Se considera que esta relación se mantendrá constante, para cada localidad, durante el periodo de análisis.

b.4 Proyección del número de abonados domésticos

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido sobre la base de las curvas de variación del coeficiente de electrificación durante el período de análisis, determinadas de acuerdo con el método de MONENCO y a la siguiente clasificación de localidades

Tipo "A", son localidades que en el año 1 998 cuentan con una población mayor a 400 habitantes.

Tipo "B", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 400 y mas de 200 habitantes.

Tipo "C", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 200 habitantes.

Las curvas de coeficientes de electrificación adoptados son

- Para localidades tipo A - curva "A" del Anexo A 10.1
- Para localidades tipo B - curva "B" del Anexo A 10.1
- Para localidades tipo C - curva "C" del Anexo 10.1

En el Anexo A 5.1 se muestra la relación de las localidades involucradas y clasificadas según el coeficiente de electrificación.

b.5 Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico

Para localidades tipo "A" se considera inicialmente un consumo de energía de 480 kWh por año, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para las localidades clasificadas como "B" se considera un consumo de energía anual de 360 kWh y que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para localidades clasificadas como "C" se considera un consumo de energía anual de 300 kWh, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad.

El consumo total en el sector doméstico es el producto del número de abonados y el consumo unitario pertinente.

b.6 Proyección del consumo de energía en el sector comercial, usos generales e industrial menor

De las localidades involucradas en el proyecto, se ha estimado que estos sectores consumirán en promedio un 10% del sector doméstico.

b.7 Proyección del consumo de energía en el sector alumbrado público

En este sector se ha considerado la iluminación de calles y plazas principales, de acuerdo al consumo de energía en este rubro reconocido por la CTE a las empresas concesionarias, el cual debe estar en el orden del 5 al 7% de la energía consumida en el sector doméstico.

Para lo cual se ha estimado un consumo unitario de energía de 20 kWh / vivienda - año y 4 380 horas de utilización anuales.

b.8 Proyección del consumo de cargas especiales

No se ha considerado cargas especiales en el Proyecto del PSE Santo Domingo - Chalaco.

b.9 Proyección del consumo total de energía requerida

Es la adición de los consumos de los sectores doméstico, comercial, usos generales, industrial menor, alumbrado público y cargas especiales, al cual se le aumenta en un 8% de pérdidas en distribución y en un rango del 3 al 5 % en transmisión, obteniéndose el consumo total de energía requerida.

b.10 Proyección de la Máxima Demanda de energía requerida

La Máxima Demanda es estimada en función al consumo total de energía requerida, con una estimación de las horas de utilización, de acuerdo al tipo de localidad ; así tenemos para las del tipo "A" 2 200 horas, las del tipo "B" 1 700 horas y las del tipo "C" 1 500 horas ; con un incremento linealizado en 15 horas anuales en promedio.

Las estimaciones del Mercado Eléctrico se muestran en el Anexo A 5.2.

c. Oferta de Potencia y Energía

c.1 Instalaciones Existentes

Actualmente las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico de Santo Domingo - Chalaco, cuentan con servicio eléctrico restringido, y en el proyecto tendrán como punto de alimentación la nueva Subestación de Morropón 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual estará integrada al Sistema Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

c.2 Balance Oferta - Demanda

La Máxima Demanda de potencia del PSE Santo Domingo - Chalaco, en el año 2 000 cuando se implemente el proyecto se estima en 758,5 kW, siendo la proyección de potencia al año 2 018 de 2 091,5 kW, para todo el Pequeño Sistema Eléctrico.

El punto de alimentación eléctrica será la Nueva Subestación Morropón 60/22,9/10 kV-7MVA, desde la cual se evacuará la energía eléctrica a través de Líneas Primarias en 22,9 kV, proporcionando energía eléctrica de calidad y confiable a todas las localidades del proyecto, con lo cual no se prevé déficit en la oferta de potencia y energía (ver Anexo A 11.5).

2.5.5 Alternativas de Interconexión

Alternativa N°1

El Pequeño Sistema Eléctrico de Santo Domingo - Chalaco, deberá ser alimentado con Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto

de alimentación la futura Subestación de Morropon 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto; esta alternativa contempla un (01) circuito en 22,9 kV en simple terna hacia el cruce de la carretera a la localidad de Chalaco, implementándose 202,8 km de Líneas Primarias de longitud en sus dos etapas, empleándose conductores de 25, 35, 50, 70, 95 y 120 mm² de AAAC, su máxima caída de tensión es de 5,95%.

Alternativa N°2

Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico de Santo Domingo – Chalaco, a través de Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la futura Subestación de Morropón 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, consistiendo en una doble terna en 22,9 kV hacia la zona de El Cruce (camino a la localidad de Chalaco), con 22,1 km de longitud, 50 y 70 mm² , 3Φ, AAAC, y 25 mm² ,1Φ, en las derivaciones; desde El Cruce una terna alimentará la zona de Chalaco y Pacaipampa y la otra terna la zona de Santo Domingo y Frías, siendo un total 212,1 km de longitud en sus dos etapas, empleandose secciones de 25, 35, 50 y 70 mm² , 3Φ, AAAC , así como 25 mm² , 1Φ, AAAC hacia las cargas menores, su máxima caída de tensión ocurre en el circuito que alimenta la zona de Chalaco y Pacaipampa, con una regulación del 5,99%.

2.5.6 Evaluación Técnica

Las alternativas planteadas, para la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Santo Domingo – Chalaco, son factibles técnicamente, sin embargo por razones de diseño y optimización de la pérdidas se recomienda la Alternativa N°1, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

2.5.7 Análisis de Mínimo Costo

Para la evaluación de Mínimo Costo, se ha considerado costos de inversión que emplea la DEP/MEM para este tipo de proyectos, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía comprada de acuerdo a CTE, máxima reducción de costos por pérdidas de energía y potencia, un periodo de 20 años para el horizonte de la evaluación y una tasa del 12% de descuento; la alternativa seleccionada será en términos de costos totales a valor presente (ver Anexo D 5.1).

2.5.8 Evaluación Económica

La evaluación económica se ha efectuado para un horizonte de planeamiento de 20 años, y a una tasa de descuento de 12%, en la que se han considerado todos los costos y beneficios involucrados en el proyecto, los que se describen a continuación

a. Costos

Los costos que demanda el proyecto están dados básicamente por la inversión, la operación y mantenimiento y por la compra de energía.

- La inversión total del proyecto se ha detallado en el Anexo C5.1, la cual asciende a la suma de US\$ 3 068 244,16 (I Etapa) y 1 550 495,90 (II Etapa).
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran una fracción del Costo Directo, que van del orden del 1 al 2% al inicio y al final del periodo, manteniéndose en crecimiento lineal.
- La compra de energía se obtiene aplicando la tarifa correspondiente a los valores de proyección de energía y potencia requeridos para atender la demanda de las localidades de año en año.

Para el caso del PSE Santo Domingo - Chalaco, la tarifa aplicada corresponde al Sistema A3, de acuerdo a la metodología de cálculo establecida por la Comisión de Tarifas Eléctricas. Las Tarifas utilizadas se presentan en el Anexo E.1.

b. Beneficios

Los beneficios que se prevén aportará el proyecto son

- Venta de energía a los usuarios del PSE Santo Domingo - Chalaco, la que se obtiene considerando el pliego tarifario del Sistema A3, empleando la tarifa BT5. Esta se muestra en el Anexo E.1.
- Valor Residual de las instalaciones, para las redes de distribución se ha estimado una vida útil de 20 años, por lo que este valor es cero en el último año del horizonte de planeamiento.

c. Indicadores de Rentabilidad

Los resultados de esta evaluación se presentan en el cuadro del Anexo F5.1.

Este cuadro presenta las columnas siguientes :

- (1) y (2) Que indican el número y el año del horizonte de planeamiento.
- (3) Que muestra la demanda total de energía requerida por el Proyecto.
- (4) Que muestra el monto de la inversión.
- (5) Que muestra los Costos de Operación y Mantenimiento.
- (6) Que muestra las compras de energía.
- (7) Que muestra el total de costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (8) Que muestra el consumo de energía para la venta.
- (9) Que muestra los ingresos por venta de energía
- (10) Muestra el valor residual.
- (11) En esta columna se muestra el total de beneficios del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (12) En esta columna, se muestra el flujo económico de los beneficios y costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

Los indicadores de rentabilidad económica del proyecto se resumen como sigue :

Valor Presente neto	-2 864,4 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	0,48
Tasa Interna de Retorno	-6,97 %
Periodo de Recupero	Mayor de 20 años

También se ha efectuado un análisis considerando inversión cero, cuyos indicadores son

Valor Presente neto	416,8 miles de dólares
---------------------	------------------------

Relación Beneficio/Costo : 1,19

2.5.9 Cronograma de Ejecución de Obra

El cronograma para la implementación de las obras del PSE Sullana, se muestra en el Anexo H1.

2.5.10 Conclusiones y Recomendaciones

a. Conclusiones

- La Alternativa N°01 representa la de mínimo costo.

Esta alternativa representa implementar el proyecto, con una (01) línea primaria principal en 22,9 kV-3 ϕ , una en simple terna, empleándose secciones de 25, 35, 50, 70, 95 y 120 mm² de AAAC, desde la futura S.E. Morropón 60/22,9/10 kV-7MVA.

- Es necesario el desarrollo del proyecto con un nivel de tensión de 22,9 kV, para poder transportar potencia a mayor distancia, como es el caso de este proyecto, ya que se trata de circuitos con una longitud un tanto extensa (73,3 km en el circuito que alimenta la zona de Chalaco y Pacaipampa), asimismo permitira la adecuada operación del sistema eléctrico y la disminución de las pérdidas técnicas
- Con la implementación de este proyecto, se garantizará un servicio eléctrico continuo y confiable a todos los caseríos de la sierra de Morropón, con energía del Sistema Interconectado Nacional.

b. Recomendaciones

- De acuerdo al análisis efectuado, los indicadores económicos muestran que el proyecto no es rentable, pero es sostenible en su operación y mantenimiento, sin embargo mejorarían sus indicadores si las redes de

distribución las implementará la empresa concesionaria o los gobiernos locales.

- La implementación de este proyecto, permitirá impulsar el desarrollo sostenido de la zona, para lo cual se recomienda plantear estrategias y una adecuada promoción para el adecuado uso de la energía eléctrica.
- Asimismo, se recomienda monitorear el consumo de energía eléctrica de los caseríos de este proyecto, con el fin de contar con data histórica para otros proyectos.

2.6 PSE BAJO PIURA

2.6.1 Introducción

a. Objetivo

El presente documento tiene por objetivo elaborar el Planeamiento Eléctrico en forma integral en el valle del Bajo Piura, en las Provincias de Piura y Sechura, departamento de Piura, con la finalidad de dotar con un servicio eléctrico confiable y de calidad a las localidades ubicadas en uno de los valles mas fértiles del departamento piurano, con un clima apropiado para la agricultura, donde se observan importantes sembríos de arroz y algodón.

b. Antecedentes

En el marco del Programa de Expansión de la Frontera Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, el cual se lleva a cabo a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos; se tiene prevista la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico del Bajo Piura, el cual será alimentado con energía del Sistema Interconectado Nacional, desde la S.E. La Union 60/10kV-2x3.5MVA, S.E. Sechura 60/10 kV-7MVA y S.E. Constante 60/22,9 kV-8MVA, las cuales garantizarán el servicio eléctrico a todo el Valle del Bajo Piura y a la zona pesquera de Sechura.

Una de las principales bondades de este proyecto, es el de resolver el suministro eléctrico a la zona fronteriza del departamento de Piura, principalmente a los caseríos fronterizos ubicados en la Provincia de Sullana.

c. Alcances

El estudio comprende de los siguientes acápite

- Introducción
- Área de Influencia del Proyecto
- Evaluación de las instalaciones existentes
- Estudio y Análisis del Mercado Eléctrico
- Alternativas y Evaluación Técnica para el suministro eléctrico
- Análisis de Mínimo Costo
- Evaluación Económica

2.6.2 Área de Influencia

a. Ubicación

El área del proyecto se encuentra ubicado políticamente en el departamento de Piura, en las provincias de Piura y Sechura; entre los 5°12' a 5°35' Latitud Sur y entre los 80°36' a 80°52' Longitud Oeste.

b. Clima

El ámbito del proyecto se encuentra comprendido entre los 10 y los 70 m.s.n.m., presenta un clima muy cálido, con temperaturas ambientales promedio mínima, media y máxima a la sombra de 15, 25 y 38 °C respectivamente, con precipitaciones moderadas en la época de verano, registrándose precipitaciones de gran magnitud, en los períodos en que las aguas oceánicas aumentan su temperatura normal, provocando el llamado Fenómeno del Niño.

La Topografía del terreno es plana, sin mayores desniveles y ondulaciones; en la zona de Sechura se presenta un terreno típico de los desiertos costeños, no presentando grandes desniveles.

c. Vías de Acceso

A la zona del proyecto se tiene acceso desde la Ciudad de Piura, a través de la carretera Piura – La Union – Sechura, asimismo existen caminos asfaltados y afirmados (en regular estado de conservación) hacia todos los caseríos comprendidos en el presente proyecto.

d. Actividades Económicas

La principal actividad en el área del proyecto es la agricultura y la pesca, principalmente en la zona de Sechura, entre el 80% al 90% de la población se dedica a estas actividades, existiendo una producción importante de arroz, algodón y recursos ictiológicos en la zona de Constante, Parachique y Sechura muy apreciados en el mercado nacional e internacional (se extraen de sus caletas especies como el Mero, Pez Espada y Mariscos de todo tipo).

2.6.3 Instalaciones Existentes

En la actualidad, existe una Línea Primaria en 10 kV, 50 mm²-3Φ,Cu, en doble terna que parte de la Central Térmica de Piura hasta la localidad de Catacaos, extendiéndose la misma hasta las localidades de La Arena y La Union; asimismo existe una Línea Primaria en 10 kV, 35 mm², que evacua la energía desde la S.E. La Union 60/10 kV; cabe indicar que desde estas troncales principales se proporciona servicio eléctrico a las localidades siguientes : La Legua, Nuevo Catacaos, Simbila, Narihuala,

Pedregal Chico, Pedregal Grande, Catacaos, Molino Azul, Casarama, El Alto de Los Castillos, La Arena, Santa Rosa, Cucungara, Pozo de los Ramos, Chato Grande, Chato Chico, Laguna de los Prados, Tunape, Yapato, Tablazo, Sinchao (Tallan), Bernal, Bellavista, Rinconada, Pueblo Nuevo, Llicuar, Chancay, Onza de Oro, Santa Clara, San Cristo y Cerritos.

2.6.4 Estudio del Mercado Eléctrico

a. Determinación de la Demanda Eléctrica

a.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, ya que sus resultados influyen significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución eléctrica.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

De acuerdo con los términos de referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas para el estudio de la demanda, se efectuará tomando en consideración un horizonte de proyección de (20) años.

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

El Suministro de Energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad del área del proyecto.

Se considera que la construcción de las líneas y redes de distribución se iniciará al aprobarse el financiamiento del proyecto, y serán puestas en servicio al culminarse la ejecución de las obras.

a.2 Información Empleada

Para la determinación de la demanda se ha tomado en cuenta la siguiente información

Censos nacionales, VIII de población, 1 981 - INEI.

Censos nacionales, IX de población, 1 993 - INEI.

Para los efectos de verificación y consolidación de la información consignada en los documentos citados, se coordinó con la Empresa Regional de Electricidad del Departamento, en este caso Electronoroeste S.A., su Jefatura Zonal del Bajo Piura, Gobierno Regional y Locales e Instituciones Públicas, así mismo se visitó cada una de las localidades del área del proyecto; evaluándose además, el nivel socioeconómico de sus habitantes y el grado de desarrollo urbano de las localidades.

a.3 Evaluación de las Localidades que integran el PSE Bajo Piura

Se han considerado las (56) localidades indicadas por el Ministerio de Energía y Minas como integrantes del PSE Bajo Piura, identificándolas por su tamaño, importancia y ubicación dentro del área de influencia del proyecto, a todas ellas se les ha considerado para el estudio del mercado eléctrico, así como para la configuración del sistema eléctrico que deberá implementarse.

En el Anexo A 6.1 se indican los nombres de las localidades integrantes del Pequeño Sistema Eléctrico Bajo Piura.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda

b.1 Introducción

La metodología aplicada es la recomendada por la compañía consultora MONENCO, válida para localidades de menos de 20 000 habitantes, a la cual se le han realizado modificaciones en cuanto a los consumos de energía en el sector doméstico, alumbrado público, cargas especiales e industriales.

En esta metodología se analizan las siguientes estimaciones

- Proyección de la población.
- Proyección del número de viviendas.
- Proyección del número de abonados domésticos.
- Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico.
- Proyección del consumo de energía en el sector comercial.
- Proyección del consumo de energía en el sector usos generales.
- Proyección del consumo de energía en el sector industrial menor.
- Proyección del consumo de energía de alumbrado público.
- Proyección del consumo de energía de cargas especiales.
- Proyección del consumo total de energía requerida.
- Proyección de la máxima demanda de potencia requerida.

b.2 Proyección de la Población

Se ha empleado la información de población y viviendas de los censos de 1 981 y 1 993 elaborados por el INEI.

Asimismo para verificar esta información se realizó la visita en campo de las localidades integrantes del PSE Bajo Piura.

En el Anexo A 6.1 se consignan el número de habitantes y de viviendas según los censos de 1 981 y 1 993, así como los encontrados en campo al efectuar la verificación de esta información en cada localidad.

Las tasas de crecimiento de la población calculadas sobre la base de los censos de 1 981 y 1 993, no guardan relación con las tasas de crecimiento normales, y se explican por las siguientes razones:

Mejores opciones para los jóvenes en las ciudades, ya sea en estudios y/o en el aspecto laboral, razón por la cual existe un desplazamiento desde sus lugares de origen a las capitales departamentales o provinciales.

- El desplazamiento de los agricultores hacia los principales caseríos, básicamente los que cuentan con caminos de acceso u otra infraestructura básica con que cuenten, con la finalidad de evacuar los productos cosechados, originando un crecimiento poblacional alto, inclusive formando nuevas localidades.

Por ello, las tasas de crecimiento poblacional que se aplican en el estudio de la demanda, se han definido tomando en cuenta el nivel de desarrollo económico de cada localidad y son las siguientes :

- Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal menor que 1% : 1,0%.
- Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal mayores de 1%: Entre 1% y 2% según evaluación en sitio.

En el Anexo A 6.1 se muestran las tasas de crecimiento demográfico hallados y las que serán aplicadas en el estudio de la demanda para cada localidad.

b.3 Proyección del número de viviendas

Con los datos de población y vivienda del año 98, se determina para todas las localidades del proyecto la relación habitantes/vivienda. Se considera que esta relación se mantendrá constante, para cada localidad, durante el periodo de análisis.

b.4 Proyección del número de abonados domésticos

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido sobre la base de las curvas de variación del coeficiente de electrificación durante el período de análisis, determinadas de acuerdo con el método de MONENCO y a la siguiente clasificación de localidades

Tipo "A", son localidades que en el año 1998 cuentan con una población mayor a 400 habitantes.

Tipo "B", localidades que en 1998 cuentan con menos o igual a 400 y mas de 200 habitantes.

Tipo "C", localidades que en 1998 cuentan con menos o igual a 200 habitantes.

Las curvas de coeficientes de electrificación adoptados son

- Para localidades tipo A - curva "A" del Anexo 10.6.
- Para localidades tipo B - curva "B" del Anexo 10.6.
- Para localidades tipo C - curva "C" del Anexo 10.6.

En el Anexo A 6.1 se muestra la relación de las localidades involucradas y clasificadas según el coeficiente de electrificación.

b.5 Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico

Para localidades tipo "A" se considera inicialmente un consumo de energía de 480 kWh por año, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para las localidades clasificadas como "B" se considera un consumo de energía anual de 360 kWh y que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para localidades clasificadas como "C" se considera un consumo de energía anual de 300 kWh, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad.

El consumo total en el sector doméstico es el producto del número de abonados y el consumo unitario pertinente.

En el Anexo A 10.2 se muestra la justificación del consumo doméstico inicial.

b.6 Proyección del consumo de energía en el sector comercial, usos generales e industrial menor

De las localidades involucradas en el proyecto, se ha estimado que estos sectores consumirán en promedio un 10% del sector doméstico.

b.7 Proyección del consumo de energía en el sector alumbrado público

En este sector se ha considerado la iluminación de calles y plazas principales, de acuerdo al consumo de energía en este rubro reconocido

por la CTE a las empresas concesionarias, el cual debe estar en el orden del 5 al 7% de la energía consumida en el sector doméstico.

Para lo cual se ha estimado un consumo unitario de energía de 20 kWh / vivienda - año y 4 380 horas de utilización anuales.

b.8 Proyección del consumo de cargas especiales

No se ha considerado cargas especiales en la zona.

b.9 Proyección del consumo total de energía requerida

Es la adición de los consumos de los sectores doméstico, comercial, usos generales, industrial menor, alumbrado público y cargas especiales, al cual se le aumenta en un 8% de pérdidas en distribución y en un rango del 3 al 5 % en transmisión, obteniéndose el consumo total de energía requerida.

b.10 Proyección de la Máxima Demanda de energía requerida

La Máxima Demanda es estimada en función al consumo total de energía requerida, con una estimación de las horas de utilización, de acuerdo al tipo de localidad ; así tenemos para las del tipo "A" 2 200 horas, las del tipo "B" 1 700 horas y las del tipo "C" 1 500 horas ; con un incremento linealizado en 15 horas anuales en promedio.

Las estimaciones del Mercado Eléctrico se muestran en el Anexo A 6.2.

c. Oferta de Potencia y Energía

c.1 Instalaciones Existentes

Actualmente las localidades con servicio eléctrico en el Sistema Eléctrico del Bajo Piura, están integradas a través de Líneas Primarias en 10 kV desde las Subestaciones de La Union 60/10 kV-3,5MVA, Sechura

60/10 kV-7MVA y Constante 60/22,9 kV-8MVA integrada al Sistema Interconectada Centro Norte, mediante la Línea de Transmisión 60 kV Piura – La Union – Sechura- Constante; las cuales aseguran el servicio continuo y de calidad a las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico del Bajo Piura.

c.2 Balance Oferta - Demanda

La Máxima Demanda de potencia del PSE Bajo Piura, en el año 1 999 cuando se implemente el proyecto se estima en 3,65 MW, siendo la proyección de potencia al año 2 018 de 6,73 MW, para todo el Pequeño Sistema Eléctrico.

Teniendo como puntos de alimentación, las Subestaciones de La Union 60/10 kV–2x3,5MVA (trafo 10/22,9 kV ha ser implementado por ENOSA), la de Sechura 60/10 kV-7MVA, desde las cuales se evacuará la energía eléctrica a través de Líneas Primarias en 10 kV y 22,9 kV, asimismo desde la Subestación Constante 60/22,9kV-8MVA, proporcionando el servicio eléctrico a los principales caseríos del Valle del Bajo Piura, se estima que no habrá restricciones respecto a la capacidad de oferta, tanto de potencia como en energía (ver Anexo A 11.6).

2.6.5 Alternativas de Interconexión

Alternativa N°1

El Pequeño Sistema Eléctrico del Bajo Piura, deberá ser alimentado con Líneas y Redes Primarias en 10 y 22,9 kV, y tendrá como puntos de alimentación las Subestaciones de Piura Oeste 220/60/10 kV – 50 MVA, La Unión 60/10 kV-2x3,5 MVA (trafo 10/22,9 kV ha ser implementado por ENOSA), Sechura 60/10 kV-7 MVA, Constante 60/22,9 kV-8 MVA, las

cuales están integradas al Sistema Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto, esta alternativa contempla una línea primaria en doble terna, 70 mm² AAAC, desde la S.E. Piura Oeste en 10 kV, de 6 km de longitud, a la altura de la localidad de La Legua, para luego derivarse un circuito, 70 mm² AAAC, de 7,6 km hacia la localidad de Catacaos y otro circuito de 11,8 km de longitud, hacia la zona de Monte Castillo, la máxima caída de tensión en estos circuitos es de 5,95 y 5,93% respectivamente; asimismo se plantea una doble terna desde la S.E. La Unión en 22,9 kV, de 50 y 70 mm² AAAC, con una longitud de 12,9 km y derivaciones hacia las zonas de Casagrande y Cucungara, con 70 y 50 mm² AAAC, con 5,61% y 5,87% de caída de tensión respectivamente, también deberán implementarse los circuitos La Union – Yapato en 10 kV, 3 km de longitud, 1,52 % de caída de tensión; La Union – Becara en 10 kV, 1,9 km de longitud, 0,95% de caída de tensión; La Union – Bernal en 22,9 kV, 42,7 km de longitud, 1,68 % de caída de tensión; Sechura – Tajamar en 22,9 kV, 14,6 km de longitud, 0,31% de caída de tensión; Constante – Mataballo en 22,9 kV, 5,8 km de longitud; Constante – Parachique en 22,9 kV, 22,8 km de longitud, 2,47% de caída de tensión.

Alternativa N°2

Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico del Bajo Piura, a través de Líneas y Redes Primarias en 10 kV y 22,9 kV, y tendrá como punto de alimentación las Subestaciones de Piura Oeste 220/60/10 kV – 50 MVA, La Unión 60/10 kV-2x3,5 MVA (trafo 10/22,9 kV ha ser implementado por

ENOSA), Sechura 60/10 kV-7 MVA, Constante 60/22,9 kV-8 MVA, las cuales están integradas al SINAC, ejecutándose (01) circuito principal de 29,7 km de longitud como troncal, empleando secciones de 25, 70 y 95 mm² AAAC, hacia la zona de Catacaos y Casagrande, su máxima caída de tensión es de 6,27%; otro alimentador en 22,9 kV de 14,8 km en longitud troncal, distribuye la energía desde la S.E. La Union hacia la zona de las localidades de La Arena y Montegrande, su máxima caída de tensión es de 3,59 %.

Asimismo, se implementaran los circuitos La Union – Yapato 10 kV, 3 km de longitud, 1,52 % de caída de tensión, La Union – Becara en 10 kV, 1,9 km de longitud, 0,95% de caída de tensión; La Union – Bernal en 22,9 kV, 42,7 km de longitud, 1,68 % de caída de tensión; Sechura – Tajamar en 22,9 kV, 14,6 km de longitud, 0,31% de caída de tensión; Constante – Matacaballo en 22,9 kV, 5,8 km de longitud; Constante – Parachique en 22,9 kV, 22,8 km de longitud, 2,47% de caída de tensión.

2.6.6 Evaluación Técnica

Las alternativas planteadas, para la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico del Bajo Piura, son factibles técnicamente, sin embargo se recomienda la Alternativa N°2, ya que en el análisis de mínimo costo esta alternativa resulta la mas óptima, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

2.6.7 Análisis de Mínimo Costo

Para la evaluación de Mínimo Costo, se ha considerado costos de inversión que emplea la DEP/MEM para este tipo de proyectos, costos de

operación y mantenimiento, costo de la energía comprada de acuerdo a CTE, máxima reducción de costos por pérdidas de energía y potencia, un periodo de 20 años para el horizonte de la evaluación y una tasa del 12% de descuento; la alternativa seleccionada será en términos de costos totales a valor presente (ver Anexo D6.1).

2.6.8 Evaluación Económica

La evaluación económica se ha efectuado para un horizonte de planeamiento de 20 años, y a una tasa de descuento de 12%, en la que se han considerado todos los costos y beneficios involucrados en el proyecto, los que se describen a continuación

a. Costos

Los costos que demanda el proyecto están dados básicamente por la inversión, la operación y mantenimiento y por la compra de energía.

- La inversión total del proyecto se detalla en el Anexo C 6.1, el cual asciende a la suma de US\$ 7 862 846,01.
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran una fracción del Costo Directo, que van del orden del 1 al 2% al inicio y al final del periodo, manteniéndose en crecimiento lineal.
- La compra de energía se obtiene aplicando la tarifa correspondiente a los valores de proyección de energía y potencia requeridos para atender la demanda de las localidades de año en año.

Para el caso del PSE Bajo Piura, la tarifa aplicada corresponde al Sistema Eléctrico de Piura, que considera como subestación base a la de Piura Oeste, de acuerdo a la metodología de cálculo establecida por la

Comisión de Tarifas Eléctricas. Las Tarifas utilizadas se presentan en el Anexo E 1.

b. Beneficios

Los beneficios que se prevén aportará el proyecto son

- Venta de energía a los usuarios del PSE Bajo Piura, la que se obtiene considerando el pliego tarifario del Sistema Eléctrico de Piura, empleando la tarifa BT5. Esta se muestra en el Anexo E 1.
- Valor Residual de las instalaciones, para las redes de distribución se ha estimado una vida útil de 20 años, por lo que este valor es cero en el último año del horizonte de planeamiento.

c. Indicadores de Rentabilidad

Los resultados de esta evaluación se presentan en el cuadro del Anexo F 6.1,

Este cuadro presenta las columnas siguientes :

- (1) y (2) Que indican el número y el año del horizonte de planeamiento.
- (3) Que muestra la demanda total de energía requerida por el Proyecto.
- (4) Que muestra el monto de la inversión.
- (5) Que muestra los Costos de Operación y Mantenimiento.
- (6) Que muestra las compras de energía.
- (7) Que muestra el total de costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (8) Que muestra el consumo de energía para la venta.
- (9) Que muestra los ingresos por venta de energía
- (10) Muestra el valor residual.

(11) En esta columna se muestra el total de beneficios del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

(12) En esta columna, se muestra el flujo económico de los beneficios y costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

Los indicadores de rentabilidad económica del proyecto se resumen como sigue :

Valor Presente neto	-3 735,9 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	0,71
Tasa Interna de Retorno	0,81 %
Periodo de Recupero	Mayor de 20 años

También se ha efectuado un análisis considerando inversión cero, cuyos indicadores son

Valor Presente neto	2058,4 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	1,30

2.6.9 Cronograma de Ejecución de Obra

El cronograma para la implementación de las obras del PSE Bajo Piura, se muestra en el Anexo H 1.

2.6.10 Conclusiones y Recomendaciones

a. Conclusiones

La Alternativa N°02 representa la de mínimo costo.

Esta alternativa representa implementar circuitos principales desde las Subestaciones Piura Oeste 220/60/10 kV-50 MVA (deberá implementarse una S.E. 10/22,9 kV a cargo de ENOSA), La Unión 60/10 kV-2x3,5 MVA (trafo 10/22,9 KV ha implementarse por ENOSA), Sechura 60/10 kV-7 MVA,

Constante 60/22,9 kV-8 MVA, interconectadas la SINAC, y distribuyendo la energía ha través de líneas primarias 3 ϕ , 35, 50, 70 y 95 mm² AAAC y derivaciones monofásicas de 25 mm², AAAC, a los caseríos beneficiados del proyecto.

Es necesario el cambio de nivel de tensión de 10 kV a 22,9 kV (por parte de ENOSA) de las localidades que cuentan con servicio eléctrico, garantizando un servicio de calidad y confiable a uno de los valles mas fértiles del departamento de Piura.

Con la construcción de la Línea de Transmisión 60 kV Piura – La Union – Sechura – Constante y SS.EE., se tiene garantizado de acuerdo al balance de potencia, el servicio eléctrico para todas las localidades beneficiadas en el proyecto.

b. Recomendaciones

De acuerdo al análisis efectuado, los indicadores económicos muestran que el proyecto no es rentable, pero mejorarían sus indicadores si las redes de distribución las implementará la empresa concesionaria.

Este proyecto, presenta la bondad de sustituir energía térmica por energía del Sistema Interconectado Nacional (bondad ambientalista) y propiciara la ampliación de la frontera agrícola y el despegue del sector turismo, asimismo impulsará el desarrollo sostenido de la zona, son estas razones, las que nos conllevan a recomendar se implemente este proyecto en el corto plazo.

Asimismo, se recomienda la promoción en esta zona del tipo de uso que deberán dar a la energía eléctrica la población beneficiada, con el objeto de impulsar el desarrollo pesquero, agrario y turístico de esta zona.

2.7 PSE AYABACA

2.7.1 Introducción

a. Objetivo

El presente documento tiene por objetivo elaborar el Planeamiento Eléctrico en forma integral en la zona rural de las localidades fronterizas de la Provincia de Ayabaca, departamento de Piura, con la finalidad de dotar con un servicio eléctrico confiable y de calidad a las localidades ubicadas en esta zona de sierra del Departamento Piurano.

b. Antecedentes

En el marco del Programa de Expansión de la Frontera Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, el cual se lleva a cabo a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos; se tiene prevista la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Ayabaca, el cual será alimentado con energía de la CH Quiroz (2x1830 kW), CH Sicacate (200 kW) y del Sistema Interconectado Centro Norte, ha través de la Línea Primaria 22,9 kV Tambo Grande – Las Lomas, la cual garantizará el servicio eléctrico a todos los caseríos del proyecto, impulsando de esta forma el desarrollo sostenido de la zona.

c. Alcances

El estudio comprende de los siguientes acápite

- Introducción
- Area de Influencia del Proyecto
- Evaluación de las instalaciones existentes
- Estudio y Análisis del Mercado Eléctrico

- Trazo de ruta de la línea primaria.
- Alternativas y Evaluación Técnica para el suministro eléctrico
- Definición del Sistema Eléctrico
- Evaluación Económica

2.7.2 Area de Influencia

a. Ubicación

El área del proyecto se encuentra ubicado políticamente en el departamento de Piura, en la provincia de Ayabaca; entre los 4°20' a 4°55' Latitud Sur y entre los 79°30' a 80°15' Longitud Oeste.

b. Clima

El ámbito del proyecto se encuentra comprendido entre los 1000 y los 2500 m.s.n.m., presenta un clima templado, con temperaturas ambientales promedio mínima, media y máxima a la sombra de 12, 18 y 25 °C respectivamente, con precipitaciones moderadas en la época de verano, registrándose precipitación.es de gran magnitud, en los períodos en que las aguas oceánicas aumentan su temperatura normal, provocando el llamado Fenómeno del Niño.

La Topografía del terreno es accidentada, presentándose grandes desniveles en la zona del proyecto.

c. Vías de Acceso

A la zona del proyecto se tiene acceso a través de la carretera Piura – Tambo Grande – Las Lomas, para luego tomar un desvío hacia la localidad de Ayabaca, asimismo existen caminos carrozables para llegar hacia los caseríos del proyecto.

d. Actividades Económicas

La principal actividad en el área del proyecto es la agricultura, entre el 75% al 85% de la población se dedica a esta actividad, su principal producción vienen a ser productos de pan llevar y frutales principalmente en la zona de Las Lomas; también se dedican a la ganadería en menor escala.

2.7.3 Instalaciones Existentes

Las instalaciones en la zona del proyecto son las siguientes :

En la actualidad el PSE Ayabaca cuenta con generación hidráulica, ha través de las siguientes Centrales Hidroeléctricas, las cuales disponen de los siguientes grupos hidráulicos

Central Hidroeléctrica de Quiroz :

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
WEIR PUMP	915	800
WEIR PUMP	915	800

Central Hidroeléctrica de Sicacate :

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
MAEIR	200	180
MAEIR	200	180

- AYABACA Y SICACATE:

El sistema de distribución de las localidades presenta las siguientes características

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	22,9
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	AAAC de 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-4 y 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10 y 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	Madera Tratada de 8m
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- MONTERO :

El sistema de distribución de esta localidad presenta las siguientes características :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	22,9
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	AAAC de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.
Estado	:	Operativo

- SUYO :

El sistema de distribución de esta localidad presenta las siguientes características

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	22,9
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	AAAC de 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/200, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	AAAC 35 mm ²
Postes y Crucetas	:	Madera y Fierro de 8m.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

Asimismo, cuentan con servicio eléctrico las localidades de : Jilili, Cachaquito, Zamba, Puente Tondopa, Ambasal, Chipillico, Pte. Internacional, Paimas, La Tina, Chirinos, Oxahuay, Sicchez y Las Lomas, a través de Líneas Primarias en 22,9 kV, AAAC de 16, 25 y 50mm² , con postes de Madera Tratada, desde la CH Quiroz y desde la localidad de Tambo Grande interconectada al SICN.

2.7.4 Estudio del Mercado Eléctrico

a. Determinación de la Demanda Eléctrica

a.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, ya que sus resultados influyen significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución eléctrica.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

De acuerdo con los términos de referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas para el estudio de la demanda, se efectuará tomando en consideración un horizonte de proyección de (20) años.

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

El Suministro de Energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad del área del proyecto.

Se considera que la construcción de las líneas y redes de distribución se iniciará al aprobarse el financiamiento del proyecto, y serán puestas en servicio al culminarse la ejecución de las obras.

a.2 Información Empleada

Para la determinación de la demanda se ha tomado en cuenta la siguiente información

Censos nacionales, VIII de población, 1 981 - INEI.

Censos nacionales, IX de población, 1 993 - INEI.

Para los efectos de verificación y consolidación de la información consignada en los documentos citados, se coordinó con la Empresa Regional de Electricidad del Departamento, en este caso Electronoroeste S.A., Gobierno Regional y Locales e Instituciones Públicas, así mismo se visitó cada una de las localidades del área del proyecto; evaluándose además, el nivel socioeconómico de sus habitantes y el grado de desarrollo urbano de las localidades.

a.3 Evaluación de las Localidades que integran el PSE Ayabaca

Se han considerado a (16) localidades indicadas por el Ministerio de Energía y Minas como integrantes del PSE Ayabaca en su primera etapa, (13) en su segunda etapa, y (50) localidades en su tercera etapa, identificándolas por su tamaño, importancia y ubicación dentro del área de influencia del proyecto, a todas ellas se les ha considerado para el estudio

del mercado eléctrico, así como para la configuración del sistema eléctrico que deberá implementarse.

En el Anexo A 7.1 se indican los nombres de las localidades integrantes del Pequeño Sistema Eléctrico de Ayabaca.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda

b.1 Introducción

La metodología aplicada es la recomendada por la compañía consultora MONENCO, válida para localidades de menos de 20 000 habitantes, a la cual se le han realizado modificaciones en cuanto a los consumos de energía en el sector doméstico, alumbrado público, cargas especiales e industriales.

En esta metodología se analizan las siguientes estimaciones

- Proyección de la población.
- Proyección del número de viviendas.
- Proyección del número de abonados domésticos.
- Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico.
- Proyección del consumo de energía en el sector comercial.
- Proyección del consumo de energía en el sector usos generales.
- Proyección del consumo de energía en el sector industrial menor.
- Proyección del consumo de energía de alumbrado público.
- Proyección del consumo de energía de cargas especiales.
- Proyección del consumo total de energía requerida.
- Proyección de la máxima demanda de potencia requerida.

b.2 Proyección de la Población

Se ha empleado la información de población y viviendas de los censos de 1 981 y 1 993 elaborados por el INEI.

Asimismo para verificar esta información se realizó la visita en campo de las localidades integrantes del PSE Ayabaca.

En el Anexo A 7.1 se consignan el número de habitantes y de viviendas según los censos de 1 981 y 1 993, así como los encontrados en campo al efectuar la verificación de esta información en cada localidad.

Las tasas de crecimiento de la población calculadas sobre la base de los censos de 1 981 y 1 993, no guardan relación con las tasas de crecimiento normales, y se explican por las siguientes razones:

Mas opciones para los jóvenes en las ciudades, ya sea en estudios y/o en el aspecto laboral, razón por la cual existe un desplazamiento desde sus localidades hasta las capitales departamentales o provinciales.

Por ello, las tasas de crecimiento poblacional que se aplican en el estudio de la demanda, se han definido tomando en cuenta el nivel de desarrollo económico de cada localidad y son las siguientes :

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal menor que 1% : 1,0%.

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal mayores de 1%: Entre 1% y 2% según evaluación en sitio.

En el Anexo A 7.1 se muestran las tasas de crecimiento demográfico hallados y las que serán aplicadas en el estudio de la demanda para cada localidad.

b.3 Proyección del número de viviendas

Con los datos de población y vivienda del año 98, se determina para todas las localidades del proyecto la relación habitantes/vivienda. Se considera que esta relación se mantendrá constante, para cada localidad, durante el periodo de análisis.

b.4 Proyección del número de abonados domésticos

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido sobre la base de las curvas de variación del coeficiente de electrificación durante el período de análisis, determinadas de acuerdo con el método de MONENCO y a la siguiente clasificación de localidades

Tipo "A", son localidades que en el año 1 998 cuentan con una población mayor a 400 habitantes.

Tipo "B", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 400 y mas de 200 habitantes.

Tipo "C", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 200 habitantes.

Las curvas de coeficientes de electrificación adoptados son

- Para localidades tipo A - curva "A" del Anexo A 10.1.
- Para localidades tipo B - curva "B" del Anexo A 10.1.
- Para localidades tipo C - curva "C" del Anexo A 10.1

En el Anexo A 7.1 se muestra la relación de las localidades involucradas y clasificadas según el coeficiente de electrificación.

b.5 Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico

Para localidades tipo "A" se considera inicialmente un consumo de energía de 480 kWh por año, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para las localidades clasificadas como "B" se considera un consumo de energía anual de 360 kWh y que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para localidades clasificadas como "C" se considera un consumo de energía anual de 300 kWh, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad.

El consumo total en el sector doméstico es el producto del número de abonados y el consumo unitario pertinente.

En el Anexo A 10.2 se muestra la justificación del consumo doméstico inicial.

b.6 Proyección del consumo de energía en el sector comercial, usos generales e industrial menor

De las localidades involucradas en el proyecto, se ha estimado que estos sectores consumirán en promedio un 10% del sector doméstico.

b.7 Proyección del consumo de energía en el sector alumbrado público

En este sector se ha considerado la iluminación de calles y plazas principales, de acuerdo al consumo de energía en este rubro reconocido por la CTE a las empresas concesionarias, el cual debe estar en el orden del 5 al 7% de la energía consumida en el sector doméstico.

Para lo cual se ha estimado un consumo unitario de energía de 20 kWh / vivienda - año y 4 380 horas de utilización anuales.

b.8 Proyección del consumo de cargas especiales

No se ha considerado cargas especiales en el Proyecto del PSE Ayabaca.

b.9 Proyección del consumo total de energía requerida

Es la adición de los consumos de los sectores doméstico, comercial, usos generales, industrial menor, alumbrado público y cargas especiales, al cual se le aumenta en un 8% de pérdidas en distribución y en un rango del 3 al 5 % en transmisión, obteniéndose el consumo total de energía requerida.

b.10 Proyección de la Máxima Demanda de energía requerida

La Máxima Demanda es estimada en función al consumo total de energía requerida, con una estimación de las horas de utilización, de acuerdo al tipo de localidad ; así tenemos para las del tipo "A" 2 200 horas, las del tipo "B" 1 700 horas y las del tipo "C" 1500 horas ; con un incremento linealizado en 15 horas anuales en promedio.

c. Oferta de Potencia y Energía

c.1 Instalaciones Existentes

Actualmente las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico de Ayabaca, cuentan con servicio eléctrico desde las Centrales Hidroeléctricas de Quiroz (1 600 kW) y Sicacate (800 kW); asimismo, el PSE Ayabaca se encuentra interconectado (provisionalmente) al SINAC, a través de la Línea

Primaria 22.9 kV Tambo Grande – Las Lomas, la cual transporta la energía desde la S.E. Chulucanas 60/22,9/10 kV – 7MVA.

c.2 Balance Oferta - Demanda

La Máxima Demanda de potencia del PSE Ayabaca, en el año 2 000 cuando se implemente el proyecto se estima en 1 087,2 kW, siendo la proyección de potencia al año 2 018 de 2922,1 kW, para todo el Pequeño Sistema Eléctrico.

Los puntos de alimentación eléctrica hacia las localidades beneficiadas en el presente proyecto, serán derivaciones de los circuitos principales en 22.9 kV, de los cuales serán reforzados en algunos tramos, como es el caso desde la CH Quiroz hacia la localidad de Ayabaca.; asimismo de requerirse mayor potencia para la atención del presente sistema, será necesario ampliar la CH Quiroz, tal como se indica en el cuadro de Balance Oferta – Demanda, garantizando de esta manera el servicio de energía eléctrica de calidad y confiable a todas las localidades del proyecto.

2.7.5. Alternativas de Interconexión

Alternativa N°1

El Pequeño Sistema Eléctrico de Ayabaca, deberá ser alimentado con Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV, trifásicas con neutro corrido y tendrá como puntos de alimentación a las Centrales Hidroeléctricas de Quiroz (1,66 MW) y Sicacate (0,4 MW), así como de la futura CH Lanchipampa (0,8 MW), operando el PSE como un sistema aislado, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto, esta alternativa contempla la implementación de 13,6 km de

conductor AAAC 25 mm² en la zona de Sicacate, así como 7,4 km de 35 mm² AAAC en la zona de Cacacturo, 12,5 km de 70 mm² AAAC en la zona de San Joaquin en la II Etapa de implementación del proyecto, asimismo serán implementados 53,1km de 25 mm² AAAC, 2,1 km de 35 mm² AAAC y 19,6 km de 50 mm² AAAC en la zona de Espíndola, también 35,6 km de 25 mm² AAAC, 2 km de 35 mm² AAAC, 3,4 km de 50 mm² AAAC, 6,9 km de 70 mm² AAAC en la zona de los caseríos El Puente, Muleros y Surpampa, respectivamente, en el marco de la III Etapa de implementación del proyecto. Cabe indicar, que en esta alternativa el nivel de pérdidas estaría en un 2,2% y el perfil de tensiones estaría en 4,7% en la barra mas critica.

Alternativa N°2

Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico de Ayabaca, a través de Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV, trifásicas con neutro corrido, y tendrá como punto de alimentación las Centrales Hidroeléctricas de Quiroz (1,66 MW) y la Ampliación de la CH Sicacate (1,6 MW), operando los Sistemas Eléctricos Aisladamente, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto, esta alternativa contempla la operación aislada de la CH Quiroz, implementándose de 7,4 km de 35 mm² AAAC en la zona de Cacacturo, 12,5 km de 70 mm² AAAC en la zona de San Joaquín en la II Etapa de implementación del proyecto, así como también 35,6 km de 25 mm² AAAC, 2 km de 35 mm² AAAC, 3,4 km de 50 mm² AAAC, 6,9 km de 70 mm² AAAC en la zona de los caseríos El Puente, Muleros y Surpampa, respectivamente, en el marco de la III Etapa

de implementación del proyecto. De otro lado, se plantea la operación aislada de la CH Sicacate (Ampliada a 1,6 MW), a fin de obtener un servicio confiable y de calidad a las localidades del proyecto, para lo cual es necesario implementar 13,6 km de conductor AAAC 25 mm² en la zona de Sicacate, en la II Etapa de implementación del proyecto, asimismo serán implementados 53,1km de 25 mm² AAAC, 2,1 km de 35 mm² AAAC y 19,6 km de 50 mm² AAAC en la zona de Espíndola, en el marco de la III Etapa de implementación del proyecto. Cabe indicar, que en esta alternativa el nivel de pérdidas estaría en un 2,8% (entre los sistemas de Quiroz y Sicacate) y el perfil de tensiones estaría de acuerdo a los cálculos en 4,7% y 2,9% en las barras mas críticas de los Sistemas de Quiroz y Sicacate respectivamente.

2.7.6 Evaluación Técnica

Las alternativas planteadas, para la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Ayabaca, son factibles técnicamente, sin embargo por razones operativas y económicas, se recomienda la Alternativa N°1, ya que tendrá una caída de tensión razonable para su adecuada operación, y garantizará un suministro eléctrico continuo, de calidad y confiable a todas las localidades del proyecto.

2.7.7 Análisis de Mínimo Costo

Para la evaluación de Mínimo Costo, se ha considerado costos de inversión que emplea la DEP/MEM para este tipo de proyectos, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía comprada de acuerdo a CTE, máxima reducción de costos por pérdidas de energía y potencia, un periodo de 20

años para el horizonte de la evaluación y una tasa del 12% de descuento; la alternativa seleccionada será en términos de costos totales a valor presente (ver Anexo D7.1).

2.7.8 Evaluación Económica

La evaluación económica se ha efectuado para un horizonte de planeamiento de 20 años, y a una tasa de descuento de 12%, en la que se han considerado todos los costos y beneficios involucrados en el proyecto, los que se describen a continuación

a. Costos

Los costos que demanda el proyecto están dados básicamente por la inversión, la operación y mantenimiento y por la compra de energía.

- La inversión total del proyecto se detalla en el Anexo C7.1 y el cual asciende a la suma de US\$ 1 164 433 en la II Etapa y US\$ 2 509 849 en la III Etapa.
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran una fracción del Costo Directo, que van del orden del 1 al 2% al inicio y al final del periodo, manteniéndose en crecimiento lineal.
- La compra de energía se obtiene aplicando la tarifa correspondiente a los valores de proyección de energía y potencia requeridos para atender la demanda de las localidades de año en año.

Para el caso del PSE Ayabaca, la tarifa aplicada corresponde a un Sistema Aislado, de acuerdo a la metodología de cálculo establecida por la Comisión de Tarifas Eléctricas. Las Tarifas utilizadas se presentan en el Anexo E.1.

b. Beneficios

Los beneficios que se prevén aportará el proyecto son

- Venta de energía a los usuarios del PSE Ayabaca, la que se obtiene considerando el pliego tarifario del Sistema Ayabaca, empleando la tarifa BT5. Esta se muestra en el Anexo E.1.
- Valor Residual de las instalaciones, para las redes de distribución se ha estimado una vida útil de 20 años, por lo que este valor es cero en el último año del horizonte de planeamiento.

c. Indicadores de Rentabilidad

Los resultados de esta evaluación se presentan en el cuadro del Anexo F7.1.

Este cuadro presenta las columnas siguientes :

- (1) y (2) Que indican el número y el año del horizonte de planeamiento.
- (3) Que muestra la demanda total de energía requerida por el Proyecto.
- (4) Que muestra el monto de la inversión.
- (5) Que muestra los Costos de Operación y Mantenimiento.
- (6) Que muestra las compras de energía.
- (7) Que muestra el total de costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (8) Que muestra el consumo de energía para la venta.
- (9) Que muestra los ingresos por venta de energía
- (10) Muestra el valor residual.
- (11) En esta columna se muestra el total de beneficios del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

(12) En esta columna, se muestra el flujo económico de los beneficios y costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

Los indicadores de rentabilidad económica del proyecto se resumen como sigue :

Valor Presente neto	:	-2 491,8 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	:	0,60
Tasa Interna de Retorno	:	-1,98 %
Periodo de Recupero	:	Mayor de 20 años

También se ha efectuado un análisis considerando inversión cero, cuyos indicadores son :

Valor Presente neto	:	913,6 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	:	1,32

2.7.9 Cronograma de Ejecución de Obra

El cronograma para la implementación de las obras del PSE Ayabaca, se muestra en el Anexo H 1.

2.7.10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

a. Conclusiones

- La Alternativa N°01 representa la de mínimo costo.
- Esta alternativa representa implementar un circuito de enlace entre las Centrales Hidroeléctricas de Quiroz y Sicacate, con la proyectada CH Lanchipampa, así como líneas primarias en 22,9 kV-3 Φ con neutro corrido, hacia las localidades del proyecto empleando 70,50, 35 y 25 mm² AAAC en simple terna.

Es necesario el empleo de 22,9 kV como nivel de tensión para las localidades del proyecto, a fin de estandarizar equipos y materiales, así como garantizar un servicio de calidad y confiable a la zona fronteriza del departamento de Piura.

Con la implementación de este proyecto, se estará sustituyendo la generación térmica existente en algunas pequeñas localidades, garantizando la confiabilidad del servicio y el medio ambiente de la zona.

b. Recomendaciones

- De acuerdo al análisis efectuado, los indicadores económicos muestran que el proyecto no es rentable, pero mejorarían sus indicadores si las redes de distribución las implementará la empresa concesionaria y la línea primaria la DEP/MEM.

Este proyecto, presenta la bondad de sustituir energía térmica por energía hidráulica (bondad ambientalista), el cual debe fomentarse ya que impulsará el desarrollo sostenido de esta zona fronteriza, mejorando el nivel de vida de su población.

- Asimismo, se recomienda la promoción en esta zona del tipo de uso que deberán dar a la energía eléctrica la población beneficiada, principalmente en el sector Agricultura, por ser la principal actividad económica de la zona.

2.8 PSE HUANCABAMBA

2.8.1 Introducción

a. Objetivo

El presente documento tiene por objetivo elaborar el Planeamiento Eléctrico en forma integral en la zona rural de la provincia de Huancabamba, en la Provincia de Huancabamba, departamento de Piura, con la finalidad de dotar con un servicio eléctrico confiable y de calidad a las localidades ubicadas en la Sierra Piurana de Huancabamba.

b. Antecedentes

En el marco del Programa de Expansión de la Frontera Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, el cual se lleva a cabo a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos; se tiene prevista la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Huancabamba, el cual será alimentado con energía del Sistema Interconectado Centro Norte, desde la Nueva S.E. Loma Larga 60/22,9/10 kV–7 MVA, la cual garantizará el servicio eléctrico a todos los caseríos del proyecto, impulsando de esta forma el desarrollo sostenido de la zona.

c. Alcances

El estudio comprende de los siguientes acápite

- Introducción
- Área de Influencia del Proyecto
- Evaluación de las instalaciones existentes
- Estudio y Análisis del Mercado Eléctrico
- Alternativas y Evaluación Técnica para el suministro eléctrico

- Análisis de Mínimo Costo
- Evaluación Económica

2.8.2 Área de Influencia

a. Ubicación

El área del proyecto se encuentra ubicado políticamente en el departamento de Piura, en la provincia de Huancabamba; entre los 5°4' a 5°23' Latitud Sur y entre los 79°22' a 79°31' Longitud Oeste.

b. Clima

El ámbito del proyecto se encuentra comprendido entre los 1 500 y los 2 000 m.s.n.m., presenta un clima muy templado, con temperaturas ambientales promedio mínima, media y máxima a la sombra de 14, 20 y 24 °C respectivamente, con precipitaciones moderadas en la época de verano, registrándose precipitaciones de gran magnitud, en los períodos en que las aguas oceánicas aumentan su temperatura normal, provocando el llamado Fenómeno del Niño.

La Topografía del terreno es accidentada ya que para llegar a la zona del proyecto se tiene que atravesar la cordillera.

c. Vías de Acceso

A la zona del proyecto se tiene acceso desde la Ciudad de Piura, a través de la carretera Piura – Morropón – Huancabamba, atravesando la cordillera desde la localidad de Canchaque hasta Huancabamba a través de un camino carrozable.

d. Actividades Económicas

La principal actividad en el área del proyecto es la agricultura, entre el

80% al 90% de la población se dedica a esta actividad, asimismo en menor proporción a la ganadería.

Cabe indicar que en esta zona se ubican las famosas Lagunas de las Huaringas, muy frecuentada por turistas.

2.8.3 Instalaciones Existentes

Las instalaciones en la zona del proyecto son las siguientes :

- Huancabamba

En la actualidad cuenta con servicio eléctrico desde su Central Hidroeléctrica y Térmica, a través de una Línea Primaria en 10 kV, estas centrales disponen de los siguientes grupos :

Central Hidroeléctrica de Huancabamba .

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
KUBOTA	73	65
KUBOTA	73	65

Central Térmica de Huancabamba :

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
CATERPILLAR	600	450
LISTER	72	50
CKD	220	200

El sistema de distribución de la localidad presenta las siguientes características:

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C.12/300,12/400,11/300,11/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5 y 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Canchaque :

Esta localidad tiene servicio a través de su Central Hidroeléctrica y Térmica, la cual cuenta con los siguientes grupos :

Central Hidroeléctrica de Canchaque :

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
KUBOTA	93	65

Central Térmica de Canchaque

Marca	Pot. Instalada (kW)	Pot. Efectiva (kW)
VOLVO PENTA	150	100
VOLVO PENTA	100	80

Cabe indicar que el Sistema de Transmisión y Distribución de la localidad de Canchaque presenta las siguientes características :

Línea de Sub-Transmisión Canchaque – Palambra – El Faique :

Longitud (km)	:	3,1
Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
---------------------	---	---------

Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- Palambla :

En la actualidad cuenta con servicio eléctrico desde el Sistema Eléctrico Canchaque – Palambla – El Faique, su sistema de distribución presenta las siguientes características :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 10, 16mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

- San Miguel de El Faique

También cuenta con servicio eléctrico desde el Sistema Eléctrico de Canchaque – Palambla – El Faique, su sistema de distribución presenta las siguientes características :

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	:	10
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu de 16 mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 12/300, 12/400 kg.
Aisladores	:	ANSI 55-5, 52-3
Estado	:	Operativo

Red de Distribución Secundaria :

Tensión Nominal (V)	:	380/220
Sistema	:	3 Φ , aéreo
Conductor	:	Cu forrado 16mm ²
Postes y Crucetas	:	C.A.C. 8/200 kg.
Aisladores	:	ANSI 53-2
Estado	:	Operativo

2.8.4 Estudio del Mercado Eléctrico

a. Determinación de la Demanda Eléctrica

a.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, ya que sus resultados influyen significativamente en el

dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución eléctrica.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

De acuerdo con los términos de referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas para el estudio de la demanda, se efectuará tomando en consideración un horizonte de proyección de (20) años.

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

El Suministro de Energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad del área del proyecto.

Se considera que la construcción de las líneas y redes de distribución se iniciará al aprobarse el financiamiento del proyecto, y serán puestas en servicio al culminarse la ejecución de las obras.

a.2 Información Empleada

Para la determinación de la demanda se ha tomado en cuenta la siguiente información

Censos nacionales, VIII de población, 1 981 - INEI.

Censos nacionales, IX de población, 1 993 - INEI.

Para los efectos de verificación y consolidación de la información consignada en los documentos citados, se coordino con la Empresa

Regional de Electricidad del Departamento, en este caso Electronoroeste S.A., Gobierno Regional y Locales e Instituciones Públicas, así mismo se visitó cada una de las localidades del área del proyecto; evaluándose además, el nivel socioeconómico de sus habitantes y el grado de desarrollo urbano de las localidades.

a.3 Evaluación de las Localidades que integran el PSE Huancabamba

Se han considerado las (27) localidades indicadas por el Ministerio de Energía y Minas como integrantes del PSE Huancabamba en su única etapa, identificándolas por su tamaño, importancia y ubicación dentro del área de influencia del proyecto, a todas ellas se les ha considerado para el estudio del mercado eléctrico, así como para la configuración del sistema eléctrico que deberá implementarse.

En el Anexo A 8.1 se indican los nombres de las localidades integrantes del Pequeño Sistema Eléctrico de Huancabamba.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda

b.1 Introducción

La metodología aplicada es la recomendada por la compañía consultora MONENCO, válida para localidades de menos de 20 000 habitantes, a la cual se le han realizado modificaciones en cuanto a los consumos de energía en el sector doméstico, alumbrado público, cargas especiales e industriales.

En esta metodología se analizan las siguientes estimaciones :

- Proyección de la población.
- Proyección del número de viviendas.

- Proyección del número de abonados domésticos.
- Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico.
- Proyección del consumo de energía en el sector comercial.
- Proyección del consumo de energía en el sector usos generales.
- Proyección del consumo de energía en el sector industrial menor.
- Proyección del consumo de energía de alumbrado público.
- Proyección del consumo de energía de cargas especiales.
- Proyección del consumo total de energía requerida.
- Proyección de la máxima demanda de potencia requerida.

b.2 Proyección de la Población

Se ha empleado la información de población y viviendas de los censos de 1 981 y 1 993 elaborados por el INEI.

Asimismo para verificar esta información se realizó la visita en campo de las localidades integrantes del PSE Máncora.

En el Anexo A 8.1 se consignan el número de habitantes y de viviendas según los censos de 1 981 y 1 993, así como los encontrados en campo al efectuar la verificación de esta información en cada localidad.

Las tasas de crecimiento de la población calculadas sobre la base de los censos de 1 981 y 1 993, no guardan relación con las tasas de crecimiento normales, y se explican por las siguientes razones:

- Mas opciones para los jóvenes en las ciudades, ya sea en estudios y/o en el aspecto laboral, razón por la cual existe un desplazamiento desde sus localidades hasta las capitales departamentales o provinciales.

Por ello, las tasas de crecimiento poblacional que se aplican en el estudio de la demanda, se han definido tomando en cuenta el nivel de desarrollo económico de cada localidad y son las siguientes :

- Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal menor que 1% : 1,0%.

- Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal mayores de 1%: Entre 1% y 2% según evaluación en sitio.

En el Anexo A 8.1 se muestran las tasas de crecimiento demográfico hallados y las que serán aplicadas en el estudio de la demanda para cada localidad.

b.3 Proyección del número de viviendas

Con los datos de población y vivienda del año 98, se determina para todas las localidades del proyecto la relación habitantes/vivienda. Se considera que esta relación se mantendrá constante, para cada localidad, durante el periodo de análisis.

b.4 Proyección del número de abonados domésticos

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido sobre la base de las curvas de variación del coeficiente de electrificación durante el período de análisis, determinadas de acuerdo con el método de MONENCO y a la siguiente clasificación de localidades

Tipo "A", son localidades que en el año 1 998 cuentan con una población mayor a 400 habitantes.

Tipo "B", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 400 y mas de 200 habitantes.

Tipo "C", localidades que en 1998 cuentan con menos o igual a 200 habitantes.

Las curvas de coeficientes de electrificación adoptados son

- Para localidades tipo A - curva "A" del Anexo A 10.1.
- Para localidades tipo B - curva "B" del Anexo A 10.1.
- Para localidades tipo C - curva "C" del Anexo A 10.1.

En el Anexo A 8.1 se muestra la relación de las localidades involucradas y clasificadas según el coeficiente de electrificación.

b.5 Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico

Para localidades tipo "A" se considera inicialmente un consumo de energía de 480 kWh por año, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para las localidades clasificadas como "B" se considera un consumo de energía anual de 360 kWh y que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para localidades clasificadas como "C" se considera un consumo de energía anual de 300 kWh, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad.

El consumo total en el sector doméstico es el producto del número de abonados y el consumo unitario pertinente.

b.6 Proyección del consumo de energía en el sector comercial, usos generales e industrial menor

De las localidades involucradas en el proyecto, se ha estimado que estos sectores consumirán en promedio un 10% del sector doméstico.

b.7 Proyección del consumo de energía en el sector alumbrado público

En este sector se ha considerado la iluminación de calles y plazas principales, de acuerdo al consumo de energía en este rubro reconocido por la CTE a las empresas concesionarias, el cual debe estar en el orden del 5 al 7% de la energía consumida en el sector doméstico.

Para lo cual se ha estimado un consumo unitario de energía de 20 kWh / vivienda - año y 4 380 horas de utilización anuales.

b.8 Proyección del consumo de cargas especiales

No se ha considerado cargas especiales en el Proyecto del PSE Huancabamba.

b.9 Proyección del consumo total de energía requerida

Es la adición de los consumos de los sectores doméstico, comercial, usos generales, industrial menor, alumbrado público y cargas especiales, al cual se le aumenta en un 8% de pérdidas en distribución y en un rango del 3 al 5 % en transmisión, obteniéndose el consumo total de energía requerida.

b.10 Proyección de la Máxima Demanda de energía requerida

La Máxima Demanda es estimada en función al consumo total de energía requerida, con una estimación de las horas de utilización, de acuerdo al tipo de localidad ; así tenemos para las del tipo "A" 2 200 horas, las del tipo "B" 1 700 horas y las del tipo "C" 1 500 horas ; con un incremento linealizado en 15 horas anuales en promedio.

Las estimaciones del Mercado Eléctrico se muestran en el Anexo A 8.2.

c. Oferta de Potencia y Energía

c.1 Instalaciones Existentes

Actualmente las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico de Huancabamba, se encuentran aisladas del SICN, y en el marco del proyecto tendrán como punto de alimentación la nueva Subestación de Loma Larga 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual estará integrada al Sistema Interconectado Centro Norte, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

c.2 Balance Oferta - Demanda

La Máxima Demanda de potencia del PSE Huancabamba, en el año 2000 cuando se implemente el proyecto se estima en 978,7 kW, siendo la proyección de potencia al año 2019 de 1 719,6 kW, para todo el Pequeño Sistema Eléctrico.

El punto de alimentación eléctrica será la Nueva Subestación Loma Larga 60/22,9/10 kV–7MVA, desde la cual se evacuará la energía eléctrica a través de Líneas Primarias en 22.9 kV, proporcionando energía eléctrica de calidad y confiable a todas las localidades del proyecto, con lo cual no se prevé déficit en la oferta de potencia y energía (ver Anexo A 11.8).

2.8.5 Alternativas de Interconexión

Alternativa N°1

Consiste en alimentar al Pequeño Sistema Eléctrico de Huancabamba, deberá ser alimentado con Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá

como punto de alimentación la futura Subestación de Loma Larga 60/22,9/10kV-7MVA, la cual esta integrada al Sistema Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto, esta alternativa contempla un (01) circuito en 22,9 kV de 91,7 km de longitud, desde la S.E. de Loma Larga hacia la localidad de Huancabamba, con derivaciones monofásicas hacia las cargas menores, empleandose conductores de 35, 50 y 95 mm², su máxima caída de tensión es de 2,84%, para el cual es necesario instalar un regulador de tension en la localidad de Cashacoto, ya que de no ser así se tendría una caída de tensión en el punto crítico de 7,73% de acuerdo a los cálculos realizados.

Alternativa N°2

Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico de Huancabamba, a través de Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la proyectada Subestación de Loma Larga 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual estará integrada al Sistema Interconectado Nacional, ejecutándose un (01) circuito principal de 85,1 km de longitud hacia el valle de Huancabamba con 25, 50, 70 y 95 mm², 3 Φ , AAAC y derivaciones 1 Φ hacia las cargas menores, su máxima caída de tensión es de 1,39%; cabe indicar que para obtener esta regulación es necesario instalar un regulador de tensión en la localidad de Paraimarco Bajo, ya que en el punto crítico la caída de tensión estaría en 6,95%.

2.8.6 Evaluación Técnica

Las alternativas planteadas, para la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Huancabamba, son factibles técnicamente, sin embargo la implementación de la Alternativa N°1, garantiza un suministro eléctrico continuo y confiable por topología a la carga principal de este proyecto, el cual es la localidad de Huancabamba, así como también a todos los caseríos del proyecto.

2.8.7 Análisis de Mínimo Costo

Para la evaluación de Mínimo Costo, se ha considerado costos de inversión que emplea la DEP/MEM para este tipo de proyectos, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía comprada de acuerdo a CTE, máxima reducción de costos por pérdidas de energía y potencia, un periodo de 20 años para el horizonte de la evaluación y una tasa del 12% de descuento; la alternativa seleccionada será en términos de costos totales a valor presente (ver Anexo D 8.1 y 8.2).

2.8.8 Evaluación Económica

La evaluación económica se ha efectuado para un horizonte de planeamiento de 20 años, y a una tasa de descuento de 12%, en la que se han considerado todos los costos y beneficios involucrados en el proyecto, los que se describen a continuación

a. Costos

Los costos que demanda el proyecto están dados básicamente por la inversión, la operación y mantenimiento y por la compra de energía.

- La inversión total del proyecto se detalla en el Anexo C 8.1 y el cual asciende a la suma de US\$ 2 856 384,72 .
- Los costos de operación y mantenimiento se consideran una fracción del Costo Directo, que van del orden del 1 al 2% al inicio y al final del periodo, manteniéndose en crecimiento lineal.
- La compra de energía se obtiene aplicando la tarifa correspondiente a los valores de proyección de energía y potencia requeridos para atender la demanda de las localidades de año en año.

Para el caso del PSE Huancabamba, la tarifa aplicada corresponde al Sistema Aislado A3, de acuerdo a la metodología de cálculo establecida por la Comisión de Tarifas Eléctricas. Las Tarifas utilizadas se presentan en el Anexo E 1.

b. Beneficios

Los beneficios que se prevén aportará el proyecto son

- Venta de energía a los usuarios del PSE Huancabamba, la que se obtiene considerando el pliego tarifario del Sistema Aislado A3, empleando la tarifa BT5. Esta se muestra en el Anexo E 1.
- Valor Residual de las instalaciones, para las redes de distribución se ha estimado una vida útil de 20 años, por lo que este valor es cero en el último año del horizonte de planeamiento.

c. Indicadores de Rentabilidad

Los resultados de esta evaluación se presentan en el cuadro del Anexo F 8.1.

Este cuadro presenta las columnas siguientes :

- (1) y (2) Que indican el número y el año del horizonte de planeamiento.
- (3) Que muestra la demanda total de energía requerida por el Proyecto.
- (4) Que muestra el monto de la inversión.
- (5) Que muestra los Costos de Operación y Mantenimiento.
- (6) Que muestra las compras de energía.
- (7) Que muestra el total de costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (8) Que muestra el consumo de energía para la venta.
- (9) Que muestra los ingresos por venta de energía
- (10) Muestra el valor residual.
- (11) En esta columna se muestra el total de beneficios del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (12) En esta columna, se muestra el flujo económico de los beneficios y costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

Los indicadores de rentabilidad económica del proyecto se resumen como sigue :

Valor Presente neto	:	-1 045,6 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	:	0,80
Tasa Interna de Retorno	:	4,01 %
Periodo de Recupero	:	Mayor de 20 años

También se ha efectuado un análisis considerando inversión cero, cuyos indicadores son :

Valor Presente neto	:	1 059,3 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	:	1,35

2.8.9 Cronograma de Ejecución de Obra

El cronograma para la implementación de las obras del PSE Huancabamba, se muestra en el Anexo H 1.

2.8.10 Conclusiones y Recomendaciones

a. Conclusiones

- De las Alternativas planteadas la N°01 representa la de mínimo costo, es la más factible técnica y económicamente.

Esta alternativa representa implementar un (01) circuito principal desde la futura S.E. Loma Larga 60/22,9/10 kV-7MVA, hacia la localidad de Huancabamba, con líneas primarias en 22,9 kV-3 Φ , de 35, 50 y 95 mm², AAAC, así como la instalación de un regulador de tensión 22,9 - 1,7MVA en la localidad de Cashacoto.

Es necesario invertir US \$ 2 856 384,72 para la implementación integral del proyecto PSE Huancabamba (81,4 km de líneas primarias), el cual beneficiara a una población superior a los 21 000 habitantes de 27 localidades en el valle del Huancabamba.

Con la implementación del PSE Huancabamba, se tiene garantizado un servicio eléctrico continuo y confiable, a una de las zonas más pobres del departamento de Piura.

b. Recomendaciones

- De acuerdo al análisis efectuado, los indicadores económicos muestran que el proyecto no es rentable, pero cubre sus costos operación y mantenimiento.

Implementar el PSE Huancabamba, dotando a los caseríos beneficiados de un servicio eléctrico continuo y confiable, incorporando al Sistema Interconectado Nacional a una de las zonas mas empobrecidas y convulsionadas del departamento de Piura, el cual presenta un potencial turístico y ecológico que impulsará el desarrollo sostenido de la zona.

Asimismo, se recomienda una promoción intensiva en esta zona del tipo de uso que deberán dar a la energía eléctrica la población beneficiada, con el objeto de impulsar el desarrollo agrícola y turístico de esta zona.

2.9 PSE HUARMACA

2.9.1 Introducción

a. Objetivo

El presente documento tiene por objetivo elaborar el Planeamiento Eléctrico en forma integral en la zona rural sur de la provincia de Huancabamba, en la Provincia de Huancabamba, departamento de Piura, con la finalidad de dotar con un servicio eléctrico confiable y de calidad a las localidades ubicadas en la Sierra Piurana de Huarmaca, una de las más deprimidas del departamento de Piura.

b. Antecedentes

En el marco del Programa de Expansión de la Frontera Eléctrica del Ministerio de Energía y Minas, el cual se lleva a cabo a través de la Dirección Ejecutiva de Proyectos; se tiene prevista la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Huarmaca, el cual será alimentado con energía del Sistema Interconectado Centro Norte, desde la Nueva S.E. Loma Larga 60/22,9/10 kV-7 MVA, la cual garantizará el servicio eléctrico a todos los caseríos del proyecto, impulsando de esta forma el desarrollo sostenido de la zona.

c. Alcances

El estudio comprende de los siguientes acápite

- Introducción
- Área de Influencia del Proyecto
- Evaluación de las instalaciones existentes
- Estudio y Análisis del Mercado Eléctrico

- Alternativas y Evaluación Técnica para el suministro eléctrico
- Análisis de Mínimo Costo
- Evaluación Económica

2.9.2 Área de Influencia

a. Ubicación

El área del proyecto se encuentra ubicado políticamente en el departamento de Piura, en la provincia de Huancabamba; entre los 5°30' a 5°41' Latitud Sur y entre los 79°26' a 79°38' Longitud Oeste.

b. Clima

El ámbito del proyecto se encuentra comprendido entre los 1 500 y los 2 000 m.s.n.m., presenta un clima frío, con temperaturas ambientales promedio mínima, media y máxima a la sombra de 12, 15 y 18 °C respectivamente, con precipitaciones moderadas en la época de verano, registrándose precipitaciones de gran magnitud, en los períodos en que las aguas oceánicas aumentan su temperatura normal, provocando el llamado Fenómeno del Niño.

La Topografía del terreno es accidentada, presentándose grandes desniveles en el recorrido de la línea primaria.

c. Vías de Acceso

A la zona del proyecto se tiene acceso desde la Ciudad de Chiclayo, a través de la carretera Chiclayo – Corral Quemado, tomando un desvío a la altura del cruce de Hualapampa, para luego continuar por una trocha carrozable hacia la localidad de Huarmaca; cabe indicar que a muchas de

las localidades involucradas en el proyecto se tiene acceso por caminos de herradura.

d. Actividades Económicas

La principal actividad en el área del proyecto es la agricultura, entre el 80% al 90% de la población se dedica a esta actividad, asimismo en menor proporción a la ganadería y el comercio.

2.9.3 Instalaciones Existentes

Las instalaciones en la zona del proyecto son las siguientes

- Huarmaca :

En la actualidad cuenta con servicio eléctrico desde su Central Hidroeléctrica (150 kW), a través líneas primarias en 22,9 kV, su sistema de distribución presenta las siguientes características

Red de Distribución Primaria:

Tensión Nominal (kV)	22,9
Sistema	3 Φ , aéreo
Conductor	AAAC de 25 mm ²
Postes y Crucetas	C.A.C.12/300,12/400 kg.
Aisladores	ANSI 56-2 y 52-3
Estado	Operativo

Red de Distribución Secundaria

Tensión Nominal (V)	380/220
Sistema	3 Φ , aéreo
Conductor	Cu forrado 10, 16, 25 mm ²
Postes y Crucetas	C.A.C. 8/200, 8/300 kg.

Aisladores ANSI 53-2

Estado Operativo

2.9.4 Estudio del Mercado Eléctrico

a. Determinación de la Demanda Eléctrica

a.1 Introducción

La determinación de la demanda de potencia y energía constituye uno de los aspectos fundamentales de la planificación de los sistemas eléctricos, ya que sus resultados influyen significativamente en el dimensionamiento y etapas de ejecución de los proyectos de líneas y redes de distribución eléctrica.

En tal sentido, el estudio de la demanda debe efectuarse de la forma más detallada posible, teniendo en cuenta las limitaciones originadas por la falta de información suficiente y confiable, así como por la incertidumbre que significa el futuro para todo trabajo de pronóstico.

De acuerdo con los términos de referencia entregados por el Ministerio de Energía y Minas para el estudio de la demanda, se efectuará tomando en consideración un horizonte de proyección de (20) años.

Para el estudio de la demanda se han asumido las siguientes premisas:

El Suministro de Energía será permanente y confiable, sin restricciones de orden técnico y a costo razonable, de tal manera que cubra la demanda de cada localidad del área del proyecto.

Se considera que la construcción de las líneas y redes de distribución se iniciará al aprobarse el financiamiento del proyecto, y serán puestas en servicio al culminarse la ejecución de las obras.

a.2 Información Empleada

Para la determinación de la demanda se ha tomado en cuenta la siguiente información

Censos nacionales, VIII de población, 1 981 - INEI.

Censos nacionales, IX de población, 1 993 - INEI.

Para los efectos de verificación y consolidación de la información consignada en los documentos citados, se coordinó con la Empresa Regional de Electricidad del Departamento, en este caso Electronoroeste S.A., Gobierno Regional y Locales e Instituciones Públicas, así mismo se visitó cada una de las localidades del área del proyecto; evaluándose además, el nivel socioeconómico de sus habitantes y el grado de desarrollo urbano de las localidades.

a.3 Evaluación de las Localidades que integran el PSE Huarmaca

Se han considerado las (25) localidades indicadas por el Ministerio de Energía y Minas como integrantes del PSE Huarmaca en su única etapa, identificándolas por su tamaño, importancia y ubicación dentro del área de influencia del proyecto, a todas ellas se les ha considerado para el estudio del mercado eléctrico, así como para la configuración del sistema eléctrico que deberá implementarse.

En el Anexo A 9.1 se indican los nombres de las localidades integrantes del Pequeño Sistema Eléctrico de Huarmaca.

b. Metodología para la Proyección de la Demanda

b.1 Introducción

La metodología aplicada es la recomendada por la compañía consultora MONENCO, válida para localidades de menos de 20 000 habitantes, a la cual se le han realizado modificaciones en cuanto a los consumos de energía en el sector doméstico, alumbrado público, cargas especiales e industriales.

En esta metodología se analizan las siguientes estimaciones :

- Proyección de la población.
- Proyección del número de viviendas.
- Proyección del número de abonados domésticos.
- Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico.
- Proyección del consumo de energía en el sector comercial.
- Proyección del consumo de energía en el sector usos generales.
- Proyección del consumo de energía en el sector industrial menor.
- Proyección del consumo de energía de alumbrado público.
- Proyección del consumo de energía de cargas especiales.
- Proyección del consumo total de energía requerida.
- Proyección de la máxima demanda de potencia requerida.

b.2 Proyección de la Población

Se ha empleado la información de población y viviendas de los censos de 1 981 y 1 993 elaborados por el INEI.

Asimismo para verificar esta información se realizó la visita en campo de las localidades integrantes del PSE Huarmaca.

En el Anexo A 9.1 se consignan el número de habitantes y de viviendas según los censos de 1 981 y 1 993, así como los encontrados en campo al efectuar la verificación de esta información en cada localidad.

Las tasas de crecimiento de la población calculadas sobre la base de los censos de 1 981 y 1 993, no guardan relación con las tasas de crecimiento normales, y se explican por las siguientes razones:

Mas opciones para los jóvenes en las ciudades, ya sea en estudios y/o en el aspecto laboral, razón por la cual existe un desplazamiento desde sus localidades hasta las capitales departamentales o provinciales.

Por ello, las tasas de crecimiento poblacional que se aplican en el estudio de la demanda, se han definido tomando en cuenta el nivel de desarrollo económico de cada localidad y son las siguientes :

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal menor que 1% : 1,0%.

Para centros poblados urbanos o rurales con tasas de crecimiento intercensal mayores de 1%: Entre 1% y 2% según evaluación en sitio.

En el Anexo A 9.1 se muestran las tasas de crecimiento demográfico hallados y las que serán aplicadas en el estudio de la demanda para cada localidad.

b.3 Proyección del número de viviendas

Con los datos de población y vivienda del año 98, se determina para todas las localidades del proyecto la relación habitantes/vivienda. Se considera que esta relación se mantendrá constante, para cada localidad, durante el periodo de análisis.

b.4 Proyección del número de abonados domésticos

La proyección del número de abonados domésticos se ha establecido sobre la base de las curvas de variación del coeficiente de electrificación durante el período de análisis, determinadas de acuerdo con el método de MONENCO y a la siguiente clasificación de localidades

Tipo "A", son localidades que en el año 1 998 cuentan con una población mayor a 400 habitantes.

Tipo "B", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 400 y mas de 200 habitantes.

Tipo "C", localidades que en 1 998 cuentan con menos o igual a 200 habitantes.

Las curvas de coeficientes de electrificación adoptados son

- Para localidades tipo A - curva "A" del Anexo A 10.1.
- Para localidades tipo B - curva "B" del Anexo A 10.1.
- Para localidades tipo C - curva "C" del Anexo A 10.1.

En el Anexo A 9.1 se muestra la relación de las localidades involucradas y clasificadas según el coeficiente de electrificación.

b.5 Proyección de los consumos de energía en el sector doméstico

Para localidades tipo "A" se considera inicialmente un consumo de energía de 480 kWh por año, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad. Para las localidades clasificadas como "B" se considera un consumo de energía anual de 360 kWh y que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la

respectiva localidad. Para localidades clasificadas como "C" se considera un consumo de energía anual de 300 kWh, que se incrementará con la tasa crecimiento poblacional anual de la respectiva localidad.

El consumo total en el sector doméstico es el producto del número de abonados y el consumo unitario pertinente.

b.6 Proyección del consumo de energía en el sector comercial, usos generales e industrial menor

De las localidades involucradas en el proyecto, se ha estimado que estos sectores consumirán en promedio un 10% del sector doméstico.

b.7 Proyección del consumo de energía en el sector alumbrado público

En este sector se ha considerado la iluminación de calles y plazas principales, de acuerdo al consumo de energía en este rubro reconocido por la CTE a las empresas concesionarias, el cual debe estar en el orden del 5 al 7% de la energía consumida en el sector doméstico.

Para lo cual se ha estimado un consumo unitario de energía de 20 kWh / vivienda - año y 4 380 horas de utilización anuales.

b.8 Proyección del consumo de cargas especiales

No se ha considerado cargas especiales en el Proyecto del PSE Huarmaca.

b.9 Proyección del consumo total de energía requerida

Es la adición de los consumos de los sectores doméstico, comercial, usos generales, industrial menor, alumbrado público y cargas especiales, al cual se le aumenta en un 8% de pérdidas en distribución y en un rango del

3 al 5 % en transmisión, obteniéndose el consumo total de energía requerida.

b.10 Proyección de la Máxima Demanda de energía requerida

La Máxima Demanda es estimada en función al consumo total de energía requerida, con una estimación de las horas de utilización, de acuerdo al tipo de localidad ; así tenemos para las del tipo “A” 2 200 horas, las del tipo “B” 1 700 horas y las del tipo “C” 1 500 horas ; con un incremento linealizado en 15 horas anuales en promedio.

Las estimaciones del Mercado Eléctrico se muestran en el Anexo A 9.2.

c. Oferta de Potencia y Energía

c.1 Instalaciones Existentes

Actualmente las localidades del Pequeño Sistema Eléctrico de Huarmaca, se encuentran aisladas del SICN, y en el marco del proyecto tendrán como punto de alimentación la nueva Subestación de Loma Larga 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual estará integrada al Sistema Interconectado Centro Norte, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

c.2 Balance Oferta - Demanda

La Máxima Demanda de potencia del PSE Huarmaca, en el año 2 000 cuando se implemente el proyecto se estima en 549,7 kW, siendo la proyección de potencia al año 2 019 de 1 033,7 kW, para todo el Pequeño Sistema Eléctrico.

El punto de alimentación eléctrica será la Nueva Subestación Loma Larga 60/22,9/10 kV–7MVA, desde la cual se evacuará la energía eléctrica

a través de Líneas Primarias en 22,9 kV, proporcionando energía eléctrica de calidad y confiable a todas las localidades del proyecto, con lo cual no se prevé déficit en la oferta de potencia y energía (ver Anexo A 11.9).

2.9.5 Alternativas de Interconexión

Alternativa N°1

El Pequeño Sistema Eléctrico de Huarmaca, deberá ser alimentado con Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la futura Subestación de Loma Larga 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual estará integrada al Sistema Interconectado Nacional, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto, esta alternativa contempla un (01) circuito principal en 22,9 kV de 32,3 km de longitud, desde la S.E. de Loma Larga hacia el norte a las localidades de Huarmaca y Naranjo, con derivaciones monofásicas a las cargas menores, empleándose conductores de 50, 35 y 25mm² de AAAC, su máxima caída de tensión es de 5,42%.

Alternativa N°2

Implementar el Pequeño Sistema Eléctrico de Huarmaca, a través de Líneas y Redes Primarias en 22,9 kV y tendrá como punto de alimentación la proyectada Subestación de Loma Larga 60/22,9/10 kV-7MVA, la cual estará integrada al Sistema Interconectado Nacional, ejecutándose un (01) circuito principal, con 52,5 km de longitud hacia la zona de Naranjo y Huarmaca, con 50, 35 y 25 mm² AAAC, su máxima caída de tensión es de 5,04%.

2.9.6 Evaluación Técnica

Las alternativas planteadas, para la implementación del Pequeño Sistema Eléctrico de Huarmaca, son factibles técnicamente, sin embargo por la topografía y accesos, se recomienda la Alternativa N°1, garantizando el suministro eléctrico continuo y confiable a todas las localidades del proyecto.

2.9.7 Análisis de Mínimo Costo

Para la evaluación de Mínimo Costo, se ha considerado costos de inversión que emplea la DEP/MEM para este tipo de proyectos, costos de operación y mantenimiento, costo de la energía comprada de acuerdo a CTE, máxima reducción de costos por pérdidas de energía y potencia, un periodo de 20 años para el horizonte de la evaluación y una tasa del 12% de descuento; la alternativa seleccionada será en términos de costos totales a valor presente (ver Anexo D 9.1 y 9.2).

2.9.8 Evaluación Económica

La evaluación económica se ha efectuado para un horizonte de planeamiento de 20 años, y a una tasa de descuento de 12%, en la que se han considerado todos los costos y beneficios involucrados en el proyecto, los que se describen a continuación

a. Costos

Los costos que demanda el proyecto están dados básicamente por la inversión, la operación y mantenimiento y por la compra de energía.

- La inversión total del proyecto se detalla en le Anexo C 9.1, la cual asciende a la suma de US\$ 2 324 194,16.

- Los costos de operación y mantenimiento se consideran una fracción del Costo Directo, que van del orden del 1 al 2% al inicio y al final del periodo, manteniéndose en crecimiento lineal.
- La compra de energía se obtiene aplicando la tarifa correspondiente a los valores de proyección de energía y potencia requeridos para atender la demanda de las localidades de año en año.

Para el caso del PSE Huarmaca, la tarifa aplicada corresponde al Sistema A3, de acuerdo a la metodología de cálculo establecida por la Comisión de Tarifas Eléctricas. Las Tarifas utilizadas se presentan en el Anexo E 1.

b. Beneficios

Los beneficios que se prevén aportará el proyecto son

- Venta de energía a los usuarios del PSE Huarmaca, la que se obtiene considerando el pliego tarifario del sistema A3, empleando la tarifa BT5. Esta se muestra en el anexo E.1.
- Valor residual de las instalaciones, para las redes de distribución se ha estimado una vida útil de 20 años, por lo que este valor es cero en le último año del horizonte de planeamiento.

c. Indicadores de Rentabilidad

Los resultados de esta evaluación se presentan en el cuadro del Anexo F 9.1.

Este cuadro presenta las columnas siguientes :

(1) y (2) Que indican el número y el año del horizonte de planeamiento.

(3) Que muestra la demanda total de energía requerida por el Proyecto.

- (4) Que muestra el monto de la inversión.
- (5) Que muestra los Costos de Operación y Mantenimiento.
- (6) Que muestra las compras de energía.
- (7) Que muestra el total de costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (8) Que muestra el consumo de energía para la venta.
- (9) Que muestra los ingresos por venta de energía
- (10) Muestra el valor residual.
- (11) En esta columna se muestra el total de beneficios del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.
- (12) En esta columna, se muestra el flujo económico de los beneficios y costos del proyecto para cada año del horizonte de planeamiento.

Los indicadores de rentabilidad económica del proyecto se resumen como sigue :

Valor Presente neto	-1 182,9 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	0,66
Tasa Interna de Retorno	-0,35
Periodo de Recupero	Mayor de 20 años

También se ha efectuado un análisis considerando inversión cero, cuyos indicadores son

Valor Presente neto	529,90 miles de dólares
Relación Beneficio/Costo	1,30

2.9.9 Cronograma de Ejecución de Obra

El cronograma para la implementación de las obras del PSE Huarmaca, se muestra en el Anexo H 1.

2.9.10 Conclusiones y Recomendaciones

a. Conclusiones

- La Alternativa N°01 representa la de mínimo costo, es la más factible técnica y económicamente.
- Esta alternativa representa implementar un (01) circuito principal desde la futura S.E. Loma Larga 60/22,9/10 kV-7MVA, hacia la zona rural del distrito de Huarmaca, con líneas primarias en 22,9 kV-3 ϕ , de 25, 35 y 50 mm², AAAC y derivaciones monofásicas a las cargas menores con 25 mm², AAAC, beneficiando a todos los caseríos del proyecto.
- Es necesario invertir US \$ 2 324 194,16 para la implementación integral del proyecto PSE Huarmaca, el cual beneficiara a una población superior a los 12 000 habitantes en 25 localidades del distrito de Huarmaca.
- Con la implementación de este proyecto, se atenderá a la zona mas convulsionada y de extrema pobreza del departamento de Piura, garantizado un servicio eléctrico confiable y continuo para todos los caseríos ubicados en la zona de Huarmaca.

b. Recomendaciones

- De acuerdo al análisis efectuado, los indicadores económicos muestran que el proyecto no es rentable, pero si es sostenible en su operación y mantenimiento.

Implementar el PSE Huarmaca, dotando a los caseríos beneficiados de un servicio eléctrico continuo y confiable, incorporando al Sistema Interconectado Nacional a una de las zonas mas convulsionadas de la zona norte del país.

Asimismo, se recomienda la promoción en esta zona del tipo de uso que deberán dar a la energía eléctrica la población beneficiada, con el objeto de impulsar el desarrollo agrícola.

CAPÍTULO III PRIORIZACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Con al finalidad de tener un ordenamiento y priorización de proyectos se han tomado en cuenta los siguientes criterios

a. **NIVEL DE POBREZA**

Se da mayor prioridad a aquellos proyectos localizados en áreas de pobreza y extrema pobreza, de acuerdo a lo establecido en la R.M. N°353-95-PRES (Directiva para la elaboración del Plan de Lucha contra la Pobreza en el Perú).

b. **POBLACIÓN BENEFICIADA**

Se da una mayor prioridad a aquellos proyectos que atienden las necesidades de una mayor población de habitantes.

c. **COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN PROVINCIAL**

Se da una mayor prioridad a aquellos proyectos que incrementan significativamente el coeficiente de electrificación a nivel de provincia, de acuerdo a lo estimado por el Ministerio de Energía y Minas.

d. **INVERSION PER CÁPITA**

Es la relación de la inversión total requerida por el proyecto y el número de habitantes beneficiados, dándose una mayor prioridad al proyecto que tiene el menor valor absoluto de este cociente.

e. **INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA**

Se da una mayor prioridad a los proyectos que se integren a instalaciones existentes de Líneas de Transmisión, Subestaciones de Potencia y/o de Centrales Hidroeléctricas. Se dará menor prioridad a los proyectos que se integrarán a instalaciones futuras.

f. **INDICADORES ECONÓMICOS**

Se dará una mayor prioridad a los proyectos económicamente viables, que cubran sus costos de operación y mantenimiento.

g. **ESTADO ACTUAL DEL ESTUDIO**

Criterio que otorga mayor prioridad a los proyectos que cuentan con estudios con un mayor grado de desarrollo.

h. **FINANCIAMIENTO**

Se otorga mayor prioridad a los proyectos con avances en su gestión de financiamiento (concertado o por concertar) y el grado de cobertura del mismo.

A los cuales se les ha otorgado la siguiente ponderación y puntaje

Nivel de Pobreza (Peso : 1,5)		Puntaje
Pobres Extremos	(29,00 – 36,99)	10
Muy Pobres	(21,00 – 28,99)	9
Pobres	(14,00 – 20,99)	7
Regular	(7,00 – 13,99)	4
Aceptable	(1,00 – 6,99)	1

Población a Beneficiar (Hab.) (Peso : 1,5)	Puntaje
Mayor que 22 500	10
20 001 – 22 500	9
17 501 – 20 000	8
15 001 – 17 500	7
12 501 – 15 000	6
10 001 – 12 500	5
7 501 – 10 000	4
5 001 – 7 500	3
Hasta 5 000	1

Coeficiente a Electrificación (Prov.) (Peso : 1,0)	Puntaje
0,0% - 30%	10
30,1% – 45%	9
45,1% – 60%	7
60,1% – 75%	4
75,1% – a más	1

Inversión Percápita (US \$/Hab.) (Peso : 3,0)	Puntaje
0 – 100	10
101 – 200	9
201 – 300	8
301 – 400	7
401 – 500	6
501 – 600	5
601 - 700	4
701 – 800	3
Mayor que 800	1

Utilización de Infraestructura Eléctrica (Peso : 2,0)	Puntaje
Existente (EX)	10
En Ejecución (EJ)	9
Presupuestado en el Año (PP)	7
Programado en el periodo (PG)	4
Ampliación de PSE (AMP)	1

Tasa Interna de Retorno (Peso : 2,0)	Puntaje
Mayor o igual que 0,00%	10
-2,00% - 0,01%	9
-4,00% - 2,01%	7
-6,00% - 4,01%	4
Menor que -6,00 %	1

Nivel de Estudio (Peso : 2,0)	Puntaje
Est. Def. Actualizado y Completo (EDC)	10
Est. Def. Remitido por Poblador (ERP)	7
Ingeniería Básica (IB)	5
Perfil (P)	1

Financiamiento (Peso : 2,0)	Puntaje
Con Financiamiento Total (FT)	10
Por concertar (PC)	9
Con Financiamiento Parcial (FP)	8
Sin Financiamiento (SF)	1

Luego del cual se tienen los siguientes resultados :

Prio.	PSE	Inversión (miles US \$)	Longitud (km)	Local.	Poblac.	Puntaje Total
1	Chulucanas	11 365,19	260,2	88	117 901	135,5
2	Ayabaca	3 675,42	156,2	63	19 883	121,5
3	Sullana	4 142,68	98,3	69	28 281	111,5
4	Sto.Domingo	3 403,64	122,9	76	28 319	105,5
5	Bajo Piura	5 794,29	168,8	56	74 623	104,5
6	Medio Piura	1 222,73	52,0	20	9 668	95,0
7	Máncora	3 117,48	64,5	11	29 738	94,0
8	Huancabamba	2 104,93	81,4	27	21 557	92,0
9	Huarmaca	1 712,74	97,6	25	10 931	92,0

CONCLUSIONES

1. Para otorgar el suministro eléctrico a los Pequeños Sistemas Eléctricos del departamento de Piura, se requiere una inversión de 36 millones de dólares, cuyos montos deben ser desembolsados en 02 años.
2. Los costos de inversión unitarios (per cápita) varían desde \$77,65 a \$184,85; los mismos que dentro del estándar son elevados, debido a las siguientes razones:
 - a. La necesidad de hacer uso de normas de electricidad, que están identificadas para centros de consumo mayores.
 - b. La necesidad de hacer uso de materiales y equipos que muchas de las veces forman parte del financiamiento, o que son parte de los materiales adquiridos en volumen por la DEP.
 - c. Los niveles de demanda son básicamente para zonas rurales.
3. Se tienen identificado nueve (09) Pequeños Sistemas Eléctricos, que cubren la totalidad del Departamento de Piura, de los cuales la totalidad de ellos tienen indicadores económicos negativos.
4. Actualmente, los principales indicadores de gestión calculados para la entidad en estudio reflejan que existe un 7,5% de recursos que se destinan a los procesos administrativos.
5. Desde el punto de vista de la ejecución, las obras fácilmente exceden los presupuestos de inversión considerados, principalmente debido a sobrecostos incurridos por la prolongación de los plazos de ejecución de las obras más de lo previsto en los contratos respectivos, por lo que

deben implementarse obras, cuyas inversiones reflejen el costo real y la sostenibilidad del proyecto, a fin de optimizar las inversiones del estado.

RECOMENDACIONES

Planeamiento.

1. Dada la magnitud de la inversión involucrada, y considerando la escasez de recursos del Estado Peruano y las grandes necesidades existentes en otros sectores sociales y de infraestructura como salud, educación, transportes, etc. se hace imprescindible la optimización del uso de los recursos financieros recomendándose para ello, entre otras cosas, implementar y usar nuevas estrategias administrativas y tecnológicas como de los Programas de Inversión de Proyectos con Financiamiento Externo con lineamientos de los Organismos acreedores que nos permitirán diseñar modelos de administración, planeamiento, ejecución, supervisión y control de Proyectos todo ello plasmados en un Programa de Inversión Eléctrica.
2. Adicionalmente, se observa que la entidad en muy poco tiempo pasó de manejar unos cuantos proyectos a manejar una cartera compleja y variada con centenares de proyectos distribuidos a nivel nacional y generalmente en zonas de poco acceso. Este crecimiento acelerado de las responsabilidades a asumir, y la necesidad de obtener resultados inmediatos, ha impedido que la entidad se tome el tiempo requerido para realizar una labor de planeamiento estratégico a nivel de estrategias y formas de ejecución, la cual se recomienda.

3. La carencia de energía eléctrica puede bloquear el desarrollo socioeconómico de los pueblos del interior del país. Sin energía eléctrica las actividades agrícolas, agropecuarias, artesanales, industriales y en general todas las actividades económicas están destinadas a mantenerse en niveles restringidos sin posibilidad de incrementar significativamente la producción y productividad, la generación de empleo, los niveles de ingreso y el aprovechamiento de los recursos naturales existentes en cada región o localidad. La falta de energía eléctrica limita, además, las posibilidades de disponer de servicios adecuados de salud y educación. Por lo tanto, aunque la energía no es suficiente para el desarrollo, pero si es su principal catalizador, y el cual se convierte en un componente necesario para el desarrollo sostenido de la zona, por lo cual se recomienda su impulso en las zona rurales con potencial apreciable en nuestro país.
4. Se recomienda que a través de políticas sectoriales, enmarcadas en el modelo de desarrollo del país, se oriente a consolidar la participación del sector privado en la construcción y operación de los Pequeños Sistemas Eléctricos.

La Ley de Concesiones Eléctricas, principal instrumento del modelo de desarrollo sectorial, establece los criterios, procedimientos y garantías para promover la inversión privada en empresas dedicadas a la actividad eléctrica en el país, propiciando esquemas de competencia.

5. Se recomienda, promover la participación de entidades del sector privado en futuros proyectos y programas que se desarrollen con fines de revitalizar el sub-sector eléctrico.
6. Debe existir la promoción de estos programas de electrificación, a fin de que los usuarios realicen un uso adecuado de la energía eléctrica. Es factible coordinar con otros sectores como transportes, agricultura, salud, etc. a fin de realizar una acción coordinada que permita un beneficio efectivo a la población. Asimismo, una adecuada interrelación podría disminuir costos en cuestión de mantenimiento de información: bases de datos, sistemas de localización geográfica, etc.
7. Se recomienda, a la par de la electrificación de las zonas rurales convocar trabajos multisectoriales a fin de realizar la implementación de Programas de Usos Productivos, a fin de impulsar el desarrollo sostenido de la zona.

Diseño.

1. Se recomienda, como fuente alternativa a la energía eléctrica generada por centrales hidráulicas y térmicas y transmitida por redes, otras tecnologías como paneles fotovoltaicos, generadores eólicos (viento) o baterías. Estos productos son usados también en zonas rurales.
2. Se recomienda, analizar el sistema MRT para cargas pequeñas, a fin de reducir costos en la implementación de estos proyectos.
3. Debe normalizarse la carga por lote en las zonas rurales , ya que en la mayoría de los casos no llegan a los 300 W.

4. En cuanto a los materiales empleados en la implementación de los proyectos y en vista de los resultados operativos, se recomienda realizar un análisis mas detallado de sus características y costos, como en el caso del conductor AAAC, que es utilizado actualmente, cuando podría utilizarse el ACSR, el cual presenta una carga de rotura mayor, respondiendo a mejor esfuerzos mecánicos con menor sección nominal, tiene mayor resistencia a la corrosión y un mayor costo/beneficio, teniendo en cuenta su vida útil y su precio inicial, asimismo este no reventaría o caería a tierra, sacando el sistema completamente de servicio, como ocurriría en uno de aluminio, además el ACSR, debido a su centro de acero, tiene señales para indicar la interrupción de línea o el mal estado de la misma, sin que esta tenga que caer de su posición de trabajo.

Evaluación Económica.

1. Se recomienda dar una mayor prioridad a los proyectos económicamente viables, que cubran sus costos de operación y mantenimiento.
2. Se sugiere emplear para los proyectos, un esquema de priorización donde las variables económicas con las sociales, no estén bajo una misma categorización, de tal manera que se refleje claramente una medición cualitativa y cuantitativa del proyecto, a fin de obtener resultados que nos permitan una adecuada toma de decisiones.
3. En la evaluación económica, debe emplearse un porcentaje mayor para los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones, siendo un

4% lo razonable para líneas en media tensión y no el 2% indicado en las premisas de la evaluación, asimismo la tasa de descuento del 12%, resulta correcta para un escenario de evaluación del tipo privado, mas no una evaluación del tipo social, en la cual se recomienda emplear la tasa del financiamiento a largo plazo del proyecto (puede ser 2% a 4%, e inclusive 0% de ser el caso), a fin de medir el costo real del proyecto.

Control de Gestión.

1. Teniendo en cuenta lo anterior, se hacen indispensables la coordinación general de los proyectos, el monitoreo del avance de los mismos y el estricto control de ciertos factores como la administración y asignación de recursos, los plazos y tiempos, cuyo desperdicio mínimo significa pérdidas de inversión para el país. Por lo cual se recomienda, un riguroso seguimiento de estos factores, lo cual es difícil si no se efectúa mediante la tecnología y metodología de administración a proponerse mediante un Diseño de un Modelo de Programa de Inversión Eléctrica.

ANEXO : A

MERCADO ELECTRICO

ANEXO A 1.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE CHULUCANAS

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Hab./Vivien.	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.				
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.						
A.-Provincia de Morropón													
1.-Distrito de Chulucanas													
1	La Encantada	I	Pueblo	1527	272	2167	356	2708	530	2.96	2.00	5.11	A
2	Normala	I	Casero	550	86	908	168	1651	311	4.27	2.00	5.31	A
3	Yapatera	I	Pueblo	554	95	1515	305	3788	742	8.74	2.00	5.11	A
4	La Vía	I	Casero	506	85	771	147	1186	297	3.57	2.00	3.99	A
5	Soiso	I	Pueblo	1432	228	1864	381	2662	591	2.22	2.00	4.50	A
6	Paccha	I	Pueblo	3180	593	3801	860	4751	1056	1.55	1.55	4.50	A
7	Taianóracas	I	Pueblo	669	132	828	203	1035	258	1.79	1.79	4.01	A
8	Charanal	I	Casero	272	48	498	108	905	205	5.17	2.00	4.41	A
9	Satanes	I	Pueblo	2030	355	2483	512	3028	658	1.69	1.89	4.60	A
10	Vicos	I	Casero	1671	245	3168	518	6005	1004	5.48	2.00	5.98	A
11	Huacallas	I	Casero	793	131	703	125	623	119	-1.00	1.00	5.24	A
12	El Cincuenta	II	Pueblo	920	154	1392	258	1164	194	3.51	2.00	6.00	A
13	Año El Gato	II	Casero	36	9	516	85	200	50	24.84	2.00	4.00	B
14	Calores	II	Casero	383	64	211	82	428	71	-4.85	1.00	6.00	A
15	San Pedro	II	Pueblo	922	163	946	211	1023	186	0.21	1.00	5.50	A
16	Pueblo Nuevo de Campanas	II	Casero	338	64	801	187	1001	182	7.45	2.00	5.50	A
17	Balcones de Taianóracas	II	Casero	218	37	442	78	498	83	6.07	2.00	8.00	A
18	Fátima	II	Casero	257	47	412	90	527	87	4.01	2.00	6.00	A
19	Chapica	II	Casero	356	58	447	83	488	81	1.92	1.92	6.00	A
20	Cruz Pampa	II	Pueblo	2837	484	1824	380	2180	360	-3.61	1.00	6.00	A
21	Platanai Ato y Bajo	II	Casero	404	81	439	107	561	102	0.89	1.00	5.50	A
22	Palo Blanco	II	Casero	446	86	613	143	690	138	2.69	2.00	5.00	A
23	Belén	II	Casero	296	52	521	94	355	71	4.82	2.00	5.00	B
24	Las Pampas	II	Casero	461	75	831	141	1880	280	4.71	2.00	6.00	A
25	Sancor	II	Casero	530	87	906	180	1860	372	4.60	2.00	5.00	A
26	Río Seco Bajo	II	Casero	329	50	560	96	1104	184	4.53	2.00	6.00	A
27	Río Seco Alto	II	Casero	372	65	362	75	430	86	-0.23	1.00	5.00	A
28	Hca. Sancor	II	Casero	-	-	200	40	312	62	-	1.00	5.03	B
2.-Distrito de Morropón													
1	Morropón	I	Villa	6264	1199	8073	1864	11600	2900	2.14	2.00	4.00	A
2	La Huacilla	I	Pueblo	758	135	712	188	903	258	-0.52	1.00	3.50	A
3	Franco	II	Casero	443	73	523	113	475	95	1.39	1.39	5.00	A
4	Hca. Buenos Aires	II	Casero	-	-	200	40	420	84	-	1.00	5.00	A
5	Soumbre	II	Pueblo	694	137	528	127	504	112	-2.25	1.00	4.50	A
3.-Distrito de La Matanza													
1	La Matanza	I	Pueblo	4331	664	5455	1044	6946	1640	1.99	1.99	4.24	A
2	Yencala	I	Casero	500	76	661	115	860	170	2.35	2.00	5.06	A
3	Tierras Ouras	I	Casero	413	63	690	101	880	160	4.37	2.00	5.50	A
4	Pabur Vieo	I	Casero	340	57	456	88	650	130	2.48	2.00	5.00	A
5	Lavmas	I	Casero	1712	245	2493	424	4392	732	3.18	2.00	6.00	A
6	Cruz Verde	I	Casero	410	64	975	175	2380	478	7.49	2.00	5.00	A
7	UJA 65	II	Casero	58	10	269	55	150	25	13.64	2.00	6.00	C
4.-Distrito de Buenos Aires													
1	Carrasquillo	I	Pueblo	1394	247	1637	353	2259	502	1.35	1.35	4.50	A
2	Chihuahua	I	Anexo	213	37	183	47	330	60	-1.26	1.00	5.50	B
3	Pueblo Nuevo	I	Casero	795	139	823	187	1125	250	0.29	1.00	4.50	A
4	Pedregal	I	Casero	647	115	801	169	992	248	-0.61	1.00	4.00	A
5	Buenos Aires	I	Pueblo	3177	611	3424	648	5145	1470	0.63	1.00	3.50	A

ANEXO A 1.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE CHULUCANAS

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Hab./Vivien.	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.				
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.						
6	Caseno El Ala	I	Caseno	93	18	217	35	312	52	7.32	2.00	6.00	B
7	Caseno Juan Velasco	I	Caseno	-	-	79	15	125	25	-	1.00	5.00	C
8	Río Seco	I	Caseno	3177	611	450	72	250	50	-15.03	1.00	5.00	B
9	La Pirca	II	Caseno	384	75	410	109	420	105	0.55	1.00	4.00	A
10	La Maravilla	II	Caseno	300	67	197	47	160	39	-3.44	1.00	4.10	C
11	Piedra Hermada	II	Caseno	234	49	272	51	270	50	1.26	1.26	5.40	B
12	Inoenio	II	Pueblo	1039	194	941	254	316	79	-0.82	1.00	4.00	B
5.-Distrito de Salitral													
1	Majacas	I	Pueblo	1602	341	1870	484	2744	686	1.30	1.30	4.00	A
2	Salitral	I	Pueblo	798	152	906	239	1504	376	1.06	1.06	4.00	A
3	Piedra Blanca	I	Anexo	158	38	218	63	420	105	2.72	2.00	4.00	A
4	La Alderza	II	Pueblo	732	123	785	178	757	172	0.58	1.00	4.40	A
5	Caseno Nueva Esperanza	II	Anexo	205	39	191	33	110	25	-0.59	1.00	4.40	C
6	Palo Blanco	II	Caseno	458	95	736	156	650	137	4.03	2.00	4.74	A
7	Serran	II	Pueblo	1321	266	2019	453	2585	517	3.60	2.00	5.00	A
6.-Distrito de San Juan de Bigote													
1	San Juan de Bigote	I	Pueblo	2273	431	2839	687	4599	1095	1.87	1.87	4.20	A
2	La Pareja	II	Caseno	660	143	907	239	826	236	2.68	2.00	3.50	A
3	Bamos	II	Caseno	604	126	276	83	189	54	-8.32	1.00	3.50	C
4	Quemazon	II	Pueblo	687	128	744	162	940	205	0.67	1.00	4.59	A
B.-Provincia de Piura													
1.-Distrito de Tambo Grande													
1	Santa Rosa	I	Caseno	957	171	747	145	630	124	-2.04	1.00	5.00	A
2	Malinguías	I	Pueblo	593	111	1238	228	2530	460	6.33	2.00	5.50	A
3	Chucacas	I	Caseno	-	-	264	46	300	60	-	1.00	5.00	B
4	La Rita	I	Caseno	1547	270	2135	408	3146	605	2.72	2.00	5.20	A
5	El Papayo	I	Caseno	1047	188	1093	201	1177	214	0.36	1.00	5.50	A
6	Locuto	I	Pueblo	854	138	1182	216	1690	339	2.75	2.00	5.00	A
7	Tambo Grande	I	Villa	9553	1765	11182	2284	13302	2956	1.32	1.32	4.50	A
8	Lagreda	I	Caseno	1024	196	2000	380	3822	735	5.74	2.00	5.20	A
9	Piatillo	II	Caseno	249	53	232	42	165	33	-0.59	1.00	5.00	C
10	Cruz Verde	II	Caseno	489	87	975	175	1960	352	5.92	2.00	5.57	A
11	Tinacines	II	Caseno	103	20	100	19	105	21	-0.25	1.00	5.00	C
12	Pueblo Nuevo de Teledores	II	Caseno	463	80	226	44	200	39	-5.95	1.00	5.13	C
13	Hca. Anagstura	II	Caseno	853	145	1107	186	714	120	2.20	2.00	5.95	A
14	Hca. Acoto Alto	II	Pueblo	716	109	864	143	906	150	1.58	1.58	6.04	A
15	Hca. Acoto Bajo	II	Caseno	471	62	537	91	425	85	1.10	1.10	5.00	A
16	Hca. Santa Ana	II	Caseno	1276	216	1771	290	410	82	2.77	2.00	5.00	A
17	Hca. Progreso Alto	II	Pueblo	480	74	474	82	510	85	0.25	1.00	6.00	A
18	Seren	II	Pueblo	822	126	847	137	859	139	0.25	1.00	6.15	A
19	Progreso	II	Pueblo	586	102	732	169	1508	290	1.87	1.87	5.20	A
20	Coiera	II	Caseno	450	73	917	173	95	18	6.11	2.00	5.28	C
21	Pegregal	II	Pueblo	1075	164	884	163	1009	186	-1.62	1.00	5.42	A
22	Chico Alto	II	Caseno	1165	196	545	103	735	139	-6.27	1.00	5.29	A
23	Hualtaco	II	Caseno	437	84	2152	411	236	45	14.21	2.00	5.24	B
24	Cruceña	II	Caseno	1322	232	132	29	5640	1305	-17.47	1.00	4.55	A
25	Teledores	II	Caseno	321	57	220	38	417	72	-3.10	1.00	5.79	A
Total :				85.996	15.364	104.448	21.645	142.803	30.335	154	134	440	

ANEXO A 1.2

INFORMACIÓN BÁSICA DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 88	SISTEMA PSE CHULUCANAS	COD. 19	FECHA FEB/EP/99
IND. DEM. POND. REAL 1.66 †	DPT. FIURA	PROV. MORROPÓN	TEHNSION 22.9 KV
IND. DEM. POND. ASUM. 1.66 †	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900		FACT. POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORIA	POBLACION 1998	FAMILIAS 1998	IND. DEMOGRAF. †		TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW-		ACCESIBILIDAD POR
				REAL	ASUM.		TERMICA	HIDRAUL.	
LA ENCANTADA	PUEBLO	2708	530	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
NOMALA	CASERIO	1651	311	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
YAPATERA	PUEBLO	3788	742	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA VINA	CASERIO	1186	297	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SOL SOL	PUEBLO	2662	591	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PACCHA	PUEBLO	4751	1056	1.60	1.60	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TALANDRACAS	PUEBLO	1035	250	1.80	1.80	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
CHARANAL	CASERIO	905	205	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
BATANES	PUEBLO	3028	658	1.70	1.70	INTERCONEXIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
VICUS	CASERIO	6005	1004	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
HUAPALAS	CASERIO	623	119	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
EL CINCUENTA	PUEBLO	1164	194	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. ASFALTADA
ALTO EL GALLO	CASERIO	200	50	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
CALORES	CASERIO	426	71	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
SAN PEDRO	PUEBLO	1023	106	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
PSLO N. CAMPAN	CASERIO	1001	182	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
BAL. TALANDRAC	CASERIO	498	83	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
FATIMA	CASERIO	522	87	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
CHAPICA	CASERIO	486	81	1.90	1.90	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
CRUZPAMPA	PUEBLO	2160	360	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
PLATANAL AYB	CASERIO	561	102	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
PALO BLANCO	CASERIO	690	138	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
BELÉN	CASERIO	355	71	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
LAS PAMPAS	CASERIO	1680	280	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
SANCOF	CASERIO	1860	372	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
R. SECO BAJO	CASERIO	1104	184	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
R. SECO ALTO	CASERIO	430	86	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
HDA. SANCO	CASERIO	312	62	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
MORROPÓN	VILLA	11600	2900	2.00	2.00	TEMP. MTO	1485	0	CARR. ASFALTADA
LA HUACHILLA	PUEBLO	903	158	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
FRANCO	CASERIO	475	95	1.40	1.40	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
HDA. BNS. AIPES	CASERIO	420	84	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
SOLUMBRE	PUEBLO	504	112	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
LA MATANZA	PUEBLO	6946	1640	2.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
YENCALA	CASERIO	660	170	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
TIERRAS DURAS	CASERIO	680	160	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
PABUR VIEJO	CASERIO	650	130	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
LAYNAS	CASERIO	4392	732	2.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
CRUZ VERDE	CASERIO	2390	478	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
KM. 65	CASERIO	150	25	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. ASFALTADA
CARRASQUILLO	PUEBLO	2254	502	1.40	1.40	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
CHIHUAHUA	ANEXO	330	60	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
PELO. NUEVO	CASERIO	1125	250	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
PEDREGAL	CASERIO	992	248	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
HDA. BNS. AIRES	PUEBLO	5145	1470	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
CAS. EL ALA	CASERIO	312	52	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
CAS. J. VELASCO	CASERIO	125	25	2.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
RIO SECO	CASERIO	250	50	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
LA FIRCA	CASERIO	420	105	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
LA MAFAYILLA	CASERIO	160	35	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR
PIEDRA HERRAD	CASERIO	270	50	1.30	1.30	SIN SERVICIO	0	0	CARR. SIN AFIRMAR

ANEXO A 1.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

SISTEMA PSE CHULUCANAS
 DPT. FIURA
 COD. 19
 PROV. MOROPON

FECHA FEBRER99
 TENSIÓN 22.9 KV
 FACT.POT. 0.900

NUMERO DE LOCALIDADES 88
 IND.DEM.POND.REAL 1.66
 IND.DEM.POND.ASUMI. 1.66

FACT. SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORIA	POBLACION 1998	FAMILIAS 1998	IND.DEMOGRAF. REAL ASUM.	TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW-TERMICA	ACCESIBILIDAD FOR HIDRAUL.
INGENIO	PUEBLO	316	79	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
MALACASI	PUEBLO	686	130	1.30	TERMICO	320	CARR..SIN AFIRMAR
SALITRAL	PUEBLO	1504	376	1.10	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
PIEDRA BLANCA	ANEXO	420	105	2.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
LA ALBERCA	PUEBLO	757	172	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
NVA.ESPERANZA	ANEXO	110	25	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
PALO BLANCO	CASERIO	650	137	2.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
SERRAN	PUEBLO	2585	517	2.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
S.JUAN BIGOTE	PUEBLO	4599	1095	1.90	TERMICO	545	CARR..SIN AFIRMAR
LA PAREJA	CASERIO	826	236	2.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
BARRIOS	CASERIO	189	54	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
QUEMAZON	PUEBLO	940	205	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
SANTA ROSA	CASERIO	630	124	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
MALINGUITAS	PUEBLO	2530	460	2.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
CHUCAS	CASERIO	300	60	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
LA RITA	CASERIO	3148	605	2.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
EL PAPAYO	CASERIO	1177	214	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
LOCUTO	PUEBLO	1690	338	2.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
TAMBO GRANDE	VILLA	13302	2956	1.30	INTERCOMUNICACION	0	CARR. ASFALTADA
LAGREDA	CASERIO	3822	735	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
FLATILLO	CASERIO	165	33	1.00	INTERCOMUNICACION	0	CARR..SIN AFIRMAR
CRUZ VERDE	CASERIO	1560	352	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
TINAJONES	CASERIO	105	21	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
PELO NUEVO	CASERIO	200	39	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
HDA.ANGOSTURA	CASERIO	714	120	2.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
HDA.ACOTO ALT	PUEBLO	506	150	1.60	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
HDA.SANTA ANA	CASERIO	425	85	1.10	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
HDA.SANTA ANA	CASERIO	410	82	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
HDA.PROGRESO	PUEBLO	510	85	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
SEREN	PUEBLO	859	139	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
PROGRESO	PUEBLO	1508	290	1.90	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
COLERA	CASERIO	95	18	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
FEDERAL	PUEBLO	1009	186	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
CHICO ALTO	CASERIO	735	139	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
HUALFACO	CASERIO	236	45	2.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR
CRUCELA	CASERIO	5940	1305	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR. ASFALTADA
TEJEDORES	CASERIO	417	72	1.00	SIN SERVICIO	0	CARR..SIN AFIRMAR

ANEXO A 1.2

INDICES DEL SISTEMA

SISTEMA PSE CHULUCANAS COD. 19 FECHA FEBRER.99
 DPT. PIURA PROV. MORROPÓN TENSIÓN 22.9 KV
 NÚMERO DE LOCALIDADES 88 FACT.POT. 0.900
 FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.900

A Ñ O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FACTOR DE CARGA	0.329	0.331	0.315	0.317	0.319	0.322	0.324	0.326	0.329	0.331
	0.333	0.336	0.338	0.341	0.344	0.346	0.349	0.351	0.354	0.356
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
ENTRE CONSUMIDORES RESID.	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
KWH/ABON.RESID./AÑO	478.9	487.6	489.7	497.5	505.0	511.9	518.6	525.0	531.2	537.3
	543.2	549.0	554.7	560.3	565.8	571.2	576.6	582.0	587.4	592.7
VATIOS/ABON.RES. COINCIDENTE	196.4	198.5	199.2	201.0	202.5	203.8	205.0	206.1	207.2	208.0
	208.9	209.7	210.4	211.1	211.8	212.4	213.0	213.6	214.1	214.7
VATIOS/ABON.RES. NO COINCID.	613.6	620.3	622.6	628.2	632.9	637.1	640.8	644.2	647.4	650.2
	652.9	655.2	657.6	659.8	661.8	663.7	665.5	667.5	669.2	670.9

VALORES ACTUALIZADOS AL A O 1998

A LA TASA DE 12¢		
	DE LA ENERGÍA VENDIDA	1646.E+05
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	1777.E+05
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	1813.E+05
A LA TASA DE 13¢		
	DE LA ENERGÍA VENDIDA	1530.E+05
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	1652.E+05
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	1685.E+05
A LA TASA DE 14¢		
	DE LA ENERGÍA VENDIDA	1426.E+05
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	1540.E+05
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	1571.E+05

ANEXO A 1.2

REODERMIENTOS ANUALES DE ENERGIA -K.W.H- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

LOCALIDAD	DISTRITO	SISTEMA PSE CHOLUCANAS										COD. 19	PROV. MOROPON	FECHA		
		A					B							2007	2018	
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2016	2017					2018
LA ENCANTADA	CHOLUCANAS	267101	282446	299022	314904	329996	346318	361838	377550	392397	408487	424439	440487	456539	472591	488643
NOHALA	CHOLUCANAS	424754	440121	457847	475331	493003	508792	524964	542439	560413	578887	597861	617335	637309	657783	678757
YAPATERA	CHOLUCANAS	249596	258364	268334	277300	286262	295224	304186	313148	322110	331072	340034	349000	357962	366924	375886
LA VINA	CHOLUCANAS	594553	617563	639746	662150	684707	707330	730019	752774	775595	798472	821406	844397	867445	890450	913512
SOL SOL	CHOLUCANAS	237275	247128	255974	266033	275087	285346	294500	303884	315609	325099	335094	345094	355094	365094	375094
PACCHA	CHOLUCANAS	529291	560218	590700	618583	646988	675611	702557	729854	757474	785433	813962	842050	870698	899406	928174
TALANDRACAS	CHOLUCANAS	811444	840024	867741	895757	924050	952436	980918	1009884	1039830	1069856	1099882	1129908	1159934	1189960	1219986
CHARANAL	CHOLUCANAS	202623	210447	217217	224076	230912	237732	244546	251354	258156	264952	271742	278526	285304	292076	298842
BATANES	CHOLUCANAS	329845	350573	366559	387045	405703	423381	440316	456624	472306	487362	502792	518596	534774	551326	568252
VICUS	CHOLUCANAS	510539	530140	547774	565731	582221	603216	620422	640422	660422	680422	700422	720422	740422	760422	780422
HUAPALAS	CHOLUCANAS	804226	834329	865996	898473	930167	962187	994632	1026419	1058235	1090419	1122419	1154419	1186419	1218419	1250419
EL CINCUENTA	CHOLUCANAS	53656	64897	77259	89746	92196	94692	97136	99632	102128	104624	107120	109616	112112	114608	117104
ALTO EL GALLO	CHOLUCANAS	149872	155234	161746	168470	173808	180456	187312	194376	201648	209128	216816	224712	232824	241152	249696
CALORES	CHOLUCANAS	25018	25690	27044	28389	29578	30462	31159	31659	32062	32468	32876	33286	33698	34112	34528
SAN PEDRO	CHOLUCANAS	47840	49022	50216	51612	53010	54510	56010	57510	59010	60510	62010	63510	65010	66510	68010
PELO N. CAMPAN	CHOLUCANAS	140617	145995	151411	157863	163539	169441	175569	181811	188277	194969	201747	208711	215861	223187	230689

ANEXO A 1.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
TIERRAS DURAS	LA MATANZA	77393	81998	87637	91459	96307	100232	105205	109227	114317	118457
		123664	127893	133212	137529	142955	148463	152911	158521	163051	168761
PABUR VIEJO	LA MATANZA	63137	66810	70564	74377	78243	81175	85137	89153	92215	96319
		100495	103661	107900	112209	115469	119838	124272	128752	132140	136695
LAYNAS	LA MATANZA	368595	391623	413104	434908	456052	477479	499200	521192	542399	563845
		586615	608550	631829	654247	677895	702001	726241	750705	775418	802721
CRUZ VERDE	LA MATANZA	241021	255398	269064	283911	298008	312265	325726	340374	354150	369162
		382181	397513	411917	427594	442291	458277	473281	490739	506031	523818
KM 65	LA MATANZA	0	0	6253	6253	6790	7317	7872	8436	8436	8436
		9009	9588	10153	10747	10769	11348	11958	11979	12572	13191
CARRASQUILLO	BUENOS AIRES	250910	265203	278725	292485	305375	318468	329525	341835	354294	366901
		378501	390218	402053	415208	426085	438283	451813	464246	476785	489434
CHIHUAHUA	BUENOS AIRES	19300	19949	21288	21952	23323	24026	24713	26124	26849	27556
		28288	29026	29749	30496	31248	31982	32743	33508	33508	34277
PBLO. NUEVO	BUENOS AIRES	124053	131644	138295	143921	149649	155442	161236	166122	170939	175830
		181998	186999	192054	195869	201011	206199	210138	215411	220731	224770
PEDREGAL	BUENOS AIRES	123336	129856	137608	142123	148995	153639	159537	165513	169142	175252
		180208	183954	189001	194095	199242	204436	209652	213664	219994	224374
HDA. BNS. AIRES	BUENOS AIRES	1302908	1420057	1538468	1656178	1777235	1897292	2020648	2145141	2269962	2400539
		2529599	2661976	2797671	2933499	3074014	3215181	3359793	3504948	3654253	3806676
CAS. EL ALA	BUENOS AIRES	16697	17925	18558	19810	21078	22386	23043	24349	25018	25690
		27044	28389	29078	30462	31159	31859	33269	33976	35402	36817
CAS. J. VELASCO	BUENOS AIRES	5805	6194	6194	6977	6977	7595	7595	8208	8208	8855
		8855	8855	8855	9517	10168	10168	10854	10854	10854	11552
RIO SECO	BUENOS AIRES	15660	16973	17648	18310	19671	20357	21060	21749	22466	23466
		23898	23898	24632	25351	26094	26843	26843	27597	28337	29101
LA PIRCA	BUENOS AIRES	0	0	51581	53678	56872	59046	62379	64630	65776	68076
		70402	72757	73957	77577	78804	81261	82513	85033	87560	88844
LA MARAVILLA	BUENOS AIRES	0	0	8964	9535	10093	10659	11256	11840	12453	12453
		13679	13679	13679	14318	14939	15589	15589	16246	16246	16912
PIEDRA HERRAD	BUENOS AIRES	0	0	16189	17464	18099	19405	20076	20732	21410	22768
		23462	24139	24843	25552	26263	26958	27679	28404	29134	29865
INGENIO	BUENOS AIRES	0	0	25564	26880	28211	30229	31801	33303	33675	34388
		35604	36528	37945	39416	40157	40903	42379	42379	43871	44630
MALACASTI	SALITRAL	342537	362214	380156	398193	415855	432449	448172	465210	481321	496462
		512931	528396	542827	559815	575763	590616	605615	620756	638528	655193
SALITRAL	SALITRAL	187471	197071	207951	216809	225799	234941	243041	251241	259561	266759
		275259	282635	290057	298812	306406	314067	321797	329594	337456	345394

ANEXO A 1.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PIEDRA BLANCA	SALITRAL	50911	53677	56482	60294	63193	66131	69125	72138	74179	78287
		81427	83538	87783	91022	93200	96493	99818	103171	107674	111100
LA ALBERCA	SALITRAL	0	0	84175	88357	93679	98028	100230	104691	108094	111539
		116180	119718	122111	125713	129355	133033	135522	139265	143046	145601
NVA.ESPERANZA	SALITRAL	0	0	5827	6378	6378	6967	7547	7547	7547	8162
		8766	8766	8766	9402	9402	9402	10053	10053	10691	10713
PALO BLANCO	CHULUCANAS	0	0	68580	73179	77860	81678	85547	90454	94433	97462
		101523	106671	109806	114023	118262	122566	126914	132383	136823	141301
SERRAN	SALITRAL	0	0	270644	287901	303521	319372	335470	351791	367306	383004
		398910	414996	431258	447696	464324	481123	498084	515213	533657	551136
S.JUAN BIGOTE	SN.JN.BIGOTE	550437	584303	616816	648841	680328	711240	742551	774266	805302	836711
		868461	900550	934118	965785	1000025	1033488	1068416	1103694	1140470	1177610
LA PAREJA	SN.JN.BIGOTE	0	0	104544	110991	117566	123281	129093	135951	140918	146951
		153053	160264	166515	171792	179235	184622	192214	198810	205467	213285
BARRIOS	SN.JN.BIGOTE	0	0	10757	11880	12441	13031	13607	14211	14800	15417
		16019	16647	16647	17284	17927	18552	19207	19207	19864	19864
QUEMAZON	SN.JN.BIGOTE	0	0	100462	105686	111007	116450	120864	125340	128750	133331
		137997	141529	145093	149903	153547	157220	162175	165925	169727	173539
SANTA ROSA	TAMBO GRANDE	59076	62173	66406	68562	71832	74073	76315	78584	82042	84369
		86722	89118	91519	93962	96409	97650	100154	102656	105203	106485
HALINGUITAS	TAMBO GRANDE	231176	246525	259218	273095	287177	300442	313878	327498	341281	355217
		368242	382479	396887	411442	426145	440991	455999	472293	487589	504209
CHUICAS	TAMBO GRANDE	19300	19949	21288	21952	23323	24026	24713	26124	26849	27556
		28288	29026	29749	30496	31248	31982	32743	33508	33508	34277
LA RITA	TAMBO GRANDE	304461	322689	341236	360075	377203	394550	413163	430982	449007	466181
		484627	503272	522132	541167	560413	580996	600621	620455	641623	663012
EL PAPAYO	TAMBO GRANDE	106428	111844	117356	122993	128706	132198	136892	142856	146484	150146
		155086	158828	163871	167687	171535	175325	179350	184624	188633	192650
LOCUTO	TAMBO GRANDE	169867	181357	191115	201016	211060	221261	230551	241004	250539	260176
		270986	280856	290802	301969	313250	323523	335020	346652	358372	370222
TAMBO GRANDE	TAMBO GRANDE	2825371	2950668	3073545	3193498	3312671	3429635	3546665	3662320	3778309	3895313
		4010685	4128154	4245049	4363300	4482375	4602015	4723676	4845878	4968849	5093582
LAGREDA	TAMBO GRANDE	370008	393030	414503	437302	458429	479875	501576	522533	544775	567295
		589003	610932	634202	657717	680347	704345	728568	754193	780062	805007
PLATILLO	TAMBO GRANDE	0	0	7619	8168	8749	9317	9317	9919	10507	10507
		11127	11733	11755	12371	12371	13017	13017	13649	13671	14310
CRUZ VERDE	TAMBO GRANDE	0	0	184645	195187	206885	216784	227832	239031	250403	260866
		271472	282173	293009	303960	316137	327317	338632	351176	362709	375494

ANEXO A 1.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
TINAJONES	TAMBO GRANDE	0	0	4930	5479	5479	5479	6063	6642	6642	6642
		6642	7257	7257	7861	7861	8502	8502	8502	8502	9152
PBLO.NUEVO	TAMBO GRANDE	0	0	8964	9535	10093	10659	11256	11840	12453	12453
		13679	13679	13679	14318	14939	15589	15589	16246	16246	16912
HDA.ANGOSTURA	TAMBO GRANDE	0	0	60415	64112	67845	71662	75538	78458	81468	85481
		88543	92652	95784	99991	104251	107486	110749	115118	119556	122915
HDA.ACOTO ALT	TAMBO GRANDE	0	0	74671	79475	83377	87359	91357	95472	99624	102788
		107036	110251	114590	117895	122322	125694	130211	134798	139269	142921
HDA.ACOTO BAJ	TAMBO GRANDE	0	0	42077	44124	46209	48327	50480	51580	53784	56021
		57161	59445	60611	62945	64135	65332	67729	68949	71413	72656
HDA.SANTA ANA	TAMBO GRANDE	0	0	41407	44180	47002	48903	50849	53783	55781	58793
		60839	62906	66019	68133	70265	73496	75676	78951	81171	84535
HDA.PROGRESO	TAMBO GRANDE	0	0	42077	43106	45215	47362	49548	51770	52904	55178
		56340	58669	59858	62240	63454	65888	67127	68377	69633	72150
SEREN	TAMBO GRANDE	0	0	67889	72073	75261	78524	81814	85177	87441	90887
		93205	96733	99105	101521	103935	107608	110096	112585	115114	117666
PROGRESO	TAMBO GRANDE	0	0	151524	161198	170063	178073	187196	195428	204817	212218
		221826	229396	238144	246979	257035	266063	274059	284413	293707	304287
COLERA	TAMBO GRANDE	0	0	4460	4460	4999	4999	5553	5553	6117	6670
		6670	7255	7255	7852	7852	8455	8455	9070	9070	9693
PEDREGAL	TAMBO GRANDE	0	0	94452	99847	104231	108707	113250	116715	121378	124931
		129733	133376	137051	140766	144516	148300	152126	154705	159498	162527
CHICO ALTO	TAMBO GRANDE	0	0	67889	72073	75261	78524	81814	85177	87441	90887
		93205	96733	99105	101521	103935	107608	110096	112585	115114	117666
HUALTACO	TAMBO GRANDE	0	0	15131	16363	16999	18254	18999	20182	20841	21504
		22619	23493	24171	24853	26226	27591	28266	28990	30401	31115
CRUCETA	TAMBO GRANDE	0	0	663211	696999	733301	764815	795708	825900	854161	883989
		910564	938670	964613	990641	1017325	1042807	1069217	1094488	1120684	1145775
TEJEDORES	TAMBO GRANDE	0	0	35294	37397	39546	40627	41740	43978	45123	47428
		48585	49774	50976	53387	54617	54617	57080	58382	59627	60908
ENERGÍA REQUERIDA		15257180	16132763	20804397	21875174	22936270	23977898	25018642	26069393	27104259	28146817
POR EL SISTEMA		29211925	30275191	31344997	32442889	33545530	34660879	35796763	36953772	38134313	39229046

ANEXO A 1.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BAL. TALANDRAC	CHULUCANAS	0.0	0.0	20.2	21.4	22.1	22.9	24.1	25.3	26.1	26.8
		28.0	28.8	30.0	31.2	32.0	32.7	33.5	34.7	35.9	36.6
FATIMA	CHULUCANAS	0.0	0.0	20.9	22.0	23.2	24.4	25.6	26.4	27.6	28.3
		29.5	30.2	31.4	32.6	33.4	34.1	35.3	36.5	37.7	38.4
CHAPICA	CHULUCANAS	0.0	0.0	19.5	20.3	21.5	22.7	23.5	24.2	25.5	26.2
		27.0	28.2	28.5	29.7	30.5	31.2	32.5	33.2	34.0	34.7
CRUZPAMPA	CHULUCANAS	0.0	0.0	88.0	92.1	95.7	99.4	103.0	106.1	109.2	111.7
		114.3	117.5	120.0	122.0	124.6	126.6	129.1	131.7	133.7	135.7
PLATANAL AYB	CHULUCANAS	0.0	0.0	23.8	25.1	26.0	27.3	28.2	29.0	29.9	30.7
		31.6	31.9	32.7	33.0	33.9	34.8	35.1	35.9	36.2	37.1
PALO BLANCO	CHULUCANAS	0.0	0.0	33.2	35.2	36.8	38.8	40.8	42.3	43.4	45.0
		47.0	48.1	50.1	51.2	53.3	54.3	55.9	57.4	59.4	61.0
BELEN	CHULUCANAS	0.0	0.0	14.5	15.4	15.9	16.8	17.7	17.8	18.7	19.2
		19.7	20.1	21.0	21.4	21.9	21.9	22.7	23.1	23.5	24.3
LAS PAMPAS	CHULUCANAS	0.0	0.0	70.4	74.1	77.7	81.5	85.2	88.4	92.1	94.8
		98.6	101.8	105.0	108.2	111.5	114.7	117.9	121.6	124.8	128.5
SANCOR	CHULUCANAS	0.0	0.0	93.4	98.8	103.7	108.6	113.1	117.5	122.0	125.9
		130.9	135.4	139.3	143.8	148.3	152.7	157.2	161.1	166.0	170.5
R. SECO BAJO	CHULUCANAS	0.0	0.0	46.0	48.9	51.4	53.4	55.9	58.3	60.3	62.3
		64.8	66.8	68.8	71.3	73.3	75.7	77.7	80.2	82.1	84.1
R. SECO ALTO	CHULUCANAS	0.0	0.0	20.2	21.1	21.9	22.8	23.7	24.0	24.9	25.7
		26.1	27.0	27.3	28.2	28.6	28.9	29.8	30.1	30.5	31.3
HDA. SANCO	CHULUCANAS	0.0	0.0	12.2	13.3	13.5	14.1	14.3	14.5	15.1	15.3
		15.4	16.0	16.1	16.2	16.5	16.7	16.8	17.0	17.2	17.4
MORROPON	MORROPON	701.1	739.1	776.4	812.2	846.8	880.4	913.6	946.9	980.0	1012.3
		1045.0	1077.2	1110.3	1142.9	1176.5	1209.5	1243.5	1278.0	1312.9	1347.7
LA HUAQUILLA	MORROPON	52.1	54.8	56.9	58.6	60.8	62.5	64.1	66.3	67.5	69.2
		70.8	72.5	73.7	75.3	76.5	77.6	79.3	80.4	81.5	83.2
FRANCO	MORROPON	0.0	0.0	22.5	23.7	25.0	25.8	27.1	27.4	28.7	29.5
		30.3	31.1	31.8	32.6	33.4	34.2	35.0	35.8	36.6	36.9
HDA. BNS. AIRES	MORROPON	0.0	0.0	19.9	20.2	21.1	22.0	22.8	23.7	24.6	24.9
		25.8	26.2	27.1	27.4	27.8	28.1	28.5	28.8	29.7	30.1
SOLUMBRE	MORROPON	0.0	0.0	26.1	27.9	28.7	30.0	30.9	31.7	32.5	33.9
		34.2	35.0	35.8	36.6	37.5	37.7	38.6	39.4	39.7	40.5
LA MATANZA	LA MATANZA	1004.9	1024.0	1042.9	1061.6	1080.2	1098.6	1116.8	1135.1	1153.4	1171.4
		1189.7	1207.7	1226.1	1244.1	1262.3	1280.5	1298.8	1317.2	1335.6	1354.0
YENCALA	LA MATANZA	39.4	41.8	43.8	45.7	47.7	49.6	51.6	53.6	55.1	57.0
		59.0	60.9	62.5	64.4	66.4	67.8	70.3	72.2	74.2	76.1

ANEXO A 1.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
TIERRAS DURAS	LA MATANZA	37.1	39.1	41.5	43.1	45.0	46.5	48.5	50.0	52.1	53.6
		55.6	57.1	59.1	60.6	62.6	64.5	66.0	68.0	69.5	71.5
PABUR VIEJO	LA MATANZA	30.3	31.9	33.4	35.0	36.6	37.7	39.3	40.9	42.0	43.6
		45.1	46.3	47.9	49.4	50.5	52.1	53.7	55.3	56.4	57.9
LAYNAS	LA MATANZA	177.1	186.9	195.8	204.9	213.4	221.9	230.5	239.0	247.1	255.2
		263.7	271.7	280.4	288.4	296.9	305.4	313.8	322.4	330.9	340.3
CRUZ VERDE	LA MATANZA	115.8	121.9	127.5	133.8	139.4	144.7	150.4	156.1	161.4	167.1
		171.8	177.5	182.8	188.5	193.7	199.4	204.5	210.8	215.9	222.1
KM 65	LA MATANZA	0.0	0.0	4.1	4.2	4.5	4.8	5.0	5.1	5.3	5.3
		5.5	5.8	6.0	6.3	6.4	6.5	6.7	6.8	6.9	7.1
CARRASQUILLO	BUENOS AIRES	120.5	126.6	132.1	137.8	142.9	148.0	152.1	156.8	161.4	166.1
		170.2	174.3	178.4	183.0	186.6	190.7	195.3	199.4	203.5	207.5
CHIHUAHUA	BUENOS AIRES	11.9	12.1	12.8	13.0	13.6	13.8	14.0	14.6	14.8	15.0
		15.2	15.4	15.6	15.8	16.0	16.1	16.3	16.5	16.3	16.4
PBLO.NUEVO	BUENOS AIRES	59.6	62.8	65.6	67.8	70.0	72.3	74.5	76.2	77.9	79.6
		81.8	83.5	85.2	86.3	88.0	89.7	90.8	92.5	94.2	95.3
PEDREGAL	BUENOS AIRES	59.2	62.0	65.2	67.0	69.7	71.4	73.7	75.9	77.1	79.3
		81.0	82.1	83.9	85.6	87.3	88.9	90.6	91.8	93.5	95.1
HDA.BNS.AIRES	BUENOS AIRES	409.7	447.7	485.3	522.6	559.8	596.5	633.1	669.6	705.7	742.1
		778.0	813.8	849.8	885.3	921.0	956.5	991.9	1027.2	1062.7	1097.9
CAS. EL ALA	BUENOS AIRES	10.3	10.9	11.1	11.7	12.3	12.9	13.1	13.6	13.8	14.0
		14.5	15.1	15.2	15.8	15.9	16.1	16.6	16.7	17.2	17.7
CAS.J.VELASCO	BUENOS AIRES	4.0	4.3	4.3	4.6	4.7	4.8	4.9	5.1	5.2	5.3
		5.3	5.4	5.4	5.5	5.6	5.7	5.9	5.9	6.0	6.1
RIO SECO	BUENOS AIRES	9.6	10.3	10.6	10.8	11.5	11.7	12.0	12.2	12.4	12.4
		12.9	12.9	12.9	13.1	13.3	13.5	13.5	13.6	13.8	14.0
LA PIRCA	BUENOS AIRES	0.0	0.0	24.8	25.6	26.9	27.8	29.2	30.0	30.3	31.2
		32.1	32.9	33.2	34.6	35.0	35.8	36.1	37.0	37.8	38.1
LA MARAVILLA	BUENOS AIRES	0.0	0.0	6.2	6.4	6.7	7.0	7.3	7.6	7.8	7.8
		8.4	8.4	8.5	8.5	8.6	8.9	8.9	9.0	9.1	9.1
PIEDRA HERRAD	BUENOS AIRES	0.0	0.0	10.0	10.6	10.8	11.5	11.7	11.9	12.1	12.7
		13.0	13.2	13.4	13.6	13.8	13.9	14.1	14.3	14.5	14.7
INGENIO	BUENOS AIRES	0.0	0.0	15.8	16.3	16.9	17.9	18.4	18.6	19.1	19.3
		19.8	19.9	20.4	20.9	21.0	21.2	21.6	21.7	21.8	22.0
MALACASI	SALITRAL	164.5	172.9	180.2	187.7	194.6	201.0	206.9	213.3	219.3	224.7
		230.6	236.0	240.9	246.8	252.1	256.9	261.7	267.7	272.5	277.8
SALITRAL	SALITRAL	90.1	94.0	98.6	102.2	105.7	109.2	112.2	115.2	118.3	120.7
		123.8	126.2	128.7	131.7	134.2	136.6	139.1	141.6	144.0	146.4

ANEXO A 1.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
PIEDRA BLANCA	SALITRAL	24.4	25.6	26.8	28.4	29.5	30.7	31.9	33.1	33.8	35.4
		36.6	37.3	38.9	40.1	40.8	41.9	43.1	44.3	45.9	47.1
LA ALBERCA	SALITRAL	0.0	0.0	40.4	42.1	44.4	46.2	46.9	48.6	49.9	51.1
		52.9	54.2	54.9	56.1	57.4	58.6	59.3	60.6	61.8	62.5
NVA.ESPERANZA	SALITRAL	0.0	0.0	4.0	4.3	4.3	4.6	4.9	4.9	5.0	5.1
		5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8
PALO BLANCO	CHULUCANAS	0.0	0.0	32.9	34.9	36.9	38.5	40.0	42.0	43.6	44.7
		46.2	48.3	49.3	50.9	52.4	54.0	55.5	57.6	59.1	60.7
SERRAN	SALITRAL	0.0	0.0	130.0	137.4	143.9	150.5	157.0	163.5	169.6	175.6
		181.8	187.8	193.9	199.9	206.0	212.1	218.1	224.1	230.6	236.7
S. JUAN BIGOTE	SN. JN. BIGOTE	264.4	278.8	292.4	305.7	318.4	330.6	342.8	355.0	366.9	378.7
		390.4	402.1	414.5	425.7	437.9	449.6	461.7	474.0	486.7	499.3
LA PAREJA	SN. JN. BIGOTE	0.0	0.0	50.2	52.9	55.7	58.0	60.4	63.1	65.0	67.3
		69.7	72.5	74.8	76.7	79.5	81.3	84.1	86.4	88.7	91.6
BARRIOS	SN. JN. BIGOTE	0.0	0.0	7.4	8.1	8.3	8.6	8.8	9.1	9.3	9.6
		9.8	10.0	10.1	10.2	10.3	10.6	10.8	10.9	11.0	11.1
QUEMAZON	SN. JN. BIGOTE	0.0	0.0	48.2	50.4	52.6	54.8	56.5	58.2	59.4	61.1
		62.8	64.0	65.2	66.9	68.1	69.3	71.0	72.1	73.3	74.5
SANTA ROSA	TAMBO GRANDE	28.3	29.6	31.5	32.3	33.6	34.4	35.2	36.0	37.4	38.2
		39.0	39.8	40.6	41.4	42.2	42.5	43.3	44.1	44.9	45.1
MALINGUITAS	TAMBO GRANDE	111.0	117.7	122.9	128.7	134.4	139.6	144.9	150.2	155.5	160.8
		165.5	170.8	176.1	181.4	186.6	191.8	197.1	202.9	208.1	213.8
CHUCAS	TAMBO GRANDE	11.9	12.1	12.8	13.0	13.6	13.8	14.0	14.6	14.8	15.0
		15.2	15.4	15.6	15.8	16.0	16.1	16.3	16.5	16.6	16.7
LA RITA	TAMBO GRANDE	146.3	154.0	161.8	169.6	176.5	183.4	190.7	197.6	204.6	211.0
		217.9	224.7	231.7	238.5	245.4	252.7	259.6	266.5	273.8	281.1
EL PAPAYO	TAMBO GRANDE	51.1	53.4	55.6	57.9	60.2	61.4	63.2	65.5	66.8	68.0
		69.7	70.9	72.7	73.9	75.1	76.9	77.5	79.3	80.5	81.7
LOCUTO	TAMBO GRANDE	81.6	86.6	90.6	94.7	98.8	102.8	106.4	110.5	114.2	117.7
		121.8	125.4	129.0	133.1	137.2	140.7	144.8	148.9	152.9	157.0
TAMBO GRANDE	TAMBO GRANDE	856.6	874.8	892.4	922.1	952.5	981.4	1009.3	1036.2	1063.0	1088.8
		1113.6	1138.3	1163.0	1187.1	1210.7	1234.3	1257.8	1281.8	1304.7	1328.1
LAGREDA	TAMBO GRANDE	177.7	187.6	196.5	206.0	214.5	223.0	231.6	239.6	248.2	256.7
		264.8	272.8	281.4	289.9	297.9	306.4	314.8	323.9	332.9	341.3
PLATILLO	TAMBO GRANDE	0.0	0.0	5.2	5.5	5.8	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5
		6.8	7.1	7.2	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.6	7.7
CRUZ VERDE	TAMBO GRANDE	0.0	0.0	88.7	93.1	98.1	102.1	106.6	111.1	115.6	119.6
		123.7	127.7	131.7	135.7	140.3	144.3	148.3	152.8	156.7	161.3

ANEXO A 1.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
TINAJONES	TAMBO GRANDE	0.0 4.3	0.0 4.4	3.4 4.4	3.7 4.6	3.7 4.6	3.8 4.8	3.9 4.8	4.2 4.9	4.2 4.9	4.2 4.9
PBLO.NUEVO	TAMBO GRANDE	0.0 8.4	0.0 8.5	6.2 8.5	6.4 8.6	6.7 8.6	7.0 8.9	7.3 8.9	7.6 9.0	7.8 9.0	7.9 9.1
HDA.ANGOSTURA	TAMBO GRANDE	0.0 40.3	0.0 41.9	29.0 43.0	30.6 44.6	32.1 46.2	33.7 47.4	35.3 48.5	36.5 50.0	37.6 51.6	39.2 52.8
HDA.ACOTO ALT	TAMBO GRANDE	0.0 48.7	0.0 49.9	35.8 51.5	37.9 52.6	39.5 54.2	41.1 55.4	42.7 57.0	44.3 58.6	46.0 59.7	47.1 61.4
HDA.ACOTO BAJ	TAMBO GRANDE	0.0 26.0	0.0 26.9	20.2 27.2	21.0 28.1	21.9 28.4	22.8 28.8	23.6 29.6	24.0 30.0	24.8 30.8	25.7 31.2
HDA.SANTA ANA	TAMBO GRANDE	0.0 27.7	0.0 28.4	19.9 29.7	21.1 30.4	22.3 31.2	23.0 32.4	23.8 33.1	25.0 34.3	25.7 35.1	26.9 36.3
HDA.PROGRESO	TAMBO GRANDE	0.0 25.7	0.0 26.5	20.2 26.9	20.5 27.8	21.4 28.1	22.3 29.0	23.2 29.4	24.0 29.7	24.4 30.1	25.3 31.0
SEREN	TAMBO GRANDE	0.0 42.4	0.0 43.8	32.6 44.5	34.4 45.3	35.7 46.1	37.0 47.4	38.3 48.2	39.6 49.0	40.3 49.7	41.7 50.5
PROGRESO	TAMBO GRANDE	0.0 101.1	0.0 103.8	72.8 107.1	76.9 110.3	80.6 114.1	83.9 117.3	87.6 120.0	90.8 123.7	94.6 126.9	97.3 130.7
COLERA	TAMBO GRANDE	0.0 4.1	0.0 4.4	3.0 4.4	3.1 4.6	3.3 4.6	3.3 4.8	3.6 4.8	3.6 5.0	3.8 5.0	4.1 5.2
PEDREGAL	TAMBO GRANDE	0.0 59.1	0.0 60.4	45.4 61.6	47.7 62.9	49.4 64.1	51.2 65.4	53.0 66.6	54.2 67.3	56.0 69.1	57.3 69.8
CHICO ALTO	TAMBO GRANDE	0.0 42.4	0.0 43.8	32.6 44.5	34.4 45.3	35.7 46.1	37.0 47.4	38.3 48.2	39.6 49.0	40.3 49.7	41.7 50.5
HUALTACO	TAMBO GRANDE	0.0 12.6	0.0 12.8	9.3 13.0	10.0 13.2	10.2 13.7	10.8 14.3	11.0 14.4	11.6 14.6	11.8 15.1	12.0 15.3
CRUCETA	TAMBO GRANDE	0.0 415.0	0.0 424.9	318.6 433.7	333.6 442.5	347.7 451.5	360.4 459.7	372.4 468.5	383.9 476.1	394.4 484.3	405.4 492.1
TEJEDORES	TAMBO GRANDE	0.0 22.1	0.0 22.5	16.9 22.9	17.8 23.8	18.7 24.2	19.1 24.3	19.5 25.0	20.4 25.4	20.8 25.8	21.7 26.1
MÁXIMA DEMANDA REQUERIDA POR EL SISTEMA		5296.3 10001.1	5572.1 10286.4	7528.0 10572.8	7870.5 10862.6	8198.1 11148.0	8512.8 11433.4	8818.8 11720.9	9121.3 12014.3	9418.7 12307.7	9706.8 12603.7

ANEXO A 1.2

CONSUMO DE ENERGÍA DEL SISTEMA EN KWH

NÚMERO DE LOCALIDADES 00	SISTEMA PSE CHULUCANAS				COD. 19		FECHA		FEBRER99	
	DPT. PIURA				PROV. MORROPÓN		TENSIÓN 22.9 KV		FACT.POT. 0.900	
A O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
POBLACIÓN	105141	106948	150023	152514	155051	157629	160260	162933	165660	168424
	171242	174112	177027	179997	183027	186100	189235	192419	195671	198974
NÚMERO DE FAMILIAS	22816	23204	31596	32118	32646	33183	33734	34297	34867	35441
	36038	36637	37240	37868	38498	39139	39796	40464	41145	41835
NÚMERO DE ABONADOS RESID.	15943	16622	22770	23616	24430	25213	25976	26730	27466	28186
	28919	29633	30342	31066	31778	32492	33210	33933	34663	35398
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	2439	2457	2459	2476	2494	2512	2530	2548	2565	2583
	2601	2619	2637	2655	2672	2691	2709	2726	2744	2762
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	2190	2228	2267	2305	2344	2382	2421	2459	2497	2536
	2574	2613	2651	2689	2728	2766	2805	2843	2882	2920
.....										
CONSUMO SERVICIOS										
RESIDENCIAL	7633980	8104200	11149840	11748443	12334753	12904752	13468603	14032766	14589332	15142034
	15708033	16266848	16827854	17404460	17978263	18558559	19148554	19748249	20359351	20978089
COMERCIAL	763398	810423	1114987	1174850	1233479	1290476	1346868	1403285	1458939	1514208
	1570801	1626687	1682790	1740452	1797830	1855856	1914863	1974829	2035940	2097810
USO GENERAL	739635	785199	1036176	1091536	1145810	1198567	1250808	1303139	1355074	1406436
	1458887	1510928	1563310	1616761	1670356	1724551	1779506	1835383	1892468	1950266
INDUST. MENOR	763398	810423	1114987	1174850	1233479	1290476	1346868	1403285	1458939	1514208
	1570801	1626687	1682790	1740452	1797830	1855856	1914863	1974829	2035940	2097810
CONSÚ. DE ALUMBRADO PÚBLICO	456320	464080	631920	642360	652920	663660	674680	685940	697340	708820
	720760	732740	744800	757360	769960	782780	795920	809280	822900	836700
CONSUMO DE CARGAS ESPECIALES	3547800	3719469	3896616	4075847	4260651	4447445	4639911	4834265	5032374	5236305
	5441979	5653569	5866802	6083792	6306849	6531400	6762117	6994229	7232606	7472280
.....										
ENERGÍA VENDIDA	13904531	14693794	18944526	19907886	20861092	21795376	22727738	23662680	24591998	25522011
	26471261	27417459	28368346	29343277	30321088	31309002	32315823	33336799	34379205	35432955
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	1112364	1175505	1515567	1592631	1668895	1743629	1818221	1893015	1967358	2041758
	2117702	2193392	2269468	2347460	2425689	2504721	2585267	2666947	2750333	2834640
.....										
TOTAL ENERGÍA DISTRIBUIDA	15016895	15869299	20460093	21500517	22529987	23539005	24545959	25555695	26559356	27563769
	28588963	29610851	30637814	31690737	32746777	33813723	34901090	36003746	37129538	38267595
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	240285	263464	344304	374657	406283	438893	472883	508288	544903	583048
	622962	664340	707183	752152	798753	847156	897673	950026	1004775	1061451
.....										
TOTAL ENERGÍA REQUERIDA	15257180	16132763	20804397	21875174	22936270	23977898	25018842	26063983	27104259	28146817
	29211925	30275191	31344997	32442889	33545530	34660879	35798763	36953772	38134313	39329046
.....										

ANEXO A 1.2

M Á X I M A D E M A N D A D E L S I S T E M A E N K W

NÚMERO DE LOCALIDADES 00 SISTEMA PSE CHULUCANAS COD. 19 FECHA FEBRER99
 FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.900 DPT. PIURA PROV. MORROPÓN TENSIÓN 22.9 KV
 FACT.POT. 0.900

A Ñ O S	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE	1620.0 2114.2	1669.4 2163.6	1718.8 2213.1	1768.3 2262.5	1817.7 2311.9	1867.1 2361.3	1916.5 2410.7	1965.9 2460.2	2015.4 2509.6	2064.8 2559.0
DEMANDA SERVICIOS										
RESIDENCIAL	3129.6 6039.9	3298.2 6211.5	4535.0 6383.4	4745.6 6557.3	4946.3 6728.2	5138.4 6898.7	5324.7 7070.5	5508.3 7245.6	5688.3 7420.5	5862.3 7596.8
COMERCIAL	313.0 604.0	329.8 621.1	453.5 638.3	474.6 655.7	494.6 672.8	513.8 689.9	532.5 707.0	550.8 724.6	568.8 742.1	586.2 759.7
USO GENERAL	302.9 559.6	319.2 575.6	420.2 591.7	439.7 607.8	458.2 623.8	475.9 639.8	493.2 655.8	510.2 672.2	527.0 688.5	543.2 705.0
INDUST. MENOR	313.0 604.0	329.8 621.1	453.5 638.3	474.6 655.7	494.6 672.8	513.8 689.9	532.5 707.0	550.8 724.6	568.8 742.1	586.2 759.7
MÁXIMA DEMANDA DE SERVICIOS	4058.5 7807.5	4277.1 8029.4	5862.2 8251.8	6134.3 8476.6	6393.7 8697.7	6642.0 8918.3	6882.8 9140.4	7120.2 9366.9	7353.0 9593.1	7577.9 9821.1
MÁX.DEM.DE ALUMBRADO PÚBLICO	104.2 164.6	106.0 167.3	144.3 170.0	146.7 172.9	149.1 175.8	151.5 178.7	154.0 181.7	156.6 184.8	159.2 187.9	161.8 191.0
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVICIO	324.0 422.8	333.9 432.7	343.8 442.6	353.7 452.5	363.5 462.4	373.4 472.3	383.3 482.1	393.2 492.0	403.1 501.9	413.0 511.8
MÁXIMA DEMANDA NETA	4486.6 8394.9	4716.9 8629.4	6350.2 8864.4	6634.6 9102.0	6906.3 9335.9	7167.0 9569.3	7420.1 9804.2	7670.0 10043.7	7915.2 10282.9	8152.7 10524.0
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCION	655.4 1216.7	687.4 1246.4	943.6 1276.1	983.3 1305.9	1020.6 1334.8	1055.9 1363.5	1089.7 1392.2	1122.7 1421.5	1154.9 1450.4	1185.5 1479.5
MAXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	5142.1 9611.6	5404.3 9875.8	7293.8 10140.5	7618.0 10407.9	7926.9 10670.7	8222.9 10932.8	8509.8 11196.4	8792.7 11465.2	9070.2 11733.4	9338.2 12003.5
PÉRDIDAS EN TRANSMISION	154.3 389.5	167.8 410.6	234.2 432.3	252.6 454.7	271.2 477.4	290.0 500.6	309.0 524.5	328.6 549.1	348.5 574.3	368.6 600.2
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	5296.3 10001.1	5572.1 10286.4	7528.0 10572.8	7870.5 10862.6	8198.1 11148.0	8512.8 11433.4	8818.8 11720.9	9121.3 12014.3	9418.7 12307.7	9706.8 12603.7

ANEXO A 2.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE MÁNCORA

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
A.-Provincia de Talara												
1.-Distrito de Máncora												
1	Máncora	I	Pueblo	5923	1100	6887	1573	11150	2250	1.26	1.25	A
2	Amgolo "A"	I	Anexo	91	14	186	44	111	20	6.14	2.00	C
3	Corral de Ovejas	I	Anexo	49	8	-	-	61	10	-	1.00	C
2.-Distrito de Los Organos												
1	Los Organos		Ciudad	6974	1356	8583	1983	14500	2890	1.75	1.75	A
B.-Provincia de Contralmirante Villar												
1.-Distrito de Zorritos												
1	Barrancos	I	Caserio	103	20	111	38	120	25	0.63	1.00	C
2	Quebrada Seca	I	Caserio	90	13	108	28	145	30	1.53	1.53	C
3	Pajantos	I	Caserio	75	13	238	53	88	20	-	1.00	C
4	Negritos	I	Caserio	49	9	46	10	33	8	-0.53	1.00	C
5	Punta Sal	I	Caserio	-	46	52	110	220	250	-	1.00	B
6	Cancas	I	Caserio	1260	222	2021	381	3270	652	-	1.00	A
7	Punta Mero	I	Caseno	133	29	84	39	40	10	-3.76	1.00	C
Total :				14,747	2,830	18,316	4,259	29,738	6,175			

ANEXO A 2.2

M Á X I M A D E M A N D A D E L S I S T E M A E N K W

NÚMERO DE LOCALIDADES 11	SISTEMA PSE MÁNCORA	COD. 19	TENSIÓN 22.9 KV
FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.966	DPT. PIURA	PROV. TALARA	FACT.POT. 0.900

A Ñ O S	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE	900.0 1320.5	942.1 1362.6	984.1 1404.6	1026.2 1446.7	1068.2 1486.7	1110.3 1530.8	1152.3 1572.8	1194.4 1614.9	1236.4 1656.9	1278.5 1699.0
DEMANDA SERVICIOS										
RESIDENCIAL	885.8 1272.0	931.9 1305.8	975.2 1339.4	1017.6 1371.9	1056.8 1406.5	1095.4 1439.7	1132.5 1472.4	1168.7 1506.1	1203.7 1539.5	1237.9 1573.1
COMERCIAL	88.6 127.2	93.2 130.6	97.5 133.9	101.8 137.2	105.7 140.7	109.5 144.0	113.2 147.2	116.9 150.6	120.4 153.9	123.8 157.3
USO GENERAL	87.6 125.9	92.2 129.3	96.5 132.6	100.7 135.9	104.6 139.3	108.4 142.6	112.0 145.8	115.6 149.2	119.1 152.5	122.5 155.9
INDUST. MENOR	88.6 127.2	93.2 130.6	97.5 133.9	101.8 137.2	105.7 140.7	109.5 144.0	113.2 147.2	116.9 150.6	120.4 153.9	123.8 157.3
MÁXIMA DEMANDA DE SERVICIOS	1150.6 1652.4	1210.5 1696.2	1266.8 1740.0	1321.8 1782.1	1372.7 1827.1	1422.8 1870.2	1471.0 1912.8	1518.1 1956.5	1563.6 1999.9	1608.0 2043.6
MAX.DEM.DE ALUMBRADO PÚBLICO	27.7 32.1	26.1 32.6	26.5 33.1	26.9 33.6	29.4 34.2	29.8 34.7	30.3 35.2	30.7 35.7	31.2 36.3	31.7 36.8
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVICIO	180.0 264.1	188.4 272.5	196.8 280.9	205.2 289.3	213.6 297.7	222.1 306.2	230.5 314.6	238.9 323.0	247.3 331.4	255.7 339.8
MÁXIMA DEMANDA NETA	1358.2 1948.6	1427.0 2001.3	1492.1 2054.0	1556.0 2105.1	1615.7 2159.0	1674.7 2211.0	1731.7 2262.5	1787.7 2315.2	1842.1 2367.5	1895.3 2420.2
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	163.0 251.1	191.6 256.7	199.6 262.2	207.3 267.4	214.3 272.9	221.2 278.2	227.6 283.3	233.8 288.6	239.8 293.7	245.5 298.9
MÁXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	1541.2 2199.6	1618.6 2299.0	1691.6 2316.2	1763.3 2372.5	1830.0 2431.9	1895.9 2489.2	1959.3 2545.8	2021.6 2603.8	2081.9 2661.2	2140.8 2719.1
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	46.2 69.1	50.3 93.9	54.3 98.7	58.5 103.6	62.6 109.8	66.9 114.0	71.2 119.3	75.5 124.7	80.0 130.3	84.5 136.0
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	1587.4 2288.9	1668.9 2351.9	1745.9 2414.9	1821.8 2476.1	1892.6 2540.7	1962.7 2603.2	2030.5 2665.1	2097.1 2728.5	2161.9 2791.5	2225.3 2855.1

ANEXO A 2.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

NÚMERO DE LOCALIDADES 11	SISTEMA PSE MÁNCORA	COD. 19
IND. DEM. POND. REAL 1.51 %	DPT. PIURA	PROV. TALARA
IND. DEM. POND. ASUM. 1.51 %	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.966	TENSIÓN 22.9 KV
		FACT. POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN 1998	FAMILIAS 1998	IND. DEMOGRAF. % REAL	ASUM.	TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW- TÉRMICA	HIDRAUL.	ACCESIBILIDAD POR
MÁNCORA	PUEBLO	11150	2250	1.30	1.30	TERMICO	1000	0	CARR. ASFALTADA
ANGOLO A	ANEXO	111	20	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CORRAL OVEJAS	ANEXO	61	10	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LOS ORGANOS	CIUDAD	14500	2890	1.80	1.80	SIN SERVICIO	0	0	CARR. ASFALTADA
BARRANCOS	CASERÍO	120	25	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
QUEBRADA SECA	CASERÍO	145	30	1.50	1.50	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAJARITOS	CASERÍO	88	20	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
NEGRITOS	CASERÍO	33	8	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PUNTA SAL	PUEBLO	220	260	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CANCAS	PUEBLO	3270	652	1.00	1.00	TERMICO	500	0	CARR. ASFALTADA
PUNTA MERO	CASERÍO	40	10	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. ASFALTADA

ANEXO A 2.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 11		SISTEMA PSE MÁNCORA ○○○○○○○A				COD. 19 PROV. TALARA		FECHA FEBRER99			
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
MÁNCORA	MÁNCORA	2484929 3963690	2633829 4114809	2781708 4267881	2928244 4421700	3074940 4578363	3220569 4737261	3369066 4895580	3515621 5057051	3663073 5221462	3812544 5385463
ANGOLO A	MÁNCORA	4482 7814	5014 7814	5014 8406	5559 8406	6091 9006	6655 9006	6655 9614	6655 10230	7230 10230	7230 10854
CORRAL OVEJAS	MÁNCORA	2241 3385	2241 3385	2241 3385	2789 3385	2810 4009	3385 4009	3385 4009	3385 4009	3385 4009	3385 4009
LOS ORGANOS	LOS ORGANOS	1451148 2269886	1539100 2350442	1623661 2432955	1706567 2516346	1787661 2601721	1867819 2687949	1947973 2775023	2028100 2862927	2108124 2954042	2188002 3046010
BARRANCOS	ZORRITOS	5805 8855	6394 8855	6394 8855	6977 9517	6977 10168	7595 10168	7595 10854	8208 10854	8208 10854	8855 11552
QUEBRADA SECA	ZORRITOS	6723 11311	7273 11929	7812 11929	8381 12554	8381 13187	9523 13187	9523 13826	10119 13826	10119 14472	10720 14472
PAJARITOS	ZORRITOS	4482 6842	4482 7480	5058 7480	5628 7480	5628 7480	5628 8112	6215 8133	6842 8780	6842 8780	6842 8780
NEGRITOS	ZORRITOS	1793 2967	1793 2967	1793 2967	1793 2967	2350 2967	2350 2967	2372 2967	2967 3618	2967 3618	2967 3618
PUNTA SAL	ZORRITOS	562054 860646	589799 893470	618886 926020	647509 958261	676584 992728	706072 1025830	736962 1060109	767349 1094819	798145 1129569	829391 1165886
CANCAS	ZORRITOS	869232 1307513	913675 1352642	958035 1397071	1001739 1440780	1045004 1487918	1088910 1534010	1132551 1579326	1176540 1625186	1219932 1673253	1262685 1721498
PUNTA MERO	ZORRITOS	2241 3385	2241 3385	2241 3385	2789 3385	2810 4009	3385 4009	3385 4009	3385 4009	3385 4009	3385 4009
ENERGÍA REQUERIDA POR EL SISTEMA		5488961 8654006	5808905 8979254	6125587 9307342	6440803 9637360	6752621 9980535	7066330 10322449	7381733 10666994	7697312 11017119	8012123 11375277	8329885 11736956

ANEXO A 2.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 11		SISTEMA PSE MÁNCORA □□□□□□□□				DPT. PIURA		COD. 19 PROV. TALARA		FECHA FEBRER99	
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
MÁNCORA	MÁNCORA	725.8	763.1	799.9	836.4	872.5	908.1	943.7	978.9	1014.0	1049.0
		1083.8	1118.4	1153.1	1187.6	1221.9	1256.4	1290.6	1325.0	1359.3	1393.4
ANGOLO A	MÁNCORA	3.1	3.3	3.3	3.7	4.0	4.3	4.3	4.3	4.4	4.4
		4.6	4.6	4.8	4.8	5.1	5.1	5.2	5.5	5.5	5.7
CORRAL OVEJAS	MÁNCORA	1.5	1.5	1.5	1.8	1.8	2.0	2.1	2.1	2.1	2.2
		2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4	2.4
LOS ORGANOS	LOS ORGANOS	697.1	734.5	769.7	804.0	836.5	868.2	899.3	930.0	960.6	990.3
		1020.4	1049.6	1079.6	1109.2	1139.3	1169.3	1199.2	1229.7	1260.5	1291.4
BARRANCOS	ZORRITOS	4.0	4.3	4.3	4.6	4.6	4.9	4.9	5.1	5.1	5.3
		5.3	5.3	5.4	5.4	5.7	5.7	5.8	5.8	5.9	6.1
QUEBRADA SECA	ZORRITOS	4.6	4.9	5.2	5.4	5.4	6.1	6.2	6.3	6.4	6.5
		6.7	7.0	7.1	7.2	7.4	7.5	7.6	7.7	7.7	7.8
PAJARITOS	ZORRITOS	3.1	3.2	3.4	3.5	3.6	3.6	3.9	4.3	4.3	4.3
		4.4	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7
NEGRITOS	ZORRITOS	1.2	1.2	1.2	1.2	1.5	1.5	1.5	1.8	1.8	1.8
		1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1
PUNTA SAL	ZORRITOS	234.9	244.0	253.2	262.2	271.3	280.3	289.5	298.5	307.5	316.5
		325.4	334.5	343.5	352.4	361.4	370.3	379.2	388.2	397.0	406.0
CANCAS	ZORRITOS	274.0	285.0	295.8	306.5	317.1	327.6	338.0	348.4	358.7	368.8
		379.0	389.2	399.3	409.1	419.3	429.3	439.2	449.1	459.1	469.1
PUNTA MERO	ZORRITOS	1.5	1.5	1.5	1.8	1.8	2.2	2.2	2.2	2.2	2.3
		2.3	2.3	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
MÁXIMA DEMANDA REQUERIDA		1587.4	1668.9	1745.9	1821.8	1892.6	1962.7	2030.5	2097.1	2161.9	2225.3
POR EL SISTEMA		2288.9	2351.9	2414.9	2476.1	2540.7	2603.2	2665.1	2728.5	2791.5	2855.1

ANEXO A 3.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE MEDIO PIURA

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
A.-Provincia de Piura												
1.-Distrito de Piura												
1	Ejidos del Norte	I	Pueblo Joven	387	56	219	41	230	45	-4.63	1.00	B
2	Hda. la Mariposa	I	Caserío	291	47	308	53	330	65	0.47	1.00	B
3	Ejidos de Huan	I	Caserío	677	109	1033	190	1070	210	3.58	2.00	A
4	La Palma	I	Caserío	185	29	268	54	310	60	3.14	2.00	B
5	El Molino Viejo	I	Caserío	191	33	329	62	352	70	4.64	2.00	B
6	Hda. Santa Sara	I	Caserío	196	35	245	42	230	45	1.88	1.88	B
7	Hda. Ceresal	I	Caserío	255	49	464	79	430	85	5.12	2.00	A
8	Curumuy	I	Pueblo	-	-	347	62	325	65	-	1.00	B
9	Lagrimas de Curumuy	I	Pueblo	379	63	488	90	515	102	2.13	2.00	A
10	Olivares San Fernando	I	Caserío	-	-	200	40	310	62	-	1.00	B
11	Hda. Chipe	I	Urbanización	-	-	210	34	210	40	-	1.00	B
12	Miraflores	I	Pueblo	344	50	566	95	502	100	4.24	2.00	A
13	Hda. Río Seco	I	Pueblo	253	33	364	91	461	92	3.08	2.00	A
2.-Distrito de Castilla												
1	Chapayra	I	Caserío	171	26	1128	176	928	185	17.02	2.00	A
2	Terela	I	Pueblo	687	110	985	179	1008	201	3.05	2.00	A
3	Hda. San Silvestre	I	Caserío	-	-	200	40	211	42	-	1.00	B
4	Hda. Santa Beatriz	I	Caserío	-	-	200	40	215	41	-	1.00	B
5	Hda. El Almendro	I	Pueblo Joven	-	-	1439	411	2111	420	-	1.00	A
6	Santa Anita	I	Pueblo Joven	-	-	200	40	245	50	-	1.00	B
7	Hda. San Vicente	I	Caserío	100	16	112	21	115	23	0.95	1.00	C
Total :				4,116	656	9,305	1,840	10,108	2,003	45	30	

ANEXO A 3.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

NÚMERO DE LOCALIDADES 20	SISTEMA PSE MEDIO PIURA	COD. 19	FECHA FEBRER99
IND.DEM.POND. REAL 1.57 %	DPT. PIURA	PROV. PIURA	TENSIÓN 22.9 KV
IND.DEM.POND.ASUM. 1.57 %	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.934		FACT.POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN 1998	FAMILIAS 1998	IND.DEMOGRAF. %		TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW-		ACCESIBILIDAD POR
				REAL	ASUM.		TÉRMICA	HIDRAUL.	
EJIDOS DNORTE	PUEBLO	230	45	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA MARIPOSA	CASERÍO	330	65	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EJIDOS DHUAN	CASERÍO	1070	210	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA PALMA	CASERÍO	310	60	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MOLINO VIEJO	CASERÍO	352	70	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA SARA	CASERÍO	230	45	1.90	1.90	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CERESAL	CASERÍO	430	85	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CURUMUY	PUEBLO	325	65	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LAGRIMAS CURU	PUEBLO	515	102	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN FERNANDO	CASERÍO	310	62	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHIPE	COMUNIDAD	210	40	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MIRAFLORES	PUEBLO	502	100	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
RIO SECO	PUEBLO	461	92	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHAPAYRA	CASERÍO	928	185	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TERELA	PUEBLO	1008	201	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN SILVESTRE	CASERÍO	211	42	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA BEATRIZ	CASERÍO	215	41	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL ALMENDRO	BARRIO	2111	420	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA ANITA	BARRIO	245	50	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN VICENTE	CASERÍO	115	23	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 3.2

C O N S U M O D E E N E R G Í A D E L S I S T E M A E N K W H

NÚMERO DE LOCALIDADES 20	SISTEMA PSE MEDIO PIURA				COD. 19		FECHA FEBRER99			
	DPT. PIURA				PROV. PIURA		TENSIÓN 22.9 KV FACT. POT. 0.900			
A Y O S	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
POBLACIÓN	10264 12011	10422 12206	10591 12400	10757 12596	10929 12803	11103 13007	11274 13217	11456 13428	11639 13645	11825 13866
NÚMERO DE FAMILIAS	2033 2383	2064 2418	2099 2459	2135 2496	2164 2538	2201 2577	2236 2618	2270 2662	2308 2706	2342 2749
NÚMERO DE ABONADOS RESID.	1362 1879	1420 1922	1479 1969	1535 2016	1585 2064	1640 2106	1687 2152	1736 2202	1785 2249	1829 2294
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	1793 2068	1821 2095	1850 2122	1877 2148	1905 2175	1932 2202	1960 2229	1987 2255	2014 2282	2041 2308
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0
CONSÚMO SERVICIOS										
RESIDENCIAL	468960 729063	496715 752277	525188 777323	552788 802525	577708 829102	605173 852058	629199 877626	654340 905496	679783 931785	702658 957885
COMERCIAL	46896 72908	49673 75229	52520 77732	55279 80254	57773 82910	60519 85204	62919 87763	65436 90550	67979 93179	70266 95789
USO GENERAL	33585 51910	35553 53584	37546 55340	39503 57148	41252 59004	43157 60621	44892 62456	46689 64393	48424 66252	50059 68105
INDUST. MENOR	46896 72908	49673 75229	52520 77732	55279 80254	57773 82910	60519 85204	62919 87763	65436 90550	67979 93179	70266 95789
CONSU. DE ALUMBRADO PÚBLICO	40660 47660	41280 48360	41980 49180	42700 49920	43280 50760	44020 51540	44720 52360	45400 53240	46160 54120	46840 54980
CONSÚMO DE CARGAS ESPECIALES	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0	0 0
ENERGÍA VENDIDA										
	636997 974449	672894 1004679	709754 1037307	745549 1070101	777786 1104686	813388 1134627	844649 1167968	877301 1204229	910325 1238515	940089 1272548
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	50961 77957	53830 80373	56781 82985	59644 85608	62221 88375	65071 90773	67573 93436	70185 96340	72828 99083	75209 101805
TOTAL ENERGÍA DISTRIBUIDA										
	687958 1052406	726724 1085052	766535 1120292	805193 1155709	840007 1193061	878459 1225400	912222 1261404	947486 1300569	983153 1337598	1015298 1374353
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	9009 19470	9895 20688	10840 21997	11812 23353	12772 24797	13830 26185	14857 27692	15949 29316	17093 30948	18215 32623
TOTAL ENERGÍA REQUERIDA										
	696967 1071876	736619 1105740	777375 1142289	817005 1179062	852779 1217858	892289 1251585	927079 1289096	963435 1329885	1000246 1368546	1033513 1406976

ANEXO A 3.2

M Á X I M A D E M A N D A D E L S I S T E M A E N K W

SISTEMA	PSE MEDIO PIURA		DPT. PIURA		COD. 19		PROV. PIURA		FECHA FEBRER99	
NÚMERO DE LOCALIDADES 20									TENSIÓN 22.9 KV	
FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.934									FACT.POT. 0.900	
.....										
A Ñ O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
.....										
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.....										
DEMANDA SERVICIOS										
RESIDENCIAL	261.5	272.7	283.9	294.5	303.3	313.2	321.1	329.4	337.5	344.3
	352.6	359.1	366.4	373.6	381.2	386.9	393.8	401.6	408.4	415.0
COMERCIAL	26.2	27.3	28.4	29.5	30.3	31.3	32.1	32.9	33.8	34.4
	35.3	35.9	36.6	37.4	38.1	38.7	39.4	40.2	40.8	41.5
USO GENERAL	18.7	19.5	20.3	21.0	21.6	22.3	22.9	23.5	24.0	24.5
	25.1	25.6	26.1	26.6	27.1	27.5	28.0	28.5	29.0	29.5
INDUST. MENOR	26.2	27.3	28.4	29.5	30.3	31.3	32.1	32.9	33.8	34.4
	35.3	35.9	36.6	37.4	38.1	38.7	39.4	40.2	40.8	41.5
.....										
MÁXIMA DEMANDA DE SERVICIOS	332.5	346.8	361.0	374.4	385.6	398.2	408.2	418.7	429.0	437.7
	448.2	456.5	465.7	475.0	484.6	491.8	500.6	510.5	519.1	527.5
MAX.DEM.DE ALUMBRADO PÚBLICO	9.3	9.4	9.6	9.7	9.9	10.1	10.2	10.4	10.5	10.7
	10.9	11.0	11.2	11.4	11.6	11.8	12.0	12.2	12.4	12.6
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVICIO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.....										
MÁXIMA DEMANDA NETA	341.8	356.2	370.6	384.2	395.5	408.2	418.4	429.1	439.6	448.4
	459.1	467.6	477.0	486.4	496.1	503.6	512.5	522.7	531.5	540.0
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	60.9	63.2	65.4	67.5	69.2	71.1	72.6	74.1	75.5	76.7
	78.2	79.3	80.5	81.8	83.1	83.9	85.1	86.4	87.4	88.5
.....										
MÁXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	402.7	419.4	436.0	451.7	464.7	479.3	490.9	503.2	515.1	525.1
	537.3	546.9	557.5	568.1	579.2	587.5	597.6	609.0	618.9	628.5
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	12.1	13.0	14.0	15.0	15.9	16.9	17.8	18.8	19.8	20.7
	21.8	22.7	23.8	24.8	25.9	26.9	28.0	29.2	30.3	31.4
.....										
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	414.8	432.4	450.0	466.7	480.6	496.2	508.8	522.0	534.9	545.8
	559.1	569.6	581.3	593.0	605.1	614.4	625.6	638.2	649.2	659.9
.....										

ANEXO A 3.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 20		SISTEMA PSE MEDIO PIURA OOOOOOOIA DPT. PIURA				COD. 19 PROV. PIURA		FECHA FEBRER99			
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
EJIDOS DNORTE	PIURA	18468	20409	21393	22413	23425	24474	25516	26595	27664	28769
		28769	29887	30998	32143	32143	33301	34450	35632	35632	36828
LA MARIPOSA	PIURA	17626	18190	19358	20546	21137	22356	22981	23594	24850	25496
		26147	26782	27440	28753	28753	29425	30103	31449	32138	32138
EJIDOS DHUAN	PIURA	67802	71247	75326	78861	83036	86064	90331	94045	97186	100963
		104776	108625	112525	116439	120408	123736	128413	132473	136562	140681
LA PALMA	PIURA	25294	27070	28900	30740	32607	34525	36447	37431	39414	41404
		43441	44467	46540	48614	50732	51801	53954	56129	57226	59432
MOLINO VIEJO	PIURA	18949	20033	21641	22757	23862	25555	26132	27855	29034	30201
		31400	32608	33826	35032	36267	37514	38768	40031	41302	42584
SANTA SARA	PIURA	12334	12879	13961	14522	15067	16188	16766	17350	17938	19104
		19706	20309	20916	22145	22764	23995	24625	25259	25897	27184
CERESAL	PIURA	26584	27681	29353	31053	32213	33950	35135	36908	38115	39334
		41154	42396	43643	44901	46780	48700	49992	51290	53252	54570
CURUMUY	PIURA	17626	18190	19358	20546	21137	22356	22981	23594	24850	25496
		26147	26782	27440	28753	28753	29425	30103	31449	32138	32138
LAGRIMAS CURU	PIURA	3724	39631	41558	43501	46134	47470	49472	51514	53549	54928
		57690	59093	61212	63343	65469	67633	69809	72001	74206	76426
SAN FERNANDO	PIURA	25985	26945	28920	30941	31956	34043	34043	36172	37265	38345
		39456	41689	42832	42832	45122	46293	46293	47474	49843	51052
CHIPE	PIURA	10584	11737	11737	12923	12923	13517	14142	14751	15390	15390
		16667	16667	17326	17326	17972	18645	18645	19326	19326	20012
MIRAFLORES	PIURA	30958	33148	34825	36522	37677	39995	41175	42942	44747	46546
		47769	49618	51465	53346	55244	56519	58443	61008	62968	64940
RIO SECO	PIURA	28760	30418	32097	33799	34956	36694	37877	39647	40851	42652
		43879	45735	47584	48842	50746	52024	53952	55251	57208	59182
CHAPAYRA	CASTILLA	68234	72023	75876	79135	83066	86386	90411	93792	97198	100652
		104109	107611	111118	114666	118937	122536	126160	130515	134921	138618
TERELA	CASTILLA	100799	107497	113345	120287	125326	131428	137637	143924	149218	154589
		161078	167643	173187	179887	186675	192386	199278	206265	213315	220428
SAN SILVESTRE	CASTILLA	11032	12178	12753	13355	13946	14563	15165	15165	15799	16415
		17062	17062	17713	18351	19016	19016	19687	20345	21028	21028
SANTA BEATRIZ	CASTILLA	11011	11599	12174	12780	13371	13991	14597	14597	15858	15858
		16508	17144	17810	17810	18482	18482	19162	19827	20520	20520
EL ALMENDRO	CASTILLA	134255	140603	147070	152960	158275	164330	169098	174605	179465	184394
		189362	193648	198697	203787	208197	212619	217092	221594	226125	230686
SANTA ANITA	CASTILLA	15660	16973	17648	18310	19671	20352	21060	21749	22466	22466
		23898	23898	24632	25351	26094	26843	26843	27597	28337	29101
SAN VICENTE	CASTILLA	8273	8273	9242	9242	10222	10222	11256	11256	12296	12296
		13388	13388	13388	13388	14507	14507	15632	15654	15654	16805
ENERGÍA REQUERIDA POR EL SISTEMA		696967	736619	777375	817005	852779	892289	927079	963435	1000246	1033513
		1071876	1105740	1142289	1179062	1217858	1251585	1289096	1329885	1368546	1406976

ANEXO A 3.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 20		SISTEMA PSE MEDIO PIURA XXXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. PIURA		FECHA FEBRER99			
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
EJIDOS DNORTE	PIURA	8.8	9.7	10.1	10.5	10.9	11.3	11.8	12.2	12.6	13.0
LA MARIPOSA	PIURA	13.1	13.3	13.7	14.1	14.1	14.5	14.9	15.3	15.4	15.6
EJIDOS DHOAN	PIURA	12.2	12.4	13.0	13.6	13.8	14.4	14.6	14.7	15.3	15.4
LA PALMA	PIURA	15.6	15.8	15.9	16.1	16.2	16.4	16.5	17.0	17.2	17.3
MOLINO VIEJO	PIURA	47.5	49.1	51.1	52.6	54.6	55.7	57.5	59.0	60.0	61.4
SANTA SARA	PIURA	62.8	64.2	65.5	66.8	68.2	69.0	70.7	71.9	73.1	74.4
CERESAL	PIURA	12.1	12.9	13.6	14.4	15.2	16.0	16.8	17.1	17.9	18.7
CURUMUOY	PIURA	19.5	19.8	20.6	21.4	22.2	22.5	23.3	24.1	24.4	25.2
LAGRIMAS CURU	PIURA	13.2	13.7	14.6	15.1	15.6	16.4	16.5	17.4	17.8	18.3
SAN FERNANDO	PIURA	18.8	19.2	19.6	20.0	20.5	20.9	21.3	21.7	22.1	22.4
CHIPE	PIURA	8.6	8.8	9.4	9.6	9.8	10.4	10.6	10.8	11.0	11.6
MIRAFLORES	PIURA	11.8	12.0	12.1	12.7	12.8	13.4	13.5	13.7	13.8	14.3
RIO SECO	PIURA	18.6	19.0	19.9	20.7	21.1	21.9	22.3	23.1	23.5	23.9
SANTA BEATRIZ	PIURA	24.6	25.0	25.4	25.7	26.5	27.1	27.5	27.8	28.5	28.8
TERELA	PIURA	12.2	12.4	13.0	13.6	13.8	14.4	14.6	14.7	15.3	15.4
SAN VICENTE	PIURA	15.6	15.8	15.9	16.2	16.4	16.4	16.5	17.0	17.2	17.3
CHAPAYRA	CASTILLA	23.4	24.2	25.0	25.8	27.0	27.4	28.2	28.9	29.6	30.0
EL ALMENDRO	CASTILLA	31.1	31.4	32.1	32.8	33.5	34.1	34.8	35.5	36.1	36.7
SANTA ANITA	CASTILLA	12.4	12.8	13.7	14.5	14.9	15.6	15.7	16.5	16.9	17.3
SAN SILVESTRE	CASTILLA	17.7	18.6	19.0	19.5	19.7	20.1	20.2	20.4	21.2	21.6
LA PALMA	CASTILLA	7.3	7.5	7.9	8.5	8.6	8.7	9.0	9.2	9.5	9.6
LA MARIPOSA	CASTILLA	10.0	10.1	10.2	10.3	10.3	10.4	10.4	10.5	10.5	10.5
LA PALMA	CASTILLA	21.6	22.8	23.6	24.3	24.7	25.8	26.2	26.9	27.6	28.3
LA PALMA	CASTILLA	28.6	29.3	29.9	30.6	31.2	31.5	32.1	33.1	33.7	34.3
LA PALMA	CASTILLA	20.1	20.9	21.7	22.5	22.9	23.7	24.1	24.8	25.2	25.9
LA PALMA	CASTILLA	26.3	27.0	27.7	28.0	28.7	29.0	29.7	30.0	30.6	31.2
LA PALMA	CASTILLA	42.3	44.0	45.7	47.0	48.6	49.9	51.5	52.7	53.8	55.0
LA PALMA	CASTILLA	56.1	57.2	58.3	59.4	60.8	61.9	62.9	64.3	65.6	66.6
LA PALMA	CASTILLA	48.4	51.3	53.7	56.7	58.6	61.1	63.5	66.0	68.0	70.0
LA PALMA	CASTILLA	72.4	74.9	76.8	79.3	81.7	83.7	86.1	88.6	91.0	93.5
LA PALMA	CASTILLA	7.6	8.3	8.6	8.9	9.1	9.4	9.5	9.6	9.7	9.9
LA PALMA	CASTILLA	10.2	10.3	10.3	10.5	10.7	10.8	10.8	11.0	11.2	11.2
LA PALMA	CASTILLA	7.6	7.9	8.2	8.5	8.7	9.0	9.3	9.4	9.5	9.6
LA PALMA	CASTILLA	9.9	10.1	10.3	10.3	10.4	10.4	10.5	10.7	11.0	11.8
LA PALMA	CASTILLA	94.0	96.9	99.8	102.1	104.0	106.3	107.7	109.6	110.9	112.2
LA PALMA	CASTILLA	113.6	114.5	115.7	117.0	117.9	118.7	119.5	120.4	121.1	121.9
LA PALMA	CASTILLA	9.6	10.3	10.6	10.8	11.5	11.7	12.0	12.2	12.4	12.4
LA PALMA	CASTILLA	12.9	12.9	13.0	13.1	13.3	13.4	13.4	13.6	13.8	14.0
LA PALMA	CASTILLA	3.9	3.9	4.3	4.3	4.8	4.9	5.2	5.2	5.6	5.6
LA PALMA	CASTILLA	6.0	6.0	6.2	6.2	6.3	6.3	6.7	6.7	6.7	7.1
MÁXIMA DEMANDA REQUERIDA POR EL SISTEMA		414.8	432.4	450.0	466.7	480.6	496.2	508.8	522.0	534.9	545.8
		559.1	569.6	581.3	593.0	605.1	614.4	625.6	638.2	649.2	659.9

ANEXO A 4.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE SULLANA

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
A.-Provincia de Sullana												
1.-Distrito de Ignacio Escudero												
1	Ventarrones	I	Caserío	1500	300	500	2000	1930	388	-8.75	1.00	A
2	Santa Sofía	I	Caserío	2494	383	2595	529	2740	560	0.33	1.00	A
3	Hda. Ventarrones	II	Caserío	1608	274	1761	368	225	45	0.76	1.00	B
2.-Distrito de Miguel Checa												
1	Jibito	I	Anexo	1905	289	2555	449	2902	510	2.48	2.00	A
2	Chalaco	I	Caserío	87	16	97	17	105	21	0.91	1.00	C
3	Sojo	I	Pueblo	2357	385	2805	570	2854	580	1.46	1.46	A
3.-Distrito de Marcavelica												
1	Marcavelica	I	Pueblo	4331	664	5485	1044	2900	615	1.99	1.99	A
2	Mallaritos	I	Caserío	500	76	661	115	4465	950	2.35	2.00	A
3	Garabato	I	Caserío	413	63	690	101	100	20	4.37	2.00	C
4	La Quinta	I	Caserío	340	57	456	88	1350	270	2.48	2.00	A
5	Hda. Mallares	I	Caserío	1712	245	2493	424	3800	740	3.18	2.00	A
6	Monteron	I	Caserío	410	64	975	175	1360	340	7.49	2.00	A
7	La Golondrina	I	Pueblo	1352	249	1656	317	1820	350	1.70	1.70	A
8	Tangará	I	Pueblo	509	88	1123	241	1240	270	6.82	2.00	A
9	Saman Chico	II	Caserío	937	168	629	112	250	50	-3.27	1.00	B
10	La Noria	II	Caserío	524	84	674	122	730	130	2.12	2.00	A
4.-Distrito de Saltral												
1	Saltral	I	Pueblo	3335	574	4075	844	4240	880	1.68	1.68	A
2	Miraflores	I	Pueblo	417	60	546	106	623	121	2.27	2.00	A
3	Puerto Rico	I	Caserío	80	15	128	33	155	40	3.99	2.00	C
4	Cabo Verde	III	Caserío	256	45	178	36	275	47	-2.98	1.00	B
5.-Distrito de Querecotillo												
1	Querecotillo	I	Villa	8964	1579	7579	1606	6190	1400	-1.39	1.00	A
2	La Peña	II	Caserío	1178	194	1305	208	1380	210	0.86	1.00	A
3	La Horca	II	Caserío	837	137	1191	179	1276	180	2.98	2.00	A
4	San Gregorio	II	Caserío	-	-	150	30	200	40	-	1.00	C
5	El Porvenir	II	Caserío	-	-	295	49	345	55	-	1.00	B
6	Pte. De los Serranos	II	Caserío	532	96	746	152	818	160	2.86	2.00	A
7	Sta. Cruz	II	Caserío	54	11	1750	382	1898	430	33.62	2.00	A
8	San Nicolas (Hualtaca)	II	Caserío	198	32	226	44	257	52	1.11	1.11	B
9	Margarita	II	Caserío	1049	183	1305	270	1920	486	1.84	1.84	A
10	Santa Elena	II	Caserío	226	37	302	59	330	60	2.45	2.00	B
11	San Francisco	II	Caserío	1001	169	1127	224	1350	350	0.99	1.00	A
12	Chocan	II	Caserío	780	138	1185	252	545	158	3.55	2.00	A

ANEXO A 4.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE SULLANA

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
13	Santa Victoria	II	Caserío	702	114	570	116	450	90	-1.72	1.00	A
6.-Distrito de Sullana												
1	El Cucho	II	Pueblo	422	73	674	122	734	173	3.98	2.00	A
2	Huangala	II	Caserío	1442	260	2128	465	2100	530	3.30	2.00	A
3	San Vicente	II	Caserío	911	190	1323	277	1530	315	3.16	2.00	A
4	Chalacala	II	Caserío	625	102	1058	223	1158	230	4.48	2.00	A
5	Somate	II	Caserío	1785	317	2004	392	2150	420	0.97	1.00	A
6	Hda. Santa Rosa	III	Caserío	-	-	200	40	560	104	-	1.00	A
7	Hda. Montenegro	III	Caserío	100	19	102	20	135	23	0.17	1.00	C
8	Santa Rosa	III	Caserío	-	-	335	71	205	40	-	1.00	B
9	Maran	III	Caserío	146	31	110	22	145	25	-2.33	1.00	C
7.-Distrito de Lancones												
1	Huaypira	II	Caserío	1181	215	664	129	600	120	-4.69	1.00	A
2	Lancones	II	Pueblo	335	70	355	117	800	250	0.48	1.00	A
3	Huasimal de la Solana	II	Caserío	136	35	509	100	510	100	11.63	1.00	A
4	Duran	II	Caserío	-	-	349	65	245	65	-	1.00	B
5	Alamor	II	Caserío	691	136	475	98	569	115	-3.08	1.00	A
6	Orregos	II	Caserío	167	33	136	30	136	30	-1.70	1.00	C
7	Lourdes	III	Caserío	-	-	250	50	410	78	-	1.00	A
8	Chilaco	III	Caserío	-	-	151	37	420	81	-	1.00	A
9	Pelados	III	Caserío	219	45	216	40	165	28	-0.11	1.00	C
10	Montecillo	III	Caserío	139	25	168	31	168	30	1.59	1.59	C
11	Hda. Poechos	III	Caserío	-	-	55	12	125	19	-	1.00	C
12	Nueva Esperanza	III	Caserío	-	-	198	98	230	44	-	1.00	B
13	Sauce	III	Caserío	-	-	151	30	160	30	-	1.00	C
14	Martínez	III	Caserío	262	39	151	33	115	18	-4.49	1.00	C
15	Jerguitas	III	Caserío	261	48	165	40	215	41	-3.75	1.00	B
16	Corral de Vaca	III	Caserío	468	91	222	41	215	41	-6.03	1.00	B
17	Solana Baja	III	Caserío	40	8	202	41	170	32	14.45	2.00	C
18	Venados	III	Caserío	311	66	203	50	211	50	-3.49	1.00	B
19	Leones	III	Caserío	180	37	201	33	195	37	0.92	1.00	C
20	Murcielagos	III	Caserío	101	21	31	6	62	8	-9.37	1.00	C
21	Jahuay Negro	III	Caserío	732	143	358	70	170	27	-5.79	1.00	C
22	Quebrada Seca	III	Caserío	499	117	267	71	305	58	-5.08	1.00	B
23	Chapango	III	Caserío	374	53	367	64	215	40	-0.16	1.00	B
24	El Papayo	III	Caserío	-	-	118	23	167	30	-	1.00	C
25	Los Encuentros	III	Caserío	592	96	270	72	440	85	-6.33	1.00	A
26	Pilares	III	Caserío	361	66	201	60	162	50	-4.76	1.00	C
27	Pitayo	III	Caserío	248	54	128	45	135	26	-5.36	1.00	C
Total :				53,318	9,179	62,308	14,380	67,055	13,991	57	93	

ANEXO A 4.2

INFORMACIÓN BÁSICA DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 69
 IND.DEM.POND. REAL 1.56 %
 IND.DEM.POND.ASUM. 1.56 %

SISTEMA PSE SULLANA COD. 19
 DPT. PIURA PROV. SULLANA

FECHA FEBRER99
 TENSIÓN 22.9 KV
 FACT.POT. 0.900

FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN 1998	FAMILIAS 1998	IND.DEMOGRAF. REAL	ASUM.	TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW- TÉRMICA	HIDRAUL.	ACCESIBILIDAD POR
VENTARRONES	CASERÍO	1930	388	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
SANTA SOFIA	CASERÍO	2740	560	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
VENTARRONES	CASERIO	225	45	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
JIBITO	ANEXO	2902	510	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
CHALACO	CASERÍO	105	21	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
SOJO	PUEBLO	2854	580	1.50	1.50	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
MARCAVELICA	PUEBLO	2900	615	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
MALLARRITOS	CASERÍO	4465	950	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
GARABATO	CASERÍO	100	20	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
LA QUINTA	CASERÍO	1350	270	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
MALLARES	CASERÍO	3800	740	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
MONTERON	CASERÍO	1360	340	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA GOLONDRINA	PUEBLO	1820	350	1.70	1.70	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
TANGARARA	PUEBLO	1240	270	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAMAN CHICO	CASERÍO	250	50	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA NORIA	CASERÍO	730	130	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SALITRAL	PUEBLO	4240	880	1.70	1.70	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
MIRAFLORES	PUEBLO	623	121	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PUERTO RICO	CASERÍO	155	40	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CABO VERDE	CASERÍO	275	47	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
QUERECOTILLO	VILLA	6190	1400	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. ASFALTADA
LA PEA	CASERÍO	1380	210	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA HORCA	CASERÍO	1276	180	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN GREGORIO	CASERÍO	200	40	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL PORVENIR	CASERÍO	345	55	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PTE. SERRANOS	CASERÍO	818	160	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA CRUZ	CASERÍO	1898	430	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SNICOLAS (HUAL	CASERÍO	257	52	1.10	1.10	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MARGARITA	CASERÍO	1920	486	1.80	1.80	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA ELENA	CASERÍO	330	60	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN FRANCISCO	CASERÍO	1350	350	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHOCAN	CASERÍO	545	158	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
STA.VICTORIA	CASERÍO	450	90	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL CUCHO	CASERÍO	734	173	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 4.2

INFORMACIÓN BÁSICA DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 69
 IND.DEM.POND. REAL 1.56 %
 IND.DEM.POND.ASUM. 1.56 %

SISTEMA PSE SULLANA
 DPT. PIURA

COD. 19
 PROV. SULLANA

FECHA FEBRER99
 TENSIÓN 22.9 KV
 FACT.POT. 0.900

FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN 1998	FAMILIAS 1998	IND.DEMOGRAF. REAL	IND.DEMOGRAF. ASUM.	TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW- TÉRMICA	HIDRAUL.	ACCESIBILIDAD POR
HUANGALA	CASERÍO	2100	530	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN VICENTE	CASERÍO	1530	315	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHALACALA	CASERÍO	1158	230	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SOMATE	CASERÍO	2150	420	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HDA. STA. ROSA	CASERÍO	560	104	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MONTENEGRO	CASERÍO	135	23	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA ROSA	CASERÍO	205	40	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MARAN	CASERÍO	145	25	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUAYPIRA	CASERÍO	600	120	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LANCONES	CASERÍO	800	250	1.00	1.00	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUASIMAL SOLA	CASERÍO	510	100	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
DURAN	CASERÍO	245	65	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ALAMOR	CASERÍO	569	115	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ORREGOS	CASERÍO	136	30	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LOURDES	CASERÍO	410	78	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHILACO	CASERÍO	420	81	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PELADOS	CASERÍO	165	28	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MONTECILLO	CASERÍO	168	30	1.60	1.60	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
POECHOS	CASERÍO	125	19	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
NVA. ESPERANZA	CASERÍO	230	44	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAUCE	CASERÍO	160	30	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MARTINEZ	CASERÍO	115	18	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
JERGUITAS	CASERÍO	215	41	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CORRAL E VACA	CASERÍO	215	41	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SOLANA BAJA	CASERÍO	170	32	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
VENADOS	CASERÍO	211	50	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LEONES	CASERÍO	195	37	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MURCIELAGOS	CASERÍO	62	8	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
JAHUAY NEGRO	CASERÍO	170	27	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
QUEBRADA SECA	CASERÍO	305	58	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHAPANGO	CASERÍO	215	40	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL PAPAYO	CASERÍO	167	30	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LOS ENCUENTRO	CASERÍO	440	85	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PILARES	CASERÍO	162	50	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PITAYO	CASERÍO	135	26	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 4.2

CONSUMO DE ENERGÍA DEL SISTEMA EN KWH

NÚMERO DE LOCALIDADES 69	SISTEMA PSE SULLANA		DPT. PIURA		COD. 19		PROV. SULLANA		FECHA FEBRER99	
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	39406	63267	70246	71342	72461	73599	74763	75936	77132	78348
POBLACIÓN	79585	80843	82122	83427	84755	86105	87475	88866	90288	91731
NÚMERO DE FAMILIAS	8184	13230	14564	14794	15025	15263	15502	15743	15995	16245
NÚMERO DE ABONADOS RESID.	16507	16762	17036	17301	17580	17861	18143	18439	18728	19030
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	13142	13454	13773	14085	14406	14725	15036	15360	15676	16000
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	2324	2439	2432	2450	2468	2487	2505	2524	2542	2561
	2579	2598	2616	2635	2653	2672	2691	2709	2727	2746
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO SERVICIOS	2733420	4499759	5018104	5284856	5542479	5797291	6045229	6294744	6538703	6784441
RESIDENCIAL	7032493	7274038	7523471	7770161	8024295	8280148	8532939	8798079	9058491	9327078
COMERCIAL	273342	449977	501812	528489	554252	579731	604528	629474	653875	678448
USO GENERAL	703249	727406	752348	777019	802433	828022	853293	879808	905851	932712
INDUST. MENOR	270663	421868	458867	483200	506607	529781	552348	575194	597458	619997
	642646	664842	687733	710472	733750	757219	780549	804851	829012	853628
CONSU. DE ALUMBRADO PUBLICO	273342	449977	501812	528489	554252	579731	604528	629474	653875	678448
	703249	727406	752348	777019	802433	828022	853293	879808	905851	932712
	163680	264600	291280	295880	300500	305260	310040	314860	319900	324900
CONSUMO DE CARGAS ESPECIALES	330140	335240	340720	346020	351600	357220	362860	368780	374560	380600
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA VENDIDA	3714447	6086181	6771875	7120914	7458090	7791794	8116673	8443746	8763811	9086234
	9411777	9728932	10056620	10380691	10714511	11050631	11382934	11731326	12073765	12426730
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	297157	486897	541751	569669	596643	623344	649333	675500	701105	726896
	752941	778313	804526	830458	857160	884047	910637	938511	965900	994138
TOTAL ENERGÍA DISTRIBUIDA	4011604	6573078	7313626	7690583	8054733	8415138	8766006	9119246	9464916	9813130
	10164718	10507245	10861146	11211149	11571671	11934678	12293571	12669837	13039665	13420868
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	57288	98985	113739	123846	134188	144900	155886	167344	179050	191272
	203980	216950	230571	244564	259241	274443	290020	306451	323220	340778
TOTAL ENERGÍA REQUERIDA	4068892	6672063	7427365	7814429	8188921	8560038	8921892	9286590	9643976	10004402
	10368698	10724195	11091717	11455713	11830912	12209121	125883591	12976288	13362885	13761646

ANEXO A 4.2

MÁXIMA DEMANDA DEL SISTEMA EN KW

SISTEMA PSE SULLANA DPT. PIURA COD. 19
 PROV. SULLANA
 FECHA FEBRER99
 TENSIÓN 22.9 KV
 FACT.POT. 0.900

NÚMERO DE LOCALIDADES 69
 FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.900

A Ñ O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEMANDA SERVICIOS	1176.4	1845.4	2064.2	2158.1	2246.6	2332.6	2414.1	2494.9	2573.4	2650.8
RESIDENCIAL	2727.9	2801.1	2877.0	2950.4	3025.6	3100.1	3172.4	3249.1	3322.9	3398.2
COMERCIAL	117.6	184.5	206.4	215.8	224.7	233.3	241.4	249.5	257.3	265.1
USO GENERAL	272.8	280.1	287.7	295.0	302.6	310.0	317.2	324.9	332.3	339.8
INDUST. MENOR	116.4	172.4	187.2	195.8	203.8	211.6	219.0	226.4	233.5	240.6
	247.7	254.4	261.4	268.2	275.1	282.0	288.7	295.8	302.7	309.6
	117.6	184.5	206.4	215.8	224.7	233.3	241.4	249.5	257.3	265.1
	272.8	280.1	287.7	295.0	302.6	310.0	317.2	324.9	332.3	339.8
MÁXIMA DEMANDA DE SERVICIOS	1528.0	2386.8	2664.3	2785.4	2899.7	3010.7	3115.9	3220.3	3321.7	3421.5
	3521.2	3615.8	3713.8	3808.8	3905.8	4002.2	4095.6	4194.7	4290.1	4387.4
MAX.DEM.DE ALUMBRADO PÚBLICO	37.4	60.4	66.5	67.6	68.6	69.7	70.8	71.9	73.0	74.2
	75.4	76.5	77.8	79.0	80.3	81.6	82.8	84.2	85.5	86.9
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVICIO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MÁXIMA DEMANDA NETA	1565.4	2447.3	2730.8	2853.0	2968.3	3080.4	3186.7	3292.2	3394.7	3495.7
	3596.6	3692.3	3791.6	3887.8	3986.1	4083.7	4178.5	4278.9	4375.6	4474.3
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	255.8	392.6	438.5	457.0	474.2	490.8	506.3	521.6	536.4	550.8
	565.2	578.6	592.5	605.8	619.4	632.8	645.7	659.5	672.5	685.8
MÁXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	1821.2	2839.8	3169.4	3310.0	3442.5	3571.1	3693.0	3813.7	3931.1	4046.6
	4161.8	4270.9	4384.1	4493.6	4605.5	4716.6	4824.2	4938.4	5048.1	5160.1
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	54.6	88.2	101.8	109.8	117.8	125.9	134.1	142.5	151.0	159.7
	168.7	177.6	186.9	196.3	206.0	216.0	226.0	236.5	247.1	258.0
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	1875.8	2928.0	3271.1	3419.7	3560.3	3697.0	3827.1	3956.3	4082.2	4206.3
	4330.4	4448.5	4571.0	4689.9	4811.6	4932.5	5050.2	5174.9	5295.2	5418.1

ANEXO A 4.2

ÍNDICES DEL SISTEMA

SISTEMA PSE SULLANA COD. 19 FECHA FEBRER99
 DPT. PIURA PROV. SULLANA TENSIÓN 22.9 KV
 NÚMERO DE LOCALIDADES 69
 FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.900 FACT.POT. 0.900

A Ñ O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FACTOR DE CARGA	0.248	0.260	0.259	0.261	0.263	0.264	0.266	0.268	0.270	0.272
	0.273	0.275	0.277	0.279	0.281	0.283	0.284	0.286	0.288	0.290
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
ENTRE CONSUMIDORES RESID.	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
KWH/ABON.RESID./AÑO	478.8	481.7	483.4	491.0	498.1	504.8	511.3	517.6	523.5	529.5
	535.2	540.7	546.3	551.7	557.1	562.4	567.6	572.8	577.9	583.0
VATIOS/ABON.RES. COINCIDENTE	206.1	197.6	198.9	200.5	201.9	203.1	204.2	205.2	206.1	206.9
	207.6	208.3	208.9	209.5	210.1	210.6	211.0	211.6	212.0	212.4
VATIOS/ABON.RES. NO COINCID.	644.0	617.4	621.5	626.7	631.0	634.9	638.2	641.3	644.0	646.6
	648.9	650.8	653.0	654.8	656.5	658.1	659.5	661.2	662.6	663.9

VALORES ACTUALIZADOS AL A O 1998

A LA TASA DE 12%	DE LA ENERGÍA VENDIDA	5813.E+04
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	6278.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	6394.E+04
A LA TASA DE 13%	DE LA ENERGÍA VENDIDA	5402.E+04
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	5834.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	5941.E+04
A LA TASA DE 14%	DE LA ENERGÍA VENDIDA	5034.E+04
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	5436.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	5536.E+04

ANEXO A 4.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 69		SISTEMA PSE SULLANA A DPT. PIURA				COD. 19 PROV. SULLANA			FECHA FEBRER99		
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
VENTARRONES	I. ESCUDERO	193121	203958	213906	222908	232048	241326	249563	256720	265149	273698
		281101	288579	297397	303768	311458	319243	327097	333691	341673	348375
SANTA SOFIA	I. ESCUDERO	279098	294259	308638	322148	334732	347474	359243	371156	382018	394223
		405327	416544	426622	439335	449614	460001	470453	482323	492979	503699
VENTARRONES	I. ESCUDERO	0	14602	15250	15927	16589	17954	17954	19347	19347	20064
		20765	21496	21496	22951	22951	23700	23700	24452	25191	25956
JIBITO	MIGUEL CHECA	256539	272857	287499	303362	318462	332761	348279	363991	377784	393878
		409069	424437	439965	456755	472603	488620	505925	523397	541057	558878
CHALACO	MIGUEL CHECA	4909	4909	5495	5495	6076	6076	6696	6696	6696	7312
		7312	7962	7962	7962	7962	8629	8629	8629	8629	9310
SOJO	MIGUEL CHECA	290377	307529	322925	339648	354506	368499	383768	398117	412658	427359
		441095	456114	470155	484311	499798	514248	530031	544753	560847	575831
MARCAVELICA	MARCAVELICA	309394	328587	347135	365970	384085	402467	419021	437872	455889	474128
		493636	511200	531143	549067	569429	589976	609608	630566	652905	674287
MALLARRITOS	MARCAVELICA	477848	507573	535886	564628	592820	620383	648298	676576	704141	733101
		761307	790917	819749	849995	880542	911391	942554	975184	1008118	1041379
GARABATO	MARCAVELICA	4482	5014	5014	5559	6091	6655	6655	6655	7230	7230
		7814	7814	8406	8406	9006	9006	9614	10230	10230	10854
LA QUINTA	MARCAVELICA	135333	144912	152736	160651	168700	176861	184105	192464	200949	208452
		217125	224791	232553	241488	249408	259665	267740	277052	286434	295920
MALLARES	MARCAVELICA	372138	395149	417582	440382	461525	482950	504665	526648	548892	570354
		593115	615046	638308	661813	685576	709570	733795	759414	785278	811404
MONTERON	MARCAVELICA	171258	181812	191571	202461	211523	221726	232065	241479	252067	261719
		272567	282431	293508	304706	314901	326319	336709	349509	360101	371970
LA GOLONDRINA	MARCAVELICA	175496	186349	196396	205591	215963	224380	235029	244754	252412	262348
		271292	281443	291731	300965	310306	319711	330393	341185	350880	361865
TANGARARA	MARCAVELICA	135333	144912	152736	160651	168700	176861	184105	192464	200949	208452
		217125	224791	232553	241488	249408	259665	267740	277052	286434	295920
SAMAN CHICO	MARCAVELICA	0	16168	16836	17487	18833	19505	20204	20887	21599	22293
		23016	23723	24454	24454	25916	26664	26664	27419	27419	28920
LA NORIA	MARCAVELICA	0	63828	68424	72176	75984	79828	83742	86729	90735	94792
		98917	102044	106232	110489	113711	118026	122406	126830	130176	134675

ANEXO A 4.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
SALITRAL	SALITRAL	441206 683467	467845 707202	492983 732331	517484 756561	541339 781050	566579 805774	588977 830749	612726 857138	636760 882577	661092 909468
MIRAFLORES	SALITRAL	58385 92734	62077 96930	65812 101199	69629 104434	73507 107697	76447 112068	79442 115394	83462 119871	86531 123259	89605 127818
PUERTO RICO	SALITRAL	8964 15071	9498 15662	10014 16257	11087 16859	11645 17463	12206 18686	12773 19304	13344 19924	13922 20550	15071 21179
CABO VERDE	SALITRAL	0 21255	0 21979	15131 21979	16448 23422	17107 24163	17793 24163	18466 24907	19165 25639	19848 26394	20560 26394
QUERECOTILLO	QUERECOTILLO	697723 1014662	734652 1042187	770076 1069961	805022 1096765	837096 1123812	868501 1152410	899163 1178654	929029 1206445	958055 1233135	986199 1260058
LA PEA	QUERECOTILLO	0 151383	106428 155086	111844 158828	118485 163871	122993 167687	128706 172833	132198 176725	138084 180668	142856 184624	146484 188633
LA HORCA	QUERECOTILLO	0 154694	100777 160128	106534 166702	112380 172250	118317 178957	124361 184618	130463 191454	136674 198380	141904 205375	148259 211254
SAN GREGORIO	QUERECOTILLO	0 14150	9391 14150	9391 14793	10530 14793	11101 15421	11101 16078	11704 16078	12294 16741	12911 16741	13516 17412
EL PORVENIR	QUERECOTILLO	0 25243	17734 25971	19051 26701	19708 27415	20391 28156	21059 28879	22433 29630	23138 30385	23828 30385	24545 31144
PTE.SERRANOS	QUERECOTILLO	0 121778	78754 125963	84293 131225	88980 135497	93762 139806	97634 146316	102541 150719	107492 156271	111535 160753	116625 166403
SANTA CRUZ	QUERECOTILLO	0 338576	220592 351583	234023 364749	247675 378049	260583 392610	273658 406185	286930 421035	299352 434897	311922 450030	324637 465331
SNICOLAS (HUAL)	QUERECOTILLO	0 24146	16697 24844	17999 25567	18649 26295	19327 27006	20673 27744	21346 28485	22044 28485	22724 29962	23434 30716
MARGARITA	QUERECOTILLO	0 369660	245259 384046	259925 397469	274860 411048	289020 425888	302369 440908	315915 454900	329638 469045	343531 484490	356523 500081
SANTA ELENA	QUERECOTILLO	0 30864	19321 32196	21170 33561	22411 34245	23668 35625	24957 36318	26238 37713	26893 39797	28854 40505	29523 41927
SAN FRANCISCO	QUERECOTILLO	0 239919	169867 247305	179593 254773	188438 261075	196296 267408	204297 273822	211235 280288	219456 286813	226605 293391	232616 300023
CHOCAN	QUERECOTILLO	0 103451	67198 106593	70898 110824	75586 115076	79409 119396	83287 123759	87215 128145	91195 132598	95247 137090	99325 141626
STA.VICTORIA	QUERECOTILLO	0 60965	43459 63304	46562 64494	48684 65696	50839 68098	53027 70554	54125 71793	55253 74273	57508 75535	59797 78805
EL CUCHO	SULLANA	0 130517	85536 135721	91080 141004	95768 146322	100543 151715	106342 157141	111259 162642	116237 168197	121278 173802	126378 180574
HUANGALA	SULLANA	0 413558	269231 428749	286483 445175	302098 461793	318950 479686	334041 496652	349349 513779	365869 531090	380534 549709	397471 567345

ANEXO A 4.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SAUCE	LANCONES	0	0	7150	7150	7723	8287	8287	8861	9468	9468
		10063	10692	10692	10692	11327	11327	11973	11973	12606	13271
MARTINEZ	LANCONES	0	0	4460	4460	4460	5032	5032	5032	5647	5647
		6262	6262	6262	6915	6915	6915	6915	7585	7585	7585
JERGITAS	LANCONES	0	0	13057	14370	15025	15711	16383	16383	17767	17767
		18481	19180	19905	19905	20639	21356	22101	22101	22852	23586
CORRAL E VACA	LANCONES	0	0	13057	14370	15025	15711	16383	16383	17767	17767
		18481	19180	19905	19905	20639	21356	22101	22101	22852	23586
SOLANA BAJA	LANCONES	0	0	7619	8152	8669	9217	9771	10308	10875	11448
		12025	12607	12607	13197	13792	14392	14996	15604	16218	16839
VENADOS	LANCONES	0	0	16189	16829	18149	18805	20161	20161	21537	21537
		22939	22939	23656	24358	25085	25820	26536	27280	27280	28028
LEONES	LANCONES	0	0	8516	9089	9649	10221	10824	11411	11411	12032
		12635	13272	13272	13916	13916	14547	15205	15205	15873	15873
MURCIELAGOS	LANCONES	0	0	2241	2241	2810	2810	2810	3385	3385	3385
		3385	3385	3385	3385	4009	4009	4009	4009	4009	4009
JAHUAY NEGRO	LANCONES	0	0	6275	6823	6823	7406	7979	7979	8585	8585
		9180	9180	9807	9807	9807	10447	11073	11073	11731	11731
QUEBRADA SECA	LANCONES	0	0	18792	19438	20768	22121	22793	24177	24177	25582
		26301	27004	27734	28470	29187	29930	30678	31409	32167	32929
CHAPANGO	LANCONES	0	0	13036	13706	14364	15030	15726	16408	17119	17119
		18539	18539	19272	19989	19989	20734	20734	21487	22223	22990
EL PAPAYO	LANCONES	0	0	7150	7150	7723	8287	8287	8861	9468	9468
		10063	10692	10692	10692	11327	11327	11973	11973	12606	13271
LOS ENCUENTRO	LANCONES	0	0	42077	43106	45215	47362	49548	51770	52904	55178
		56340	58669	59858	62240	63454	65888	67127	68377	69633	72150
PILARES	LANCONES	0	0	9412	9981	10536	11692	11692	12268	12878	13472
		14093	14093	14723	15339	15982	15982	16632	16632	17289	17929
PITAYO	LANCONES	0	0	6253	6253	6815	7410	7410	8000	8000	8621
		8621	8621	9258	9882	9882	9882	10541	10541	10541	11210
ENERGÍA REQUERIDA		4068892	6672063	7427365	7814429	8188921	8560038	8921892	9286590	9643976	10004402
POR EL SISTEMA		10368698	10724195	11091717	11455713	11830912	12209121	12583591	12976288	13362885	13761646

ANEXO A 4.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 69		SISTEMA PSE SULLANA A DPT. PIURA				COD. 19 PROV. SULLANA		FECHA FEBRER99			
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
VENTARRONES	I. ESCUDERO	92.8	97.3	101.4	105.0	108.6	112.2	115.2	117.7	120.8	123.9
		126.4	128.9	132.0	133.9	136.4	138.9	141.4	143.3	145.8	147.7
SANTA SOFIA	I. ESCUDERO	134.1	140.4	146.3	151.8	156.7	161.5	165.9	170.2	174.1	178.4
		182.2	186.0	189.3	193.7	196.9	200.1	203.3	207.2	210.4	213.5
VENTARRONES	I. ESCUDERO	0.0	9.0	9.3	9.5	9.8	10.5	10.6	10.7	10.8	11.1
		11.3	11.6	11.7	11.8	11.9	12.1	12.1	12.2	12.4	12.6
JIBITO	MIGUEL CHECA	123.2	130.2	136.3	142.9	149.0	154.7	160.8	166.9	172.1	178.3
		183.9	189.5	195.2	201.3	206.9	212.5	218.6	224.8	230.9	236.9
CHALACO	MIGUEL CHECA	3.2	3.3	3.5	3.6	3.9	3.9	4.2	4.2	4.3	4.4
		4.5	4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	4.9	4.9	4.9	4.9
SOJO	MIGUEL CHECA	139.5	146.8	153.1	160.0	165.9	171.3	177.2	182.6	188.0	193.4
		198.3	203.7	208.6	213.5	218.9	223.7	229.1	234.0	239.3	244.1
MARCAVELICA	MARCAVELICA	148.6	156.8	164.6	172.4	179.7	187.1	193.4	200.8	207.7	214.6
		221.9	228.3	235.7	242.0	249.3	256.6	263.4	270.8	278.6	285.9
MALLARRITOS	MARCAVELICA	229.5	242.2	254.0	266.0	277.4	288.3	299.3	310.2	320.8	331.8
		342.2	353.2	363.8	374.7	385.6	396.5	407.3	418.9	430.2	441.5
GARABATO	MARCAVELICA	3.1	3.2	3.3	3.7	4.0	4.3	4.3	4.3	4.4	4.4
		4.6	4.6	4.8	4.8	5.1	5.1	5.2	5.2	5.4	5.7
LA QUINTA	MARCAVELICA	65.0	69.2	72.4	75.7	78.9	82.2	85.0	88.3	91.6	94.3
		97.6	100.4	103.2	106.4	109.2	113.0	115.7	119.0	122.2	125.5
MALLARES	MARCAVELICA	178.8	188.6	198.0	207.5	216.0	224.5	233.0	241.5	250.1	258.1
		266.6	274.6	283.2	291.7	300.2	308.7	317.1	326.2	335.1	344.0
MONTERON	MARCAVELICA	82.3	86.8	90.8	95.4	99.0	103.1	107.1	110.7	114.9	118.4
		122.5	126.1	130.2	134.3	137.9	141.9	145.5	150.1	153.7	157.7
LA GOLONDRINA	MARCAVELICA	84.3	88.9	93.1	96.9	101.1	104.3	108.5	112.2	115.0	118.7
		122.0	125.7	129.5	132.7	135.9	139.1	142.8	146.5	149.7	153.4
TANGARARA	MARCAVELICA	65.0	69.2	72.4	75.7	78.9	82.2	85.0	88.3	91.6	94.3
		97.6	100.4	103.2	106.4	109.2	113.0	115.7	119.0	122.2	125.5
SAHAN CHICO	MARCAVELICA	0.0	10.0	10.2	10.5	11.1	11.4	11.6	11.9	12.1	12.3
		12.5	12.8	12.8	12.8	13.4	13.4	13.5	13.6	13.7	14.0
LA NORIA	MARCAVELICA	0.0	30.6	32.6	34.2	35.8	37.3	38.9	40.0	41.6	43.2
		44.7	45.8	47.4	49.0	50.1	51.7	53.2	54.8	55.9	57.4

ANEXO A 4.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
SALITRAL	SALITRAL	211.9	223.3	233.7	243.8	253.3	263.4	271.9	281.0	290.1	299.2
	MIRAFLORES	307.3	315.8	325.0	333.5	342.0	350.5	359.0	368.2	376.6	385.6
PUERTO RICO	SALITRAL	28.0	29.6	31.2	32.8	34.4	35.5	36.6	38.2	39.4	40.5
	CABO VERDE	41.7	43.3	44.9	46.0	47.1	48.7	49.8	51.5	52.6	54.2
QUERECOTILLO	SALITRAL	6.2	6.4	6.7	7.3	7.6	7.8	8.0	8.3	8.5	9.1
	QUERECOTILLO	9.1	9.2	9.4	9.6	9.8	10.3	10.5	10.7	10.9	11.1
LA PEÑA	SALITRAL	0.0	0.0	9.3	10.0	10.3	10.5	10.8	11.0	11.3	11.5
	QUERECOTILLO	11.7	11.8	11.8	12.4	12.4	12.5	12.7	12.9	13.1	13.2
LA HORCA	QUERECOTILLO	335.2	350.6	365.1	379.3	391.8	403.7	415.2	426.1	436.6	446.4
	QUERECOTILLO	456.2	465.4	474.8	483.5	492.1	501.3	509.4	518.2	526.2	534.2
SAN GREGORIO	QUERECOTILLO	0.0	51.1	53.4	56.2	57.9	61.4	63.8	65.5	66.8	66.8
	QUERECOTILLO	68.5	69.7	70.9	72.7	73.9	75.7	76.9	78.1	79.3	80.5
EL PORVENIR	QUERECOTILLO	0.0	48.4	50.8	53.3	55.7	58.2	60.6	63.1	65.1	67.6
	QUERECOTILLO	70.0	72.0	74.4	76.4	78.9	80.8	83.3	85.7	88.2	90.1
PTE. SERRANOS	QUERECOTILLO	0.0	6.2	6.3	7.0	7.3	7.3	7.5	7.7	8.0	8.3
	QUERECOTILLO	8.5	8.5	8.6	8.6	8.8	9.0	9.0	9.1	9.2	9.3
SANTA CRUZ	QUERECOTILLO	0.0	10.9	11.6	11.8	12.1	12.3	12.9	13.1	13.3	13.5
	QUERECOTILLO	13.8	14.0	14.2	14.4	14.6	14.8	14.9	15.1	15.2	15.2
SNICOLAS (HUAL)	QUERECOTILLO	0.0	37.8	40.2	42.2	44.1	45.6	47.6	49.6	51.1	53.1
	QUERECOTILLO	55.1	56.6	58.6	60.1	61.6	64.0	65.5	67.5	69.0	71.0
MARGARITA	QUERECOTILLO	0.0	106.0	111.7	117.4	122.8	128.1	133.4	138.2	143.0	147.9
	QUERECOTILLO	153.2	158.1	162.9	167.8	173.1	177.9	183.2	187.9	193.3	198.6
SANTA ELENA	QUERECOTILLO	0.0	10.3	10.9	11.2	11.4	12.1	12.3	12.5	12.7	12.9
	QUERECOTILLO	13.2	13.4	13.6	13.8	14.0	14.2	14.4	14.5	14.7	14.9
CHOCAN	QUERECOTILLO	0.0	117.8	124.0	130.3	136.2	141.5	146.8	152.2	157.5	162.5
	QUERECOTILLO	167.3	172.6	177.5	182.4	187.7	193.1	197.9	202.7	208.1	213.4
STA. VICTORIA	QUERECOTILLO	0.0	11.9	12.9	13.4	14.0	14.6	15.1	15.3	16.2	16.3
	QUERECOTILLO	16.8	17.3	17.8	17.9	18.4	18.5	19.0	19.8	19.9	20.4
EL CUCHO	QUERECOTILLO	0.0	81.6	85.7	89.3	92.5	95.6	98.2	101.3	103.9	106.0
	QUERECOTILLO	108.6	111.2	113.8	115.9	117.9	119.9	121.9	123.9	126.0	128.0
HUANGALA	QUERECOTILLO	0.0	32.3	33.8	35.8	37.4	38.9	40.5	42.1	43.6	45.2
	QUERECOTILLO	46.8	47.9	49.5	51.0	52.6	54.2	55.7	57.3	58.9	60.4
SULLANA	QUERECOTILLO	0.0	20.9	22.2	23.1	23.9	24.8	25.1	25.5	26.4	27.2
	QUERECOTILLO	27.6	28.4	28.8	29.1	30.0	30.9	31.2	32.1	32.4	32.8
HUANGALA	SULLANA	0.0	41.1	43.4	45.4	47.3	49.7	51.7	53.6	55.6	57.5
	SULLANA	59.0	61.0	62.9	64.9	66.8	68.8	70.7	72.6	74.6	77.0
HUANGALA	SULLANA	0.0	129.3	136.7	143.2	150.3	156.3	162.4	168.9	174.5	181.1
	SULLANA	187.2	192.7	198.8	204.9	211.4	217.5	223.5	229.5	236.1	242.1

ANEXO A 4.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SAN VICENTE	SULLANA	0.0	77.9	81.9	86.0	90.1	93.8	97.4	101.0	104.7	108.4
		112.0	115.6	119.3	122.9	126.6	130.2	133.8	137.9	141.5	145.1
CHALACALA	SULLANA	0.0	56.5	59.8	62.7	65.6	68.4	71.3	73.6	76.5	79.4
		81.8	84.7	87.5	89.9	92.8	95.1	98.0	100.3	103.2	106.6
SOMATE	SULLANA	0.0	101.6	106.6	110.6	114.7	118.8	122.3	125.8	128.8	132.4
		135.4	137.8	140.8	143.9	146.8	148.7	151.7	154.1	156.5	158.9
HDA. STA. ROSA	SULLANA	0.0	0.0	24.4	25.3	26.6	27.5	28.8	29.7	30.5	30.9
		31.7	32.6	32.9	34.3	34.6	35.5	35.8	36.6	37.5	37.8
MONTENEGRO	SULLANA	0.0	0.0	3.7	4.0	4.0	4.1	4.2	4.2	4.4	4.4
		4.7	4.8	4.9	4.9	5.1	5.1	5.2	5.2	5.2	5.3
SANTA ROSA	SULLANA	0.0	0.0	8.0	8.3	8.6	8.9	9.2	9.4	9.5	9.6
		10.2	10.2	10.4	10.6	10.7	10.7	10.8	10.8	11.1	11.3
MARAN	SULLANA	0.0	0.0	4.0	4.3	4.3	4.6	4.6	4.7	4.7	5.1
		5.3	5.3	5.4	5.5	5.5	5.5	5.6	5.6	5.6	5.8
HUAYPIRA	LANCONES	0.0	27.7	29.5	30.8	31.6	32.5	33.8	34.6	35.4	36.8
		37.0	37.8	39.2	39.5	40.3	41.1	41.9	42.7	43.0	43.8
LANCONES	LANCONES	0.0	46.6	48.8	50.5	52.7	54.4	55.6	57.8	59.0	60.8
		62.0	63.1	64.9	66.1	67.3	68.4	69.6	70.8	72.0	73.2
HUASIMAL SOLA	LANCONES	0.0	23.1	24.5	25.3	26.2	27.0	27.9	28.7	29.6	29.9
		31.3	31.6	32.5	32.8	33.7	34.0	34.8	35.7	36.0	36.3
DORAN	LANCONES	0.0	11.9	12.5	13.2	13.4	14.0	14.2	14.4	15.0	15.2
		15.4	15.6	15.7	15.9	16.1	16.2	16.4	16.6	16.8	16.9
ALAMOR	LANCONES	0.0	26.7	28.0	29.4	30.2	31.0	32.4	33.2	34.0	34.8
		35.7	36.5	37.3	37.6	39.0	39.3	40.1	40.9	41.2	42.0
ORREGOS	LANCONES	0.0	4.7	4.8	5.1	5.4	5.4	5.5	5.6	5.9	6.2
		6.2	6.3	6.3	6.3	6.4	6.5	6.6	6.9	6.9	7.1
LOURDES	LANCONES	0.0	0.0	18.2	19.1	20.0	20.9	21.8	22.1	22.5	23.4
		23.8	24.7	25.0	25.4	26.3	26.1	26.5	27.4	27.8	28.1
CHILACO	LANCONES	0.0	0.0	18.9	19.8	20.6	21.5	22.4	23.3	23.6	24.0
		24.9	25.3	25.6	26.5	26.9	27.2	28.1	28.5	28.8	29.2
PELADOS	LANCONES	0.0	0.0	4.5	4.5	4.8	5.0	5.1	5.4	5.7	5.7
		5.7	5.8	6.1	6.1	6.2	6.2	6.3	6.3	6.3	6.4
MONTECILLO	LANCONES	0.0	0.0	4.9	5.2	5.3	5.8	6.1	6.1	6.3	6.5
		6.8	6.9	7.0	7.1	7.1	7.4	7.4	7.5	7.8	7.9
POECHOS	LANCONES	0.0	0.0	3.0	3.0	3.4	3.4	3.6	3.6	3.9	3.9
		4.0	4.0	4.1	4.1	4.3	4.3	4.4	4.5	4.5	4.5
NVA. ESPERANZA	LANCONES	0.0	0.0	8.7	9.4	9.6	9.9	10.2	10.4	10.7	10.9
		11.2	11.3	11.3	11.5	11.7	12.0	12.1	12.2	12.3	12.5

ANEXO A 4.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SADCE	LANCONES	0.0	0.0	4.8	4.8	5.1	5.4	5.4	5.7	6.0	6.0
		6.2	6.3	6.3	6.3	6.5	6.5	6.6	6.6	6.9	7.2
MARTINEZ	LANCONES	0.0	0.0	3.0	3.0	3.1	3.3	3.3	3.4	3.6	3.6
		3.8	3.8	4.0	4.1	4.1	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3
JERGUITAS	LANCONES	0.0	0.0	8.0	8.7	9.0	9.3	9.6	9.7	10.1	10.2
		10.2	10.5	10.7	10.7	10.8	11.0	11.3	11.4	11.4	11.6
CORRAL E VACA	LANCONES	0.0	0.0	8.0	8.7	9.0	9.3	9.6	9.7	9.9	9.9
		10.2	10.5	10.7	10.7	10.8	11.0	11.3	11.4	11.4	11.6
SOLANA BAJA	LANCONES	0.0	0.0	5.2	5.5	5.8	6.1	6.3	6.6	6.8	7.1
		7.3	7.6	7.7	7.7	8.0	8.2	8.4	8.6	8.9	9.1
VENADOS	LANCONES	0.0	0.0	10.0	10.2	10.9	11.1	11.8	11.9	12.2	12.2
		12.7	12.7	12.7	12.9	13.1	13.3	13.6	13.8	13.8	13.9
LEONES	LANCONES	0.0	0.0	5.8	6.1	6.4	6.7	7.0	7.3	7.3	7.5
		7.7	7.8	7.9	8.2	8.2	8.3	8.5	8.5	8.7	8.7
MURCIELAGOS	LANCONES	0.0	0.0	1.5	1.5	1.9	1.9	2.0	2.1	2.1	2.1
		2.1	2.2	2.2	2.2	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.4
JASUAY NEGRO	LANCONES	0.0	0.0	4.3	4.6	4.7	4.9	5.2	5.2	5.4	5.4
		5.5	5.5	5.8	5.8	5.9	5.9	6.2	6.3	6.4	6.5
QUEBRADA SECA	LANCONES	0.0	0.0	11.6	11.9	12.4	13.1	13.3	13.9	13.9	14.3
		14.5	14.7	14.9	15.1	15.3	15.5	15.7	15.8	16.0	16.2
CHAPANGO	LANCONES	0.0	0.0	8.0	8.3	8.6	8.9	9.2	9.4	9.7	9.7
		10.2	10.3	10.4	10.6	10.6	10.7	10.7	10.8	11.1	11.3
EL PAPAYO	LANCONES	0.0	0.0	4.9	4.9	5.1	5.4	5.4	5.7	6.0	6.0
		6.2	6.3	6.3	6.3	6.5	6.5	6.7	6.7	6.9	7.2
LOS ENCUENTRO	LANCONES	0.0	0.0	20.2	20.5	21.4	22.3	23.2	24.0	24.4	25.3
		25.7	26.5	26.9	27.8	28.1	29.0	29.4	29.7	30.0	31.1
PILARES	LANCONES	0.0	0.0	6.5	6.7	7.0	7.5	7.6	7.8	8.1	8.4
		8.6	8.7	8.7	9.0	9.2	9.2	9.3	9.3	9.4	9.7
PITAYO	LANCONES	0.0	0.0	4.3	4.3	4.6	4.9	4.9	5.1	5.2	5.3
		5.3	5.3	5.5	5.8	5.8	5.9	5.9	6.0	6.1	6.2
MÁXIMA DEMANDA REQUERIDA		1875.8	2928.0	3271.1	3419.7	3560.3	3697.0	3827.1	3956.3	4082.2	4206.3
POR EL SISTEMA		4330.4	4448.5	4571.0	4689.9	4811.6	4932.5	5050.2	5174.9	5295.2	5418.1

ANEXO A 5.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE STO.DOMINGO - CHALACO

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapas	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
A.-Provincia de Morropón												
1.-Distrito de Sto.Domingo												
1	Quinchayo Grande	I	Caserío	723	133	375	90	148	35	-5.32	1.00	C
2	Chungayo	I	Caserío	510	118	428	133	98	30	-1.49	1.00	C
3	San Miguel	I	Caserío	389	88	444	148	91	30	1.55	1.55	C
4	Noma	I	Caserío	393	82	362	122	200	39	-0.88	1.00	C
5	Sto.Domingo	I	Villa	983	227	1027	336	1400	328	0.37	1.00	A
6	Huacas	I	Caserío	618	120	186	60	71	23	-9.52	1.00	C
7	Quinchayo Chico	II	Caserío	289	51	298	62	118	25	0.80	1.00	C
2.-Distrito de Santa Catalina de Mossa												
1	Pambarumba	I	Caserío	316	71	261	101	834	180	-1.58	1.00	A
2	Paltashaco	I	Pueblo	328	71	291	62	995	150	-0.94	1.00	A
3	Lindero	I	Caserío	568	94	629	154	800	150	0.85	1.00	A
4	Pueblo Nuevo de Maray	I	Pueblo	677	139	575	145	800	250	-1.35	1.00	A
5	Cruz Azul	II	Caserío	189	59	217	53	249	62	1.16	1.16	B
3.-Distrito de Chalaco												
1	Trigopampa	I	Caserío	383	73	388	90	64	15	0.07	1.00	C
2	Taspa	I	Caserío	358	77	320	78	361	88	-0.93	1.00	B
3	Chalaco	I	Villa	1159	208	1272	286	1276	349	0.78	1.00	A
4	Guayaquil	I	Caserío	117	22	179	60	200	40	3.61	2.00	C
5	Naranjo	I	Caserío	648	125	362	88	329	80	-4.71	1.00	B
6	Carpinteros	I	Caserío	251	45	276	54	327	64	0.79	1.00	B
7	Huachari	II	Caserío	197	44	466	106	140	32	7.44	2.00	C
8	Sitahua	II	Pueblo	341	71	379	96	190	48	0.88	1.00	C
9	Rinconada	II	Caserío	356	61	331	92	99	28	-0.60	1.00	C
10	Chimulque	II	Caserío	154	31	167	40	200	48	0.68	1.00	C
4.-Distrito de Yamango												
1	San Cristobal	II	Caserío	155	31	199	63	219	69	2.10	2.00	B
2	Tamboya	II	Pueblo	805	143	688	177	755	195	-1.32	1.00	A
3	La Savita	II	Caserío	286	45	417	105	459	116	3.19	2.00	A
4	Lajos	II	Caserío	226	49	249	62	274	68	0.81	1.00	B
5	Pagay	II	Caserío	364	65	301	81	331	89	-1.57	1.00	B
6	Cajas	II	Caserío	333	58	203	53	183	48	-4.04	1.00	C
7	Choco	II	Caserío	286	278	510	107	357	75	4.94	1.00	B
8	Confeccionario	II	Caserío	424	77	348	72	383	79	-1.63	1.00	B
9	Pajal	II	Caserío	31	6	-	-	140	30	-	1.00	C
10	Tablones	II	Caserío	327	75	399	81	439	89	1.67	1.67	A
11	Mamblique	II	Caserío	336	52	256	62	195	55	-2.24	1.00	C
12	Coca	II	Caserío	170	25	449	97	998	215	8.43	2.00	A
13	Faical	II	Caserío	-	-	115	20	120	22	-	1.00	C
14	Piscan Bajo	II	Caserío	398	76	287	74	206	54	-2.69	1.00	B
15	La Loma	II	Caserío	269	49	237	60	208	52	-1.05	1.00	B
16	Yamango	II	Pueblo	824	153	848	234	1102	304	0.24	1.00	A

ANEXO A 5.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE STO.DOMINGO - CHALACO

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
B.-Provincia de Ayabaca												
1.-Distrito de Pacalpampa												
1	Changra	I	Caserío	808	185	864	184	80	18	0.58	1.00	C
2	Palmas de Malache	I	Caserío	243	54	379	104	591	162	3.77	2.00	A
3	Tojas	I	Caserío	384	83	332	57	135	29	-1.21	1.00	C
4	Pacalpampa	I	Pueblo	552	92	869	188	1294	280	3.85	2.00	A
5	Cumbigus	I	Caserío	1031	200	804	180	209	40	-2.05	1.00	B
6	Palo Blanco	I	Caserío	1151	237	813	175	116	25	-2.88	1.00	C
7	Hda. Vicas	I	Caserío	1084	175	596	121	98	22	-4.71	1.00	C
8	San Lázaro	I	Caserío	433	77	341	73	56	12	-1.97	1.00	C
9	Hda. Curucas	I	Caserío	358	61	1148	218	369	70	10.20	2.00	B
10	El Huabo	I	Caserío	361	64	429	112	69	16	1.45	1.45	C
11	Pata de Cachiaco	I	Caserío	293	53	535	115	166	40	5.15	2.00	C
12	Tazajeras	II	Caserío	99	19	130	22	117	20	2.30	2.00	C
13	San Luis	II	Caserío	388	81	365	75	183	38	-0.51	1.00	C
14	Tulman	II	Caserío	254	48	277	69	222	55	0.72	1.00	B
15	Camino Real	II	Caserío	-	-	316	55	325	56	-	1.00	B
16	Nangav Pampa	II	Caserío	366	72	758	142	910	170	6.25	2.00	A
17	Santa María	II	Caserío	524	114	361	84	217	50	-3.08	1.00	B
18	San José	II	Caserío	354	58	375	97	113	29	0.48	1.00	C
19	Minas San Miguel	II	Caserío	191	38	187	38	120	24	-0.18	1.00	C
20	San Juan	II	Caserío	508	82	310	68	83	20	-4.03	1.00	C
2.-Distrito de Frías												
1	San Jorge	I	Caserío	605	109	719	181	791	199	1.45	1.45	A
2	Misquia	I	Caserío	555	100	520	118	416	94	-0.54	1.00	A
3	Arrayan	I	Caserío	212	38	223	48	112	24	0.42	1.00	C
4	Podús	I	Caserío	482	82	443	93	222	47	-0.70	1.00	B
5	Pampa Grande	I	Caserío	785	149	714	158	643	142	-0.79	1.00	A
6	Tucaque	I	Caserío	471	101	344	66	310	59	-2.58	1.00	B
7	Frias	I	Caserío	1318	243	1540	392	1648	470	1.31	1.31	A
8	Santa Rosa	I	Caserío	773	128	362	70	153	28	-5.70	1.00	C
9	Pueblo Nuevo	I	Caserío	311	56	346	67	311	60	0.89	1.00	B
10	El Común	I	Caserío	371	78	257	64	178	44	-3.01	1.00	C
11	Challe Grande	I	Caserío	311	49	353	63	282	50	1.08	1.08	B
12	Challe Chico	I	Caserío	160	33	-	-	165	35	-	1.00	C
13	San Pedro de Vaquería	II	Caserío	460	73	701	115	210	35	3.57	2.00	B
B.-Provincia de Huancabamba												
1.-Distrito de Lalaquiz												
1	Tunal	II	Pueblo	661	134	579	151	507	132	-1.10	1.00	A
2	La Laguna	II	Caserío	378	84	466	140	814	176	2.12	2.00	A
3	Maray	II	Caserío	692	143	460	119	305	78	-3.35	1.00	B
4	El Papayo	II	Caserío	433	78	327	98	246	74	-2.31	1.00	B
5	Yambur	II	Caserío	-	-	-	-	150	30	-	1.00	C
Total :				33,475	6,629	33,314	7,942	28,319	6,609	4	92	

ANEXO A 5.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

NÚMERO DE LOCALIDADES 76	SISTEMA PSE STO.DOMINGO-CHALACO	COD. 19	
IND.DEM.POND. REAL 1.26 %	DPT. PIURA	PROV. MORROPÓN	TENSIÓN 22.9 KV
IND.DEM.POND.ASUM. 1.26 %	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900		FACT.POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN 1998	FAMILIAS 1998	IND.DEMOGRAF. % REAL	ASUM.	TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW- TÉRMICA	HIDRAUL.	ACCESIBILIDAD POR
QUINCHAYO GRA	CASERÍO	146	35	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHUINGAYO	CASERÍO	96	30	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN MIGUEL	CASERÍO	91	30	1.60	1.60	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
NOMA	CASERÍO	200	39	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
STO.DOMINGO	VILLA	1400	328	1.00	1.00	HIDRAULICO	0	132	CARR. AFIRMADA
HUACAS	CASERÍO	71	23	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
QUINCHAYO CHI	CASERÍO	118	25	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAMBARUMBE	CASERÍO	834	180	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PALTASHACO	PUEBLO	995	150	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LINDERO	CASERÍO	800	150	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
P.N.DE MARAY	PUEBLO	800	250	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CRUZ AZUL	CASERÍO	249	62	1.20	1.20	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TRIGOPAMPA	CASERÍO	64	15	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TASPA	CASERÍO	361	88	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHALACO	VILLA	1276	349	1.00	1.00	HIDRAULICO	0	174	CARR. AFIRMADA
GUAYAQUIL	CASERÍO	200	40	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
NARANJO	CASERÍO	329	80	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CARPINTEROS	CASERÍO	327	64	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUACHARI	CASERÍO	140	32	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SILAHUA	CASERÍO	190	48	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
RINCONADA	PUEBLO	99	28	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHIMULQUE	CASERÍO	200	48	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN CRISTOBAL	CASERÍO	219	69	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TAMBOYA	PUEBLO	755	195	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA SAVILA	CASERÍO	459	116	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LAJOS	CASERÍO	274	68	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAGAY	CASERÍO	331	89	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CAJAS	CASERÍO	183	48	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHOCO	CASERÍO	357	75	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CONFECCIONARI	CASERÍO	383	79	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAJAL	CASERÍO	140	30	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TABLONES	CASERÍO	439	89	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MANBLUQUE	CASERÍO	195	55	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 5.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

NÚMERO DE LOCALIDADES 76	SISTEMA PSE STO. DOMINGO-CHALACO	COD. 19
IND. DEM. POND. REAL 1.26 %	DPT. PIURA	PROV. MORROPÓN
IND. DEM. POND. ASUM. 1.26 %	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900	TENSIÓN 22.9 KV
		FACT. POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN	FAMILIAS	IND. DEMOGRAF. %		TIPO DE	POTENCIA INSTALADA-KW-		ACCESIBILIDAD POR
		1998	1998	REAL	ASUM.	SERVICIO	TÉRMICA	HIDRAUL.	
COCA	CASERÍO	998	215	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
FAICAL	CASERÍO	120	22	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PISCAN BAJO	CASERÍO	206	54	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA LOMA	CASERÍO	208	52	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
YAMANGO	PUEBLO	1102	304	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHANGRA	CASERÍO	80	18	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PALMAL MALACH	CASERÍO	591	162	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TOJAS	CASERÍO	135	29	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PACAIPAMPA	PUEBLO	1294	280	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CUMBIGUS	CASERÍO	209	40	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PALO BLANCO	CASERÍO	116	25	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HDA. VILCAS	CASERÍO	96	22	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN LAZARO	CASERÍO	56	12	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CURILCAS	CASERÍO	369	70	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL HUABO	CASERÍO	69	18	1.50	1.50	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PATA CACHIACO	CASERÍO	186	40	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TAZAJERAS	CASERÍO	117	20	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN LUIS	CASERÍO	183	38	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TULMAN	CASERÍO	222	55	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CAMINO REAL	CASERÍO	325	56	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
NANGAY PAMPA	CASERÍO	910	170	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA MARIA	CASERÍO	217	50	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN JOSE	CASERÍO	113	29	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MINAS SMIGUEL	CASERÍO	120	24	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN JUAN	CASERÍO	93	20	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN JORGE	CASERÍO	791	199	1.50	1.50	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HISQUIA	CASERÍO	416	94	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ARRAYAN	CASERÍO	112	24	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
POCLUS	CASERÍO	222	47	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAMPA GRANDE	CASERÍO	643	142	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TUCAQUE	CASERÍO	310	59	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
FRIAS	CASERÍO	1848	470	1.30	1.30	HIDRAULICO	0	100	CARR. AFIRMADA
SANTA ROSA	CASERÍO	153	28	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PUEBLO NUEVO	CASERÍO	311	60	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL COMUN	CASERÍO	178	44	1.00	1.00	HIDRAULICO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 5.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

NÚMERO DE LOCALIDADES 76	SISTEMA PSE STO.DOMINGO-CHALACO	COD. 19
IND.DEM.POND. REAL 1.26 %	DPT. PIURA	PROV. MORROPÓN
IND.DEM.POND.ASUM. 1.26 %	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900	TENSIÓN 22.9 KV
		FACT.POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN 1998	FAMILIAS 1998	IND.DEMOGRAF. % REAL	ASUM.	TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW- TÉRMICA	HIDRAUL.	ACCESIBILIDAD POR
CHALLE GRANDE	CASERÍO	282	50	1.10	1.10	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHALLE CHICO	CASERÍO	165	35	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
S.PEDRO VAQUE	CASERÍO	210	35	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TUNAL	PUEBLO	507	132	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA LAGUNA	CASERÍO	614	176	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MARAY	CASERÍO	305	78	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL PAPAYO	CASERÍO	246	74	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
YANBUR	CASERÍO	150	30	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 5.2

CONSUMO DE ENERGÍA DEL SISTEMA EN KWH

NÚMERO DE LOCALIDADES 76	SISTEMA PSE STO. DOMINGO-CHALACO				COD. 19		TENSIÓN 22.9 KV		FACT. POT. 0.900	
	DPT. PIURA				PROV. MORROPÓN					
A Ñ O S	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
POBLACIÓN	17030	29407	29775	30158	30545	30929	31323	31725	32125	32540
	32952	33382	33804	34245	34680	35129	35584	36049	36510	36985
NÚMERO DE FAMILIAS	3793	6624	6708	6789	6878	6967	7051	7144	7237	7327
	7425	7512	7610	7710	7809	7907	8012	8114	8223	8328
NÚMERO DE ABONADOS RESID.	2494	4360	4534	4697	4857	5003	5146	5288	5427	5558
	5683	5810	5931	6053	6176	6297	6418	6541	6663	6778
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	2300	2262	2284	2306	2326	2348	2370	2391	2413	2435
	2457	2479	2500	2522	2544	2566	2588	2609	2630	2652
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSÚMO SERVICIOS										
RESIDENCIAL	1111200	1914181	2022761	2127320	2229857	2325577	2420158	2513980	2607939	2698358
	2785514	2875499	2961154	3048918	3138430	3227000	3315126	3407314	3497865	3585473
COMERCIAL	111120	191416	202277	212737	222997	232570	242017	251401	260797	269836
	278552	287552	296118	304895	313844	322707	331518	340737	349796	358552
USO GENERAL	82104	132413	139805	146984	153990	160560	166970	173441	179827	186051
	192042	198280	204194	210225	216538	222546	228684	235048	241246	247407
INDUST. MENOR	111120	191416	202277	212737	222997	232570	242017	251401	260797	269836
	278552	287552	296118	304895	313844	322707	331518	340737	349796	358552
CONS. DE ALUMBRADO PÚBLICO	75860	132480	134160	135780	137560	139340	141020	142880	144740	146540
	148500	150240	152200	154200	156180	158140	160240	162280	164460	166560
CONSÚMO DE CARGAS ESPECIALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA VENDIDA	1491404	2561906	2701280	2835558	2967401	3090617	3212182	3333103	3454100	3570621
	3683160	3799123	3909784	4023133	4138836	4253100	4367086	4486116	4603163	4716544
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	119312	204951	216104	226842	237392	247249	256973	266646	276326	285642
	294653	303927	312785	321854	331103	340256	349370	358890	368255	377325
TOTAL ENERGÍA DISTRIBUIDA	1610716	2766857	2917384	3062400	3204793	3337866	3469155	3599749	3730426	3856263
	3977813	4103050	4222569	4344987	4469939	4593356	4716456	4845006	4971418	5093869
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	22942	40547	44341	48227	52234	56265	60425	64728	69191	73735
	78354	83204	88087	93194	98517	103971	109577	115470	121482	127580
TOTAL ENERGÍA REQUERIDA	1633658	2807404	2961725	3110627	3257027	3394131	3529580	3664477	3799617	3929998
	4056167	4186254	4310656	4438181	4568456	4697327	4826033	4960476	5092900	5221449

ANEXO A 5.2

M Á X I M A D E M A N D A D E L S I S T E M A E N K W

SISTEMA PSE STO.DOMINGO-CHALACO COD. 19
 DPT. PIURA PROV. MORROPÓN
 NÚMERO DE LOCALIDADES 76 TENSIÓN 22.9 KV
 FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.900 FACT.POT. 0.900

A Ñ O S	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEMANDA SERVICIOS										
RESIDENCIAL	483.7	847.1	886.7	923.7	959.6	991.4	1022.2	1052.3	1082.1	1109.4
	1134.9	1161.1	1185.4	1209.9	1234.6	1258.5	1282.1	1306.9	1330.7	1352.7
COMERCIAL	48.4	84.7	88.7	92.4	96.0	99.1	102.2	105.2	108.2	110.9
	113.5	116.1	118.5	121.0	123.5	125.9	128.2	130.7	133.1	135.3
USO GENERAL	35.0	57.3	60.0	62.5	64.9	67.1	69.2	71.2	73.3	75.2
	76.9	78.8	80.5	82.2	83.9	85.6	87.2	89.0	90.6	92.2
INDUST. MENOR	48.4	84.7	88.7	92.4	96.0	99.1	102.2	105.2	108.2	110.9
	113.5	116.1	118.5	121.0	123.5	125.9	128.2	130.7	133.1	135.3
MÁXIMA DEMANDA DE SERVICIOS	615.4	1073.8	1124.0	1171.0	1216.4	1256.8	1295.8	1334.1	1371.7	1406.5
	1438.8	1472.1	1502.9	1534.0	1565.5	1595.8	1625.7	1657.2	1687.5	1715.5
MAX.DEM.DE ALOMBRADO PÚBLICO	17.3	30.2	30.6	31.0	31.4	31.8	32.2	32.6	33.0	33.5
	33.9	34.3	34.7	35.2	35.7	36.1	36.6	37.1	37.5	38.0
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVICIO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MÁXIMA DEMANDA NETA	632.7	1104.1	1154.7	1202.0	1247.8	1288.6	1328.0	1366.7	1404.8	1439.9
	1472.8	1506.4	1537.7	1569.2	1601.1	1631.9	1662.3	1694.3	1725.0	1753.5
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	103.7	182.0	189.7	196.8	203.7	209.7	215.4	220.9	226.4	231.2
	235.7	240.3	244.5	248.7	252.9	256.9	260.8	264.9	268.9	272.4
MÁXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	736.4	1286.0	1344.4	1398.8	1451.5	1498.2	1543.3	1587.6	1631.1	1671.2
	1708.5	1746.7	1782.2	1817.9	1854.0	1888.8	1923.1	1959.2	1993.9	2026.0
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	22.1	39.9	43.2	46.4	49.7	52.8	56.0	59.3	62.7	66.0
	69.2	72.6	76.0	79.4	82.9	86.5	90.1	93.8	97.6	101.3
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	758.5	1325.9	1387.5	1445.2	1501.2	1551.1	1599.4	1646.9	1693.8	1737.1
	1777.7	1819.3	1858.1	1897.3	1937.0	1975.3	2013.1	2053.1	2091.5	2127.2

ANEXO A 5.2

ÍNDICES DEL SISTEMA

SISTEMA PSE STO.DOMINGO-CHALACO COD. 19
 DPT. PIURA PROV. MORROPÓN
 NÚMERO DE LOCALIDADES 76 TENSIÓN 22.9 KV
 FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.900 FACT.POT. 0.900

A Ñ O S	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
FACTOR DE CARGA	0.246	0.242	0.244	0.246	0.248	0.250	0.252	0.254	0.256	0.258
	0.260	0.263	0.265	0.267	0.269	0.271	0.274	0.276	0.278	0.280
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
ENTRE CONSUMIDORES RESID.	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
KWH/ABON.RESID./AÑO	445.6	439.1	446.2	453.0	459.2	464.9	470.3	475.5	480.6	485.5
	490.2	495.0	499.3	503.8	508.2	512.5	516.6	521.0	525.0	529.0
VATIOS/ABON.RES. COINCIDENTE	194.0	194.3	195.6	196.7	197.6	198.2	198.7	199.1	199.4	199.7
	199.8	199.9	199.9	199.9	200.0	199.9	199.8	199.8	199.8	199.6
VATIOS/ABON.RES. NO COINCID.	606.2	607.4	611.4	614.8	617.6	619.5	620.9	622.1	623.3	624.0
	624.3	624.7	624.8	624.8	624.9	624.8	624.5	624.6	624.3	623.9

VALORES ACTUALIZADOS AL AÑO 1999

A LA TASA DE 12%		
	DE LA ENERGÍA VENDIDA	2299.E+04
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	2483.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	2528.E+04
A LA TASA DE 13%		
	DE LA ENERGÍA VENDIDA	2138.E+04
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	2309.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	2351.E+04
A LA TASA DE 14%		
	DE LA ENERGÍA VENDIDA	1995.E+04
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	2154.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	2193.E+04

ANEXO A 5.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 76		SISTEMA PSE STO. DOMINGO-CHALACO XXXXXXXXXXA DPT. PIURA				COD. 19 PROV. MORROPÓN					
LOCALIDAD	DISTRITO	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018	2009 2019
QUINCHAYO GRA	STO. DOMINGO	8068	8612	9170	9755	9755	10351	10934	10934	11546	12147
		12147	12775	12775	13414	14037	14689	14689	14689	15349	15349
CHUINGAYO	STO. DOMINGO	5378	5943	6503	6503	6503	7095	7679	7679	8295	8295
		8295	8902	8924	9543	9543	9543	10193	10193	10193	10854
SAN MIGUEL	STO. DOMINGO	5378	5902	6461	6461	6461	7029	7585	8173	8173	8173
		8773	8773	9378	9378	9993	9993	10620	10620	11250	11250
NOMA	STO. DOMINGO	8964	9514	10093	10659	11234	11840	11840	12453	13052	13679
		13679	14296	14939	14939	15589	15589	16246	16246	16912	17561
STO. DOMINGO	STO. DOMINGO	164933	173595	182425	190312	198305	206440	212329	219487	226707	234037
		240228	246455	252762	259128	266829	272012	278554	285150	291802	297181
HUACAS	STO. DOMINGO	4034	4598	4598	5159	5159	5159	5159	5755	6347	6347
		6347	6347	6976	6976	6976	6976	7618	7618	7618	7618
QUINCHAYO CHI	STO. DOMINGO	0	5827	6378	6378	6967	7547	7547	7547	8162	8766
		8766	8766	9402	9402	9402	10053	10053	10691	10713	11362
PAMBARUMBE	STA. C. MOSSA	87566	91731	95991	100324	104729	108090	112617	116070	119560	123090
		126657	130263	133907	137587	140074	143816	146348	150150	154010	157885
PALTASHACO	STA. C. MOSSA	76827	81152	84443	88922	92326	95797	99319	101681	105281	108922
		111370	115086	117607	121398	123945	126532	130425	133061	135715	139709
LINDERO	STA. C. MOSSA	72641	76803	79971	84282	87562	90907	93156	96580	100047	102376
		105921	108321	110718	114364	116833	120550	121805	125579	128133	130705
P. N. DE MARAY	STA. C. MOSSA	97070	102287	106542	111942	116343	119696	125355	128803	133437	136965
		140524	145333	148973	152646	156373	160111	163884	167710	171546	174135
CRUZ AZUL	STA. C. MOSSA	0	19850	21771	22433	23750	24406	25749	27109	27806	29186
		29895	30585	31302	32022	33449	34177	34910	35648	36386	37855
TRIGOPAMPA	CHALACO	3564	3564	4155	4155	4155	4155	4749	4749	5388	5388
		5388	5388	5388	5388	6048	6048	6048	6048	6707	6707
TASPA	CHALACO	28188	30156	31495	32823	34192	35572	36965	38372	39093	40519
		41959	42695	44151	44895	46371	47124	47881	49380	50145	50913
CHALACO	CHALACO	160000	169764	177507	185378	193397	200364	206248	214588	220627	226743
		232902	240383	246696	251787	259483	265978	271232	277809	283148	289850
GUAYAQUIL	CHALACO	9412	9924	10462	11534	12092	12652	13217	14342	14921	15507
		16095	16689	17288	17889	18495	19106	19722	20339	20960	22216
NARANJO	CHALACO	25585	26870	28196	30199	31560	32256	33640	34325	35730	36447
		37872	39310	40045	40783	42247	42994	43744	45233	45992	46754
CARPINTEROS	CHALACO	20358	21675	23012	23677	25042	26429	27117	27834	29254	29254
		30693	31429	32171	32894	33643	34396	35154	35895	36658	37427
HUACHARI	CHALACO	0	7619	8152	8669	9217	9771	10308	10875	11448	12025
		12607	12607	13197	13792	14392	14996	15604	16218	16839	17463

ANEXO A 5.2

LOCALIDAD	DISTRITO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
SILAHUA	CHALACO	0	11183	11756	12314	13476	13476	14664	14664	15881	16507
		16507	17143	17763	18409	18409	19061	19698	20363	21034	21034
RINCONADA	CHALACO	0	8766	9402	9402	9402	10053	10053	10691	10713	11362
		8766	8766	9402	9402	9402	10053	10053	10691	10713	11362
CHIMULQUE	CHALACO	0	11183	11756	12314	13476	13476	14664	14664	15881	16507
		16507	17143	17763	18409	18409	19061	19698	20363	21034	21034
SAN CRISTOBAL	YAMANGO	0	18263	19511	20754	22010	23283	23932	25244	26549	27217
		29216	29895	31264	31951	33336	34709	36115	36823	38244	38957
TAMBOYA	YAMANGO	0	92340	97527	102820	107138	111520	115967	119356	122782	127388
		130895	134436	138013	141624	145291	148969	152682	155191	160229	162782
LA SAVILA	YAMANGO	0	57715	61390	65150	68972	71873	75800	78777	81810	85881
		88986	92121	96326	99531	102764	107099	110398	114841	118203	121594
LAJOS	YAMANGO	0	21924	23239	24549	25901	26595	27974	28657	30062	30779
		32209	32209	33653	34392	35135	36608	36608	37362	38861	39624
PAGAY	YAMANGO	0	27130	28422	29752	31096	32456	33829	35217	36617	38034
		38755	39462	40903	41638	42378	43844	44593	46078	46836	47598
CAJAS	YAMANGO	0	10735	11311	11872	13041	13041	14238	14238	14859	15463
		16097	16716	17363	17363	18017	18017	18675	19343	19993	20671
CHOCO	YAMANGO	0	24019	25979	27312	28663	29333	30708	32095	32807	34219
		35648	35648	37087	37824	39284	40030	40780	41532	43027	43027
CONFECCIONARI	YAMANGO	0	25564	26880	28211	30229	31601	32303	33675	34388	35804
		36528	37965	39416	40157	40903	42379	42379	43871	44630	45393
PAJAL	YAMANGO	0	7150	7150	7723	8287	8287	8861	9468	9468	10063
		10692	10692	10692	11327	11327	11973	11973	12606	13271	13271
TABLONES	YAMANGO	0	43459	46562	48684	49747	51919	54125	55253	57508	59797
		60965	63304	64494	65696	68098	69321	70554	74273	75535	76805
HANBLUQUE	YAMANGO	0	11205	12323	12882	13470	14642	14642	15839	15839	16458
		17062	17691	18305	18946	18946	19596	20247	20247	20907	21547
COCA	YAMANGO	0	112752	119477	126295	133239	139288	146421	152633	158917	165270
		172774	179276	185869	192506	200332	207129	213988	222049	229042	237278
FAICAL	YAMANGO	0	5357	5357	5357	5914	6510	6510	7097	7097	7721
		7721	7721	7721	8359	8359	8987	8987	9651	9651	9651
PISCAN BAJO	YAMANGO	0	16718	17999	18671	19327	20673	21346	22044	22724	23434
		24146	24844	25567	26273	27006	27744	27744	28485	29210	29962
LA LOMA	YAMANGO	0	16718	17999	18671	19327	20673	21346	22044	22724	23434
		24146	24844	25567	26273	27006	27744	27744	28485	29210	29962
YAMANGO	YAMANGO	0	140244	147848	154495	162378	168116	175083	180985	186959	193004
		197904	204077	209079	214127	220504	225651	230841	236075	242685	248017
CHANGRA	PACAI PAMPA	4034	4598	4598	5159	5159	5159	5159	5755	6347	6347
		6347	6347	6976	6976	6976	6976	7618	7618	7618	7618
PALMAL MALACH	PACAI PAMPA	73310	77923	81685	86439	91292	95225	99200	103246	107313	112465
		116652	120862	125133	129446	134874	139278	143719	149327	153856	158423

ANEXO A 5.2

LOCALIDAD	DISTRITO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
TOJAS	PACAIPAMPA	6723	7267	7267	7826	8414	8414	8993	9601	9601	9601
		10220	10828	10828	11467	11467	11467	12114	12114	12114	12770
PACAIPAMPA	PACAIPAMPA	143765	152403	161184	170101	178158	186340	194601	204020	211446	220024
		228699	237467	246325	255298	264336	273483	283854	293183	302600	312095
CUMBIGUS	PACAIPAMPA	13036	13685	14364	15030	15030	16408	16408	17119	17815	18539
		19250	19989	19989	19989	20734	21465	22223	22223	22990	22990
PALO BLANCO	PCAIPAMPA	5827	6378	6378	6945	7547	7547	7547	8140	8766	8766
		8766	8766	9402	9402	10031	10053	10691	10691	11362	11362
HDA.VILCAS	PACAIPAMPA	4930	5500	5500	6063	6063	6664	7257	7257	7257	7883
		7883	7883	8502	8523	9152	9152	9152	9817	9817	9817
SAN LAZARO	PACAIPAMPA	2689	2689	3255	3277	3872	3872	3872	3872	3872	3872
		4514	4514	4514	4514	4514	5162	5162	5162	5184	5184
CURILCAS	PACAIPAMPA	22961	24188	26064	27322	28612	29891	31844	33171	34488	35834
		37193	39225	39914	41298	42692	44096	46193	47615	49046	50485
EL HUABO	PACAIPAMPA	4034	4034	4563	4563	5130	5130	5130	5687	6282	6282
		6282	6889	6889	6889	7509	7509	7509	8139	8139	8139
PATA CACHIACO	PACAIPAMPA	9412	9924	10462	11534	12092	12652	13217	14342	14921	15507
		16095	16689	17288	17889	18495	19106	19722	20339	20960	22216
TAZAJERAS	PACAIPAMPA	0	4909	5446	5446	5999	5999	6539	7110	7110	7692
		7692	8283	8283	8882	8882	9489	10106	10106	10730	10730
SAN LUIS	PACAIPAMPA	0	8942	9521	10088	10088	11272	11272	11891	12492	12492
		13127	13748	14396	14396	15055	15055	15699	16373	16373	17053
TULMAN	PACAIPAMPA	0	17755	19051	19729	20391	21754	22454	23138	24545	24545
		25971	26701	26701	28156	28156	28901	29651	30385	31144	31908
CAMINO REAL	PACAIPAMPA	0	18263	18911	20247	20913	22284	22988	23675	24392	25088
		25813	27257	27257	27997	29469	29469	30225	30982	31724	32491
NANGAY PAMPA	PACAIPAMPA	0	85536	91080	96723	100543	106342	111259	116237	121278	126378
		131557	136773	141004	147396	151715	158238	163750	169313	174929	180595
SANTA MARIA	PACAIPAMPA	0	16189	16829	18149	18805	20161	20161	21537	21537	22939
		22939	23656	24358	25085	25820	26536	27280	27280	28028	28781
SAN JOSE	PACAIPAMPA	0	6701	6701	7258	7847	7847	8427	9042	9042	9042
		9667	10281	10281	10929	10929	10929	10929	11585	11585	12253
MINAS SHIGUEL	PACAIPAMPA	0	5805	5805	6372	6372	6977	6977	7573	8208	8208
		8208	8208	8855	8855	9495	9495	10168	10168	10168	10854
SAN JUAN	PACAIPAMPA	0	4909	4909	4909	5473	5473	6076	6076	6674	6674
		7312	7312	7312	7312	7312	7962	7962	7962	8608	8629
SAN JORGE	FRIAS	97070	101922	107828	112845	117954	123117	128346	132595	137972	142318
		147816	152261	156765	162432	165878	171648	176325	182207	186973	191778
HISQUIA	FRIAS	45490	48605	50732	52894	55088	57313	58449	60725	63033	64209
		66565	67764	70167	71390	72620	75083	76337	78868	80144	82696
ARRAYAN	FRIAS	5378	5943	6503	6503	6503	7095	7679	7679	8295	8295
		8295	8902	8924	9543	9543	9543	10193	10193	10193	10854

ANEXO A 5.2

LOCALIDAD	DISTRITO	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018	2009 2019
POCLUS	FRIAS	15131	15777	17107	17107	18466	19143	19848	20538	21255	21255
		21979	22688	23422	24163	24885	25639	25639	26394	26394	27157
PAMPA GRANDE	FRIAS	68580	72728	75924	79151	82449	85776	89171	91457	94933	97269
		99652	103238	105649	108103	111796	113047	116802	119345	120623	124470
TUCAQUE	FRIAS	18792	20111	20768	22121	23495	24177	24889	26301	26301	27734
		27734	28470	29930	29930	30678	32167	32929	32929	33694	34463
FRIAS	FRIAS	233980	246419	259077	271974	282888	295070	305171	316539	328049	338542
		349122	359834	370678	381608	392645	402564	413824	425185	435369	446926
SANTA ROSA	FRIAS	6701	6701	7258	7258	7847	8427	8427	9042	9042	9645
		10281	10281	10281	10929	10929	10929	11564	11585	12231	12253
PUEBLO NUEVO	FRIAS	16384	17040	18324	18996	20337	21007	21699	23083	23083	24487
		25205	25205	26637	27369	27369	28109	28851	29577	30327	31082
EL COMUN	FRIAS	10287	10843	11431	12004	12607	13194	13812	14418	15052	15052
		15690	16318	16972	16972	17632	17632	18301	18954	19634	19634
CHALLE GRANDE	FRIAS	16168	16829	17474	18805	19469	20161	21537	21537	22939	22939
		23656	25085	25085	25820	26557	27280	28028	28781	28781	29538
CHALLE CHICO	FRIAS	8068	8612	9170	9755	9755	10351	10934	10934	11546	12147
		12147	12775	12775	13414	14037	14037	14689	14689	15349	15349
S. PEDRO VAQUE	FRIAS	0	11491	12713	13343	13956	14597	15244	16528	17187	17853
		17853	19174	19855	20536	21223	21913	22608	23306	24008	24714
TUNAL	LALAQUIZ	0	62446	65571	67695	72018	74215	77570	79831	82116	85596
		87940	90330	92722	95136	97595	100057	102561	103823	107618	110190
LA LAGUNA	LALAQUIZ	0	77393	82938	87637	91459	96307	100232	105205	110243	114317
		118457	123664	127893	133212	137529	142977	148463	152911	158521	163051
MARAY	LALAQUIZ	0	24527	25841	27172	29189	29861	31242	31949	33350	34767
		35494	36199	36933	38385	39127	40603	41354	42109	43610	44375
EL PAPAYO	LALAQUIZ	0	19850	21813	22468	23819	24492	25190	26578	27268	27985
		29406	30136	30136	31587	32328	32328	33801	34556	35312	35312
YANBUR	LALAQUIZ	0	7150	7150	7723	8287	8287	8861	9468	9468	10063
		10692	10692	10692	11327	11327	11973	11973	12606	13271	13271
ENERGÍA REQUERIDA POR EL SISTEMA		1633658	2807404	2961725	3110627	3257027	3394131	3529580	3664477	3799617	3929998
		4056167	4186254	4310656	4438181	4568456	4697327	4826033	4960476	5092900	5221449

ANEXO A 5.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 76		SISTEMA PSE STO. DOMINGO-CHALACO XXXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. MORROPÓN					
LOCALIDAD	DISTRITO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
QUINCHAYO GRA	STO. DOMINGO	5.5	5.8	6.1	6.4	6.4	6.6	6.9	6.9	7.0	7.3
		7.4	7.5	7.5	7.6	7.9	7.9	8.0	8.1	8.2	8.3
CHUINGAYO	STO. DOMINGO	3.7	4.0	4.4	4.4	4.5	4.5	4.8	4.8	5.1	5.1
		5.1	5.2	5.2	5.4	5.4	5.4	5.5	5.6	5.6	5.7
SAN MIGUEL	STO. DOMINGO	3.7	4.0	4.3	4.3	4.4	4.5	4.8	5.1	5.1	5.2
		5.2	5.2	5.3	5.3	5.6	5.6	5.8	5.9	6.0	6.1
NOMA	STO. DOMINGO	6.2	6.4	6.7	7.0	7.3	7.4	7.5	7.7	8.0	8.2
		8.3	8.4	8.6	8.6	8.8	8.9	8.9	9.1	9.2	9.2
STO. DOMINGO	STO. DOMINGO	79.2	82.8	86.5	89.7	92.8	96.0	98.0	100.7	103.3	105.9
		108.0	110.1	112.2	114.2	116.9	118.3	120.4	122.5	124.5	126.0
HUACAS	STO. DOMINGO	2.8	3.1	3.1	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	3.9	3.9
		3.9	4.0	4.0	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3	4.3	4.4
QUINCHAYO CHI	STO. DOMINGO	0.0	4.0	4.3	4.3	4.6	4.7	4.8	4.9	5.1	5.4
		5.4	5.5	5.5	5.6	5.6	5.6	5.6	5.8	5.8	6.0
PAMBARUMBE	STA. C. MOSSA	42.0	43.7	45.5	47.2	49.0	50.2	52.0	53.2	54.4	55.7
		56.9	58.1	59.4	60.6	61.3	62.5	63.2	64.5	65.7	66.9
PALTASHACO	STA. C. MOSSA	36.9	38.7	40.0	41.9	43.2	44.5	45.9	46.6	48.0	49.3
		50.1	51.4	52.2	53.5	54.3	55.0	56.4	57.2	57.9	59.2
LINDERO	STA. C. MOSSA	34.9	36.6	37.9	39.7	41.0	42.2	43.0	44.3	45.6	46.3
		47.6	48.3	49.1	50.4	51.1	52.4	52.6	53.9	54.6	55.4
P. N. DE MARAY	STA. C. MOSSA	46.6	48.8	50.5	52.7	54.4	55.6	57.8	59.0	60.8	62.0
		63.1	64.9	66.1	67.3	68.4	69.6	70.8	72.0	73.2	73.8
CRUZ AZUL	STA. C. MOSSA	0.0	12.2	13.2	13.4	14.0	14.2	14.8	15.4	15.6	16.1
		16.3	16.5	16.6	16.8	17.3	17.5	17.6	17.7	17.9	18.4
TRIGOPAMPA	CHALACO	2.5	2.5	2.6	2.7	2.7	2.8	3.0	3.1	3.3	3.3
		3.3	3.3	3.4	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	3.6	3.6
TASPA	CHALACO	17.4	18.3	18.9	19.4	19.9	20.5	21.0	21.5	21.6	22.1
		22.6	22.7	23.1	23.2	23.7	23.8	23.8	24.3	24.4	24.4
CHALACO	CHALACO	76.9	81.0	84.2	87.3	90.5	93.1	95.2	98.4	100.5	102.6
		104.7	107.4	109.5	111.0	113.6	115.7	117.2	119.3	120.8	122.9
GUAYAQUIL	CHALACO	6.5	6.7	7.0	7.6	7.8	8.1	8.3	8.9	9.1	9.3
		9.6	9.8	10.0	10.2	10.4	10.6	10.8	11.0	11.1	11.7
NARANJO	CHALACO	15.8	16.3	16.9	17.9	18.4	18.5	19.1	19.2	19.7	19.9
		20.4	20.9	21.0	21.1	21.6	21.7	21.8	22.2	22.3	22.4
CARPINTEROS	CHALACO	12.5	13.2	13.8	14.0	14.6	15.2	15.4	15.6	16.2	15.9
		16.5	16.7	16.9	17.0	17.2	17.3	17.5	17.7	17.8	18.0

ANEXO A 5.2

LOCALIDAD	DISTRITO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
HUACHARI	CHALACO	0.0	5.2	5.5	5.8	6.1	6.3	6.6	6.8	7.1	7.3
		7.6	7.6	7.7	8.0	8.2	8.4	8.6	8.9	9.1	9.3
SILAHUA	CHALACO	0.0	7.7	8.0	8.2	8.9	8.9	9.4	9.5	9.9	10.1
		10.1	10.2	10.4	10.6	10.7	10.7	10.9	11.1	11.3	11.3
RINCONADA	CHALACO	0.0	4.0	4.3	4.3	4.6	4.9	4.9	5.0	5.1	5.4
		5.4	5.5	5.5	5.6	5.6	5.6	5.6	5.8	5.8	6.0
CHIMULQUE	CHALACO	0.0	7.7	8.0	8.2	8.9	8.9	9.4	9.5	9.9	10.1
		10.2	10.2	10.4	10.6	10.6	10.7	10.9	11.1	11.3	11.3
SAN CRISTOBAL	YAMANGO	0.0	11.3	11.9	12.4	13.0	13.6	13.8	14.3	14.9	15.0
		15.9	16.1	16.6	16.7	17.2	17.7	18.2	18.3	18.8	18.9
TAMBOYA	YAMANGO	0.0	44.3	46.5	48.7	50.4	52.2	53.9	55.1	56.3	58.0
		59.2	60.4	61.6	62.8	64.0	65.2	66.4	67.0	68.8	69.4
LA SAVILA	YAMANGO	0.0	27.7	29.3	30.9	32.5	33.6	35.2	36.3	37.5	39.1
		40.2	41.4	43.0	44.1	45.3	46.9	48.0	49.6	50.7	51.9
LAJOS	YAMANGO	0.0	13.5	14.1	14.7	15.3	15.5	16.1	16.3	16.8	17.0
		17.6	17.7	17.9	18.0	18.2	18.3	18.5	18.6	19.1	19.2
PAGAY	YAMANGO	0.0	16.7	17.3	17.8	18.4	18.9	19.5	20.0	20.5	21.0
		21.1	21.2	21.7	21.8	21.9	22.4	22.5	22.9	23.0	23.1
CAJAS	YAMANGO	0.0	7.4	7.7	7.9	8.6	8.7	9.1	9.2	9.2	9.5
		9.7	9.9	10.2	10.2	10.3	10.3	10.3	10.6	10.8	11.0
CHOCO	YAMANGO	0.0	14.8	15.8	16.4	17.0	17.1	17.7	18.2	18.4	18.9
		19.4	19.4	19.7	19.8	20.3	20.4	20.6	20.7	20.8	20.9
CONFECIONARI	YAMANGO	0.0	15.8	16.3	16.9	17.9	18.4	18.6	19.1	19.3	19.8
		19.9	20.4	20.9	21.0	21.2	21.6	21.7	21.8	21.9	22.0
PAJAL	YAMANGO	0.0	4.7	4.8	5.1	5.4	5.4	5.7	6.0	6.1	6.2
		6.4	6.4	6.5	6.5	6.6	6.7	6.7	6.9	7.2	7.2
TABLONES	YAMANGO	0.0	20.9	22.2	23.1	23.4	24.3	25.1	25.5	26.4	27.2
		27.6	28.4	28.8	29.1	30.0	30.3	30.7	32.1	32.4	32.8
MANBLUQUE	YAMANGO	0.0	7.7	8.4	8.6	8.9	9.5	9.6	10.0	10.1	10.2
		10.3	10.5	10.7	10.9	10.9	11.0	11.1	11.2	11.3	11.5
COCA	YAMANGO	0.0	54.2	57.0	59.9	62.8	65.2	68.1	70.5	72.9	75.3
		78.2	80.6	83.0	85.4	88.3	90.7	93.1	96.0	98.4	101.3
FAICAL	YAMANGO	0.0	3.5	3.6	3.6	3.9	4.2	4.2	4.5	4.5	4.7
		4.7	4.7	4.8	4.8	4.8	5.1	5.1	5.2	5.3	5.3
PISCAN BAJO	YAMANGO	0.0	10.3	10.9	11.2	11.4	12.1	12.3	12.5	12.7	12.9
		13.2	13.4	13.6	13.8	14.0	14.2	14.2	14.2	14.4	14.6
LA LOMA	YAMANGO	0.0	10.3	10.9	11.2	11.4	12.1	12.3	12.5	12.7	12.9
		13.2	13.4	13.6	13.8	14.0	14.2	14.2	14.2	14.4	14.6
YAMANGO	YAMANGO	0.0	67.4	70.6	73.2	76.5	78.7	81.4	83.6	85.7	88.0
		89.6	91.8	93.4	95.0	97.2	98.8	100.4	102.0	104.2	105.8
CHANGRA	PACAI PAMPA	2.8	3.1	3.1	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	3.9	3.9
		3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.1	4.2	4.2	4.2	4.2

ANEXO A 5.2

LOCALIDAD	DISTRITO	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018	2009 2019
PALMAL MALACH	PACAIPAMPA	35.2	37.2	38.7	40.7	42.7	44.2	45.8	47.3	48.9	50.9
		52.4	53.9	55.5	57.0	59.0	60.6	62.1	64.1	65.6	67.1
TOJAS	PACAIPAMPA	4.6	4.7	4.8	5.1	5.5	5.6	5.7	5.8	5.9	5.9
		6.1	6.2	6.2	6.5	6.5	6.6	6.6	6.7	6.7	6.8
PACAIPAMPA	PACAIPAMPA	69.1	72.7	76.4	80.1	83.4	86.6	89.8	93.6	96.3	99.6
		102.8	106.0	109.3	112.5	115.7	119.0	122.7	125.9	129.1	132.3
CUMBIGUS	PACAIPAMPA	8.0	8.3	8.6	8.9	8.9	9.4	9.5	9.6	9.8	10.1
		10.4	10.6	10.6	10.7	10.7	10.8	11.1	11.1	11.2	11.2
PALO BLANCO	PACAIPAMPA	4.0	4.3	4.3	4.6	4.9	4.9	5.0	5.1	5.4	5.4
		5.5	5.6	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8	5.9	6.0	6.0
HDA.VILCAS	PACAIPAMPA	3.4	3.7	3.7	4.0	4.0	4.3	4.6	4.6	4.7	4.8
		4.8	4.9	4.9	5.0	5.1	5.1	5.2	5.3	5.3	5.3
SAN LAZARO	PACAIPAMPA	1.8	1.8	2.2	2.2	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6	2.7
		2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0	3.1	3.1	3.2
CURILCAS	PACAIPAMPA	14.1	14.7	15.6	16.2	16.7	17.2	18.1	18.6	19.0	19.5
		20.0	20.8	20.9	21.4	21.8	22.2	23.0	23.4	23.8	24.2
EL HUABO	PACAIPAMPA	2.7	2.7	3.0	3.0	3.3	3.3	3.4	3.5	3.8	3.8
		3.9	4.0	4.0	4.1	4.2	4.2	4.3	4.3	4.4	4.4
PATA CACHIACO	PACAIPAMPA	6.5	6.7	7.0	7.6	7.8	8.1	8.3	8.9	9.1	9.3
		9.6	9.8	10.0	10.2	10.4	10.6	10.8	11.0	11.1	11.7
TAZAJERAS	PACAIPAMPA	0.0	3.4	3.5	3.6	3.9	3.9	4.2	4.5	4.6	4.7
		4.7	4.8	4.8	5.1	5.1	5.3	5.4	5.5	5.8	5.8
SAN LUIS	PACAIPAMPA	0.0	6.1	6.4	6.7	6.8	7.3	7.4	7.5	7.8	7.8
		7.9	8.2	8.4	8.4	8.6	8.7	8.7	9.0	9.0	9.1
TULMAN	PACAIPAMPA	0.0	10.9	11.6	11.8	12.1	12.7	12.9	13.1	13.4	13.5
		14.2	14.4	14.6	14.8	14.8	14.9	15.1	15.1	15.3	15.5
CAMINO REAL	PACAIPAMPA	0.0	11.3	11.5	12.1	12.4	13.0	13.2	13.4	13.7	13.9
		14.1	14.7	14.7	14.8	15.2	15.2	15.2	15.4	15.6	15.8
NANGAY PAMPA	PACAIPAMPA	0.0	41.1	43.4	45.8	47.3	49.7	51.7	53.6	55.6	57.5
		59.5	61.4	62.9	65.4	66.8	69.3	71.2	73.1	75.1	77.0
SANTA MARIA	PACAIPAMPA	0.0	10.0	10.2	10.9	11.1	11.8	11.9	12.2	12.3	12.7
		12.7	12.8	12.9	13.1	13.3	13.6	13.8	13.8	13.9	14.0
SAN JOSE	PACAIPAMPA	0.0	4.6	4.6	4.8	5.2	5.2	5.4	5.7	5.7	5.8
		5.8	6.1	6.2	6.3	6.3	6.4	6.4	6.4	6.5	6.5
MINAS SHIGUEL	PACAIPAMPA	0.0	4.0	4.0	4.3	4.4	4.5	4.6	4.8	5.1	5.1
		5.2	5.2	5.3	5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	5.6	5.8
SAN JUAN	PACAIPAMPA	0.0	3.2	3.3	3.3	3.6	3.7	3.8	3.9	4.1	4.1
		4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8
SAN JORGE	FRIAS	46.6	48.6	51.1	53.1	55.2	57.2	59.2	60.8	62.8	64.4
		66.4	68.0	69.5	71.6	72.6	74.6	76.2	78.2	79.7	81.3

ANEXO A 5.2

LOCALIDAD	DISTRITO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
MISQUIA	FRIAS	21.8	23.2	24.0	24.9	25.8	26.6	27.0	27.8	28.7	29.0
		29.9	30.2	31.1	31.5	31.8	32.6	33.0	33.9	34.2	35.0
ARRAYAN	FRIAS	3.7	4.0	4.2	4.3	4.4	4.5	4.8	4.8	5.1	5.1
		5.2	5.2	5.3	5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	5.7	5.7
POCLUS	FRIAS	9.3	9.6	10.3	10.4	10.8	11.0	11.3	11.5	11.7	11.8
		11.8	12.0	12.3	12.5	12.7	12.9	12.9	13.0	13.1	13.2
PAMPA GRANDE	FRIAS	32.9	34.7	36.0	37.3	38.6	39.8	41.1	41.9	43.2	44.0
		44.8	46.1	46.9	47.6	48.9	49.1	50.5	51.2	51.4	52.7
TUCAQUE	FRIAS	11.6	12.2	12.4	13.1	13.7	13.9	14.1	14.7	14.8	15.1
		15.1	15.1	15.7	15.7	15.7	16.2	16.4	16.4	16.4	16.5
FRIAS	FRIAS	112.4	117.6	122.8	128.1	132.4	137.2	140.9	145.2	149.5	153.2
		157.0	160.7	164.5	168.2	171.9	175.1	178.8	182.6	185.8	189.5
SANTA ROSA	FRIAS	4.6	4.6	4.8	4.8	5.1	5.4	5.4	5.6	5.7	5.8
		6.1	6.2	6.3	6.4	6.4	6.5	6.5	6.6	6.6	6.7
PUEBLO NUEVO	FRIAS	10.0	10.3	10.9	11.2	11.8	12.0	12.2	12.9	12.9	13.3
		13.5	13.7	13.9	14.1	14.1	14.2	14.3	14.5	14.7	14.9
EL COMUN	FRIAS	7.1	7.3	7.6	7.9	8.2	8.4	8.7	9.0	9.2	9.2
		9.3	9.6	9.8	9.8	9.9	9.9	10.0	10.2	10.4	10.4
CHALLE GRANDE	FRIAS	10.0	10.2	10.5	11.1	11.4	11.6	12.2	12.3	12.7	12.7
		12.7	13.3	13.3	13.4	13.4	13.8	14.0	14.2	14.2	14.3
CHALLE CHICO	FRIAS	5.5	5.8	6.1	6.4	6.5	6.6	6.9	6.9	7.0	7.3
		7.3	7.5	7.5	7.6	7.9	7.9	8.0	8.1	8.2	8.3
S. PEDRO VAQUE	FRIAS	0.0	7.1	7.7	8.0	8.3	8.5	8.8	9.4	9.6	9.9
		9.9	10.3	10.5	10.8	11.0	11.2	11.4	11.6	11.8	12.0
TUNAL	LALAQUIZ	0.0	30.0	31.3	32.1	33.9	34.7	36.0	36.8	37.6	39.0
		39.8	40.6	41.4	42.2	43.0	43.8	44.6	44.8	46.2	47.0
LA LAGUNA	LALAQUIZ	0.0	37.1	39.5	41.5	43.1	45.0	46.5	48.5	50.5	52.1
		53.6	55.6	57.1	59.1	60.6	62.6	64.5	66.0	68.0	69.5
MARAY	LALAQUIZ	0.0	15.1	15.7	16.3	17.3	17.4	18.0	18.1	18.7	19.2
		19.3	19.5	19.6	20.1	20.2	20.7	20.8	21.0	21.5	21.6
EL PAPAYO	LALAQUIZ	0.0	12.2	13.3	13.5	14.1	14.3	14.5	15.1	15.3	15.5
		16.0	16.2	16.4	16.5	16.7	16.7	17.0	17.2	17.4	17.4
YANBUR	LALAQUIZ	0.0	4.7	4.8	5.1	5.4	5.4	5.7	5.8	5.9	6.2
		6.4	6.4	6.5	6.5	6.6	6.6	6.7	6.9	7.2	7.2
MÁXIMA DEMANDA REQUERIDA POR EL SISTEMA		758.5	1325.9	1387.5	1445.2	1501.2	1551.1	1599.4	1646.9	1693.8	1737.1
		1777.7	1819.3	1858.1	1897.3	1937.0	1975.3	2013.1	2053.1	2091.5	2127.2

ANEXO A 6.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE BAJO PIURA

Nº	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Vlv.			
				Poblac.	Vlv.	Poblac.	Vlv.					
	A.-Provincia de Piura											
	1.-Distrito de Catacaos											
1	La Piedra	I	Pueblo Joven	566	93	829	162	1214	242	3.23	2.00	A
2	Paredones	I	Pueblo	841	122	868	170	895	179	0.26	1.00	A
3	Monte Castillo	I	Caserío	1305	229	2371	464	4307	862	5.10	2.00	A
4	Cumbibira	I	Pueblo	670	96	811	124	981	196	1.60	1.60	A
5	Hda. Viduque	I	Pueblo	393	68	481	104	589	117	1.70	1.70	A
	2.-Distrito de La Arena											
1	Vichayal	I	Caserío	928	143	1518	287	2483	496	4.19	2.00	A
2	Río Viejo	I	Caserío	737	128	566	100	434	87	-2.18	1.00	A
3	Chaquira	I	Caserío	299	54	398	88	529	106	2.41	2.00	A
4	Santa Elena	I	Caserío	204	29	730	113	2612	522	11.21	2.00	A
5	Casagrande	I	Caserío	473	81	2568	524	13900	2788	15.14	2.00	A
6	Loma Negra	I	Pueblo	1156	179	1358	233	1595	319	1.35	1.35	A
7	El Alto de los Mores	I	Caserío	409	67	1160	248	3289	657	9.08	2.00	A
8	Pampa de los Silva	I	Caserío	655	98	325	99	161	32	-5.67	1.00	C
9	Monte grande	I	Caserío	1484	245	1292	236	1124	225	-1.15	1.00	A
10	Chatito	I	Pueblo	-	-	1326	236	1458	291	-	1.00	A
11	Pampa Chica	I	Caserío	427	71	537	93	675	135	1.93	1.93	A
12	Alto del Carrizo	I	Caserío	308	49	163	41	86	17	-5.16	1.00	C
13	El Peñal	I	Caserío	840	127	374	77	167	33	-6.52	1.00	C
	3.-Distrito de La Unión											
1	Canizal Grande	I	Pueblo	145	33	338	73	787	158	7.31	2.00	A
2	Canizal Chico	I	Pueblo	1215	229	955	199	751	150	-1.99	1.00	A
3	Dos Altos	I	Pueblo	2030	409	2464	443	2990	598	1.63	1.63	A
4	Huerequeque	I	Caserío	348	55	30	8	312	62	-18.47	1.00	B
5	Monte Redondo	I	Pueblo	1044	187	1695	285	2751	550	4.12	2.00	A
6	Tamarindo Bajo	I	Caserío	361	58	145	21	72	14	-7.32	1.00	C
7	Tamarindo Alto	I	Caserío	582	90	15	3	25	5	-26.28	1.00	C
	4.-Distrito de Bellavista de la Unión											
1	Miraflores	I	Caserío	301	49	353	66	414	83	1.34	1.34	A
2	San Clemente	I	Pueblo	451	91	1393	327	4302	861	9.85	2.00	A
3	Bellavista de la Unión	I	Pueblo	1554	309	1320	414	1121	224	-1.35	1.00	A
	5.-Distrito de Vice											
1	Chalaco	I	Pueblo	414	97	494	166	589	117	1.48	1.48	A
2	Vice	I	Villa	2769	563	2561	601	2368	473	-0.65	1.00	A
3	Letirá	I	Anexo	1699	301	2158	427	2741	548	2.01	2.00	A

ANEXO A 6.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE BAJO PIURA

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
4	Becará	I	Caserío	1787	330	2191	417	2686	537	1.71	1.71	A
5	Sánchez	I	Caserío	373	76	222	57	200	40	-4.23	1.00	C
6.-Distrito de Rinconada de Liliuar												
1	Dos Pueblos	I	Pueblo	2037	391	2235	567	2002	400	0.78	1.00	A
7.-Distrito de Bernal												
1	Bernal	I	Villa	2328	476	1669	593	1196	239	-2.74	1.00	A
2	Chancay	I	Pueblo	-	-	312	112	350	70	-	1.00	B
3	Onza de Oro	I	Pueblo	276	51	348	110	438	87	1.95	1.95	A
4	Santa Clara	I	Pueblo	-	-	386	324	420	84	-	1.00	A
5	Chepito	I	Pueblo	510	96	550	167	593	118	0.63	1.00	A
6	Santo Domingo	I	Pueblo	282	60	384	112	522	105	2.61	2.00	A
8.-Distrito de Cristo Nos Valga												
1	San Cristo	I	Pueblo	875	166	1090	252	1357	271	1.85	1.85	A
2	Ceritos	I	Pueblo	305	54	296	59	287	57	-0.25	1.00	B
9.-Distrito de El Tallan												
1	Sinchao Chico	I	Caserío	554	90	182	34	180	36	-8.86	1.00	C
2	Piedraí	I	Caserío	50	8	140	26	145	29	8.96	2.00	C
3	Tabanco	I	Caserío	386	65	200	40	150	30	-5.33	1.00	C
B.-Provincia de Sechura												
1.-Distrito de Sechura												
1	Sechura	I	Ciudad	8761	1804	8622	2118	8485	1697	-0.13	1.00	A
2	Parachique - La Bocana	I	Pueblo	1509	295	2945	835	5747	1149	5.73	2.00	A
3	Matacaballo	I	Caserío	16	5	108	10	120	24	17.25	2.00	C
4	Constante	I	Pueblo	76	23	327	95	350	70	12.93	2.00	B
5	Puerto Nuevo	I	Caserío	-	-	17	4	30	8	-	1.00	C
6	Tajamar	I	Pueblo	630	118	812	142	1046	209	2.14	2.00	A
7	Yapato	I	Caserío	143	23	165	41	190	38	1.20	1.20	C
8	Pampa de Oro	I	Caserío	151	27	86	26	75	15	-4.58	1.00	C
9	Miramar	I	Caserío	106	22	25	12	30	6	-11.34	1.00	C
10	Bazán	I	Caserío	116	20	72	11	75	15	-3.90	1.00	C
	Chuzsy	I	Pueblo	237	39	442	119	712	142	5.33	2.00	A
Total :				46,116	8,589	55,422	12,715	83,108	16,623			

ANEXO A 6.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

NÚMERO DE LOCALIDADES 56	SISTEMA PSE BAJO PIURA	COD. 19
IND. DEM. POND. REAL 1.67 %	DPT. PIURA	PROV. PIURA
IND. DEM. POND. ASUM. 1.67 %	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900	TENSIÓN 22.9 KV
		FACT. POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN	FAMILIAS	IND. DEMOGRAF. %		TIPO DE	POTENCIA INSTALADA-KW-		ACCESIBILIDAD POR
		1998	1998	REAL	ASUM.	SERVICIO	TÉRMICA	HIDRAUL.	
LA PIEDRA	PUEBLO	1214	242	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAREDONES	PUEBLO	895	179	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MONTE CASTILL	CASERÍO	4307	862	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CUMBIBIRA	PUEBLO	981	196	1.60	1.60	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
VIDUQUE	PUEBLO	589	117	1.70	1.70	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
VICHAYAL	CASERÍO	2483	496	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
RIO VIEJO	CASERÍO	434	87	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHAQUIRA	CASERÍO	529	106	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA ELENA	CASERÍO	2612	522	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CASAGRANDE	CASERÍO	13900	2788	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LOMA NEGRA	CASERÍO	1595	319	1.40	1.40	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ALTO MORES	CASERÍO	3289	657	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAMPA D SILVA	CASERÍO	161	32	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MONTEGRANDE	CASERÍO	1124	225	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHATITO	PUEBLO	1458	291	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAMPA CHICA	CASERÍO	675	135	1.90	1.90	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ALTO CARRIZO	CASERÍO	86	17	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL PENAL	CASERÍO	167	33	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CANIZAL GRAND	PUEBLO	787	158	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CANIZAL CHICO	PUEBLO	751	150	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
DOS ALTOS	PUEBLO	2990	598	1.60	1.60	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUEREQUEQUE	CASERÍO	312	62	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MONTE REDONDO	PUEBLO	2751	550	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TAMARINDO BAJ	CASERÍO	72	14	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TAMARINDO ALT	CASERÍO	25	5	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MIRAFLORES	CASERÍO	414	83	1.30	1.30	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN CLEMENTE	PUEBLO	4302	861	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
BELLAVISTA UN	PUEBLO	1121	224	1.00	1.00	TERMICO	0	0	CARR. ASFALTADA
CHALACO	PUEBLO	589	117	1.50	1.50	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
VILLA	VILLA	2368	473	1.00	1.00	TERMICO	0	0	CARR. ASFALTADA
LETIRA	ANEJO	2741	548	2.00	2.00	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
BECARA	CASERÍO	2686	537	1.70	1.70	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANCHEZ	CASERÍO	200	40	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
DOS PUEBLOS	PUEBLO	2002	400	1.00	1.00	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
BERNAL	VILLA	1196	239	1.00	1.00	TERMICO	0	0	CARR. ASFALTADA
CHANCAJ	PUEBLO	350	70	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ONZA DE ORO	PUEBLO	438	87	1.90	1.90	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA CLARA	PUEBLO	420	84	1.00	1.00	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHEPITO	PUEBLO	593	118	1.00	1.00	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 6.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

SISTEMA PSE BAJO PIURA	COD. 19		
DPT. PIURA	PROV. PIURA		TENSIÓN 22.9 KV
NÚMERO DE LOCALIDADES 56			FACT.POT. 0.900
IND.DEM.POND. REAL 1.67 %			
IND.DEM.POND.ASUM. 1.67 %	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900		

LOCALIDAD	CATEGORIA	POBLACION 1998	FAMILIAS 1998	IND.DEMOGRAF. REAL	IND.DEMOGRAF. ASUM.	TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW- TÉRMIICA	HIDRAUL.	ACCESIBILIDAD POR
SANTO DOMINGO	PUEBLO	522	105	2.00	2.00	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN CRISTO	PUEBLO	1357	271	1.90	1.90	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
CERRITOS	PUEBLO	287	57	1.00	1.00	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
SINCHAO CHICO	CASERÍO	180	36	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PIEDRAL	CASERÍO	145	29	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TABANCO	CASERÍO	150	30	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SECHURA	CIUDAD	8485	1697	1.00	1.00	TERMICO	0	0	CARR. ASFALTADA
PARACHIQUE BO	PUEBLO	5747	1149	2.00	2.00	TERMICO	0	0	CARR. ASFALTADA
HATACABALLO	CASERÍO	120	24	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. ASFALTADA
CONSTANTE	PUEBLO	350	70	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. ASFALTADA
PUERTO NUEVO	CASERÍO	30	8	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TAJAMAR	PUEBLO	1046	209	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
YAPATO	CASERÍO	190	38	1.20	1.20	TERMICO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAMPA DE ORO	CASERÍO	75	15	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MIRAMAR	CASERÍO	30	6	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
BAZAN	CASERÍO	75	15	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHUZSY	PUEBLO	712	142	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 6.2

C O N S U M O D E E N E R G Í A D E L S I S T E M A E N K W H

NÚMERO DE LOCALIDADES 56	SISTEMA PSE BAJO PIURA DPT. PIURA				COD. 19 PROV. PIURA		TENSIÓN 22.9 KV FACT.POT. 0.900			
A Ñ O S	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
POBLACIÓN	84495	85907	87344	88806	90293	91809	93352	94920	96516	98146
	99800	101484	103202	104945	106722	108534	110374	112254	114165	116110
NÚMERO DE FAMILIAS	16897	17182	17470	17762	18059	18363	18670	18987	19305	19632
	19967	20299	20643	20992	21344	21709	22081	22452	22835	23224
NÚMERO DE ABONADOS RESID.	11740	12236	12711	13163	13601	14034	14448	14862	15263	15663
	16067	16457	16853	17249	17645	18046	18442	18844	19251	19662
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	2427	2445	2463	2480	2499	2517	2535	2553	2570	2588
	2606	2625	2642	2660	2678	2696	2715	2732	2750	2768
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
.....										
CONSÚMO SERVICIOS										
RESIDENCIAL	5584260	5926256	6258420	6578908	6894490	7209799	7516226	7826152	8129326	8436167
	8747918	9052606	9365598	9682232	10000976	10325669	10650908	10984826	11323318	11669758
COMERCIAL	558426	592625	625844	657898	689454	720984	751627	782617	812934	843619
	874798	905263	936563	968227	1000098	1032569	1065093	1098485	1132335	1166978
USO GENERAL	521109	553096	584100	613952	643555	673051	701669	730660	759078	787834
	816938	845577	874973	904699	934566	965032	995652	1027138	1058806	1091354
INDUST. MENOR	558426	592625	625844	657898	689454	720984	751627	782617	812934	843619
	874798	905263	936563	968227	1000098	1032569	1065093	1098485	1132335	1166978
CONS. DE ALUMBRADO PÚBLICO	337940	343640	349400	355240	361180	367260	373400	379740	386100	392640
	399340	405980	412860	419840	426880	434180	441620	449040	456700	464480
CONSÚMO DE CARGAS ESPECIALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
.....										
ENERGÍA VENDIDA	7560161	8008242	8443608	8863896	9278133	9692078	10094549	10501786	10900372	11303879
	11713792	12114689	12526557	12943225	13362618	13790019	14218366	14657974	15103494	15559548
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	604812	640660	675489	709114	742248	775367	807568	840145	872026	904314
	937104	969172	1002123	1035455	1069010	1103204	1137470	1172635	1208281	1244763
.....										
TOTAL ENERGÍA DISTRIBUIDA	8164973	8648902	9119097	9573010	10020381	10467445	10902117	11341931	11772398	12208193
	12650896	13083861	13528680	13978680	14431628	14893223	15355836	15830609	16311775	16804311
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	118586	130363	142484	154865	167701	181060	194741	209042	223665	238960
	254924	271245	288317	306108	324535	343735	363560	384216	405700	428108
.....										
TOTAL ENERGÍA REQUERIDA	8283559	8779265	9261581	9727875	10188082	10648505	11096858	11550973	11996063	12447153
	12905820	13355106	13816997	14284788	14756163	15236958	15719396	16214825	16717475	17232419
.....										

ANEXO A 6.2

M Á X I M A D E M A N D A D E L S I S T E M A E N K W

NÚMERO DE LOCALIDADES 56	SISTEMA PSE BAJO PIURA	COD. 19	FECHA FEBRER99
FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.900	DPT. PIURA	PROV. PIURA	TENSIÓN 22.9 KV
			FACT.POT. 0.900

A Ñ O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEMANDA SERVICIOS										
RESIDENCIAL	2301.5	2424.2	2541.2	2653.0	2760.0	2865.5	2965.8	3066.1	3163.6	3259.8
	3356.8	3449.6	3545.6	3640.4	3734.7	3830.0	3924.1	4021.7	4118.4	4216.5
COMERCIAL	230.1	242.4	254.1	265.3	276.0	286.6	296.6	306.6	316.4	326.0
	335.7	345.0	354.6	364.0	373.5	383.0	392.4	402.2	411.8	421.7
USO GENERAL	214.0	225.5	236.4	246.8	256.8	266.7	276.1	285.5	294.6	303.6
	312.7	321.5	330.5	339.4	348.3	357.2	366.1	375.4	384.4	393.7
INDUST. MENOR	230.1	242.4	254.1	265.3	276.0	286.6	296.6	306.6	316.4	326.0
	335.7	345.0	354.6	364.0	373.5	383.0	392.4	402.2	411.8	421.7
MÁXIMA DEMANDA DE SERVICIOS	2975.8	3134.5	3285.8	3430.4	3568.9	3705.3	3835.1	3964.7	4090.9	4215.4
	4340.9	4461.0	4585.3	4707.8	4829.8	4953.3	5075.1	5201.4	5326.5	5453.5
MAX.DEM.DE ALUMBRADO PÚBLICO	77.2	78.5	79.8	81.1	82.5	83.8	85.3	86.7	88.2	89.6
	91.2	92.7	94.3	95.9	97.5	99.1	100.8	102.5	104.3	106.0
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVICIO	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MÁXIMA DEMANDA NETA	3053.0	3212.9	3365.6	3511.5	3651.3	3789.2	3920.3	4051.4	4179.1	4305.1
	4432.1	4553.7	4679.5	4803.7	4927.3	5052.4	5175.9	5304.0	5430.8	5559.6
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	490.6	514.9	538.0	559.9	580.7	601.0	620.1	639.1	657.6	675.5
	693.6	710.7	728.5	745.8	762.9	780.1	797.0	814.7	831.9	849.4
MÁXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA	3543.5	3727.9	3903.5	4071.5	4232.0	4390.2	4540.4	4690.6	4836.7	4980.6
	5125.7	5264.4	5408.0	5549.5	5690.2	5832.5	5973.0	6118.6	6262.7	6408.9
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	106.3	115.8	125.3	135.0	144.8	154.8	164.9	175.3	185.8	196.6
	207.7	218.9	230.6	242.4	254.6	267.1	279.8	293.1	306.5	320.4
TOTAL POTENCIA REQUERIDA	3649.8	3843.6	4028.9	4206.5	4376.8	4545.0	4705.3	4865.8	5022.5	5177.2
	5333.4	5483.3	5638.6	5791.9	5944.7	6099.6	6252.7	6411.7	6569.2	6729.4

ANEXO A 6.2

Í N D I C E S D E L S I S T E M A

SISTEMA PSE BAJO PIURA	COD. 19	DPT. PIURA	PROV. PIURA	TENSIÓN 22.9 KV
NÚMERO DE LOCALIDADES 56				FACT.POT. 0.900
FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.900				

A Ñ O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FACTOR DE CARGA	0.259	0.261	0.262	0.264	0.266	0.267	0.269	0.271	0.273	0.274
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.276	0.278	0.280	0.282	0.283	0.285	0.287	0.289	0.291	0.292
FACTOR DE SIMULTANEIDAD ENTRE CONSUMIDORES RESID.	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
KWH/ABON.RESID./ANO	475.7	484.4	492.4	499.9	507.0	513.8	520.3	526.6	532.7	538.7
VATIOS/ABON.RES. COINCIDENTE	544.5	550.1	555.8	561.4	566.8	572.2	577.6	583.0	588.2	593.6
VATIOS/ABON.RES. NO COINCID.	196.1	198.2	200.0	201.6	203.0	204.2	205.3	206.4	207.3	208.2
VATIOS/ABON.RES. NO COINCID.	209.0	209.7	210.4	211.1	211.7	212.3	212.8	213.5	214.0	214.5
VATIOS/ABON.RES. NO COINCID.	612.8	619.3	624.9	630.1	634.4	638.3	641.7	644.9	647.9	650.6
VATIOS/ABON.RES. NO COINCID.	653.1	655.3	657.7	659.7	661.6	663.4	665.2	667.2	668.7	670.4

V A L O R E S A C T U A L I Z A D O S A L A O 1998

A LA TASA DE 12%		
DE LA ENERGÍA VENDIDA		7536.E+04
DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA		8139.E+04
DE LA ENERGÍA REQUERIDA		8290.E+04
A LA TASA DE 13%		
DE LA ENERGÍA VENDIDA		7021.E+04
DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA		7583.E+04
DE LA ENERGÍA REQUERIDA		7722.E+04
A LA TASA DE 14%		
DE LA ENERGÍA VENDIDA		6560.E+04
DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA		7084.E+04
DE LA ENERGÍA REQUERIDA		7214.E+04

ANEXO A 6.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 56		SISTEMA PSE BAJO PIURA XXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. PIURA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LA PIEDRA	CATACAOS	121923	129599	136436	143375	150408	158570	164781	172114	179514	187025
		193551	201216	208967	215695	224735	231601	239681	248989	257231	265550
PAREDONES	CATACAOS	86206	90395	94637	98974	102286	106748	110154	114744	118243	121780
		125357	128969	131415	135093	138809	141321	145099	147653	151493	154088
MONTE CASTILL	CATACAOS	433447	460305	486650	512422	538586	563098	587911	614080	639520	665270
		691303	716528	744219	771092	798253	826802	855652	884774	914190	945043
CUMBIBIRA	CATACAOS	94370	100115	105987	110952	115989	121116	125262	130513	135806	140125
		144461	149945	155490	159990	165648	170234	176000	180674	185382	191300
VIDUQUE	CATACAOS	56354	60133	63028	65962	68937	71951	76037	78116	81246	84411
		87634	89802	94165	96378	99732	103095	106512	108810	112284	115789
VICHAYAL	LA ARENA	249497	264835	279465	295317	309419	324717	339195	352818	367655	382661
		397839	412097	428703	443257	460223	475086	492381	508672	526317	542934
RIO VIEJO	LA ARENA	42077	44167	46295	48461	49548	51770	52904	55178	56340	58669
		59858	62240	63454	65888	67127	68377	69633	72150	73431	74722
CHAQUIRA	LA ARENA	51581	54353	57170	60990	63896	65869	69846	72863	75940	78011
		82177	84295	87497	91800	95079	98392	100617	103982	107379	111953
SANTA ELENA	LA ARENA	262189	279448	295079	309961	326048	341367	356888	372602	387456	402472
		418735	434097	450708	467515	484489	501634	517804	536436	552909	573073
CASAGRANDE	LA ARENA	1403205	1489558	1574475	1656801	1739327	1821002	1902725	1985470	2067125	2150803
		2234354	2319898	2406379	2493765	2582039	2673463	2765814	2860212	2957851	3056422
LOMA NEGRA	LA ARENA	159283	168485	177859	185265	193863	202590	210341	218187	226129	233027
		241139	248182	255288	263668	270915	278231	286845	295547	301827	310673
ALTO MORES	LA ARENA	330540	351651	371169	390024	409135	429541	449198	468061	487143	506458
		527058	546799	566765	588036	608408	630123	652048	674178	696541	720274
PAMPA D SILVA	LA ARENA	7171	7745	8308	8883	9490	9490	10085	10714	10714	10714
		11349	11973	11973	12627	12627	13293	13293	13293	13964	13964
MONTEGRANDE	LA ARENA	112056	118568	124089	129704	134270	140074	144774	149550	154363	159256
		162954	167944	171718	176801	180647	184544	188449	193710	197707	203062
CHATITO	LA ARENA	145178	152784	160540	167307	174186	180001	187067	193041	199086	203984
		211402	216410	222718	227823	234270	239473	244738	250024	256695	262073
PAMPA CHICA	LA ARENA	65837	68632	73355	77214	80138	84096	88107	92172	95273	99429
		102598	106844	110079	114432	118813	122146	126629	130024	134589	139198
ALTO CARRIZO	LA ARENA	4012	4012	4595	4595	4595	5175	5175	5175	5795	5795
		5795	5795	6414	6436	6436	7071	7071	7071	7744	7744
EL PENAL	LA ARENA	7598	8178	8178	8749	9352	9945	9945	10568	11181	11181
		11825	11825	12479	12479	13120	13792	13792	13792	14472	14472
CANIZAL GRAND	LA UNION	76702	81312	86018	90778	94651	99561	103536	108568	112661	117814
		120950	126206	130470	135837	141286	145689	150126	155727	161363	167076

ANEXO A 6.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 56	LOCALIDAD	DISTRITO	SISTEMA RSE BAJO PIURA									
			COD. 19					PROV. PIURA				
			1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	CANTAL CHICO	LA UNION	71950	76152	80445	82624	87049	89294	92713	95011	98509	102055
			104436	108059	110514	112968	115465	119224	121769	124313	126898	130790
	DOS ALTOS	LA UNION	300223	317184	333448	349970	365693	382711	397809	413110	428592	444247
			460079	474948	491129	507478	522827	539490	555131	572126	589281	605350
	HUEREQUEQUE	LA UNION	19829	20476	21808	23162	23836	25216	26620	28040	27338	28040
			28770	30217	30960	30960	32435	33191	33191	33948	35459	36229
	MONTE REDONDO	LA UNION	276968	293280	310848	326711	342815	359138	375699	391406	407316	423403
			440759	458306	473833	491760	508730	527011	545471	564129	582941	601944
	TAMARINDO BAJ	LA UNION	4352	4352	4352	4976	4976	5600	5600	5600	5600	5600
			6269	6269	6269	6269	6269	6269	6269	6269	6269	6269
	TAMARINDO ALT	LA UNION	1323	1854	1854	1854	1854	1854	1854	1854	1854	1854
			2447	2447	2447	2447	2447	2447	2447	2447	2447	2447
	MIRAFLORES	B. UNION	40046	42030	44049	46100	48201	50315	52457	53552	55739	56856
			60227	61371	62524	64829	67182	68370	69564	73168	74389	75617
	SAN CLEMENTE	B. UNION	433426	460296	486654	511456	537621	563143	587970	613118	638563	664317
			690353	716670	743280	770162	797333	825892	854750	883887	913291	942987
	BELLAVISTA UN	B. UNION	111361	117860	123373	128977	133537	139225	144016	148784	153591	157243
			162166	165890	170912	174707	179825	184998	187612	192866	196854	200852
	CHALACO	VICE	56354	60220	62184	66171	68215	71298	74423	77589	79739	82975
			86251	88474	90711	94081	96362	99797	103288	105638	108003	111583
	VICE	VICE	236088	248048	260208	271485	282937	293408	304020	313581	323257	333040
			342950	351706	360546	370753	379765	388879	398051	407323	415332	424748
	LETIRA	VICE	275577	292826	309419	325267	342351	357661	373162	389898	406837	422922
			439178	455626	473332	490126	508216	525342	542645	562421	581211	600196
	BECARA	VICE	269231	285010	301081	315371	330913	345635	359495	374608	388805	403183
			416593	431273	447251	461104	476235	491532	506973	522559	538309	554173
	SANCHEZ	VICE	8964	9535	10093	11256	11256	11840	12453	12453	13679	13679
			14318	14318	14960	15589	15589	16246	16246	16912	16912	17582
	DOS PUEBLOS	RINC-LLICUAR	199446	210311	220281	229298	238452	248917	257180	265540	272798	281364
			290009	297529	305098	314024	320459	328267	337440	344056	352064	360137
	BERNAL	BERNAL	119098	125623	131153	137916	142496	148312	153017	158984	162613	168717
			173673	177420	182469	187571	191425	196616	200562	205842	211173	215222
	CHANCAY	BERNAL	22432	23079	24408	25757	27123	27802	29196	29908	31326	32033
			32761	33495	34953	34953	36427	37180	37937	38697	40207	40207

ANEXO A 6.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 56		SISTEMA PSE BAJO PIURA XXXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. PIURA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
ONZA DE ORO	BERNAL	42098 66770	44859 68891	46755 71029	49621 73185	52534 75361	54497 79744	56499 81972	58522 84218	61573 86481	63647 89904
SANTA CLARA	BERNAL	40068 58754	43162 59942	45278 62325	46338 63537	48510 64760	49621 65971	51844 67208	54106 68456	55260 70953	57574 72225
CHEPITO	BERNAL	56354 82933	59454 84131	62637 86523	65859 88962	68046 91403	70262 92645	73643 95144	75922 97644	78225 100192	79398 101474
SANTO DOMINGO	BERNAL	50911 81427	53677 83538	56482 87783	60294 91022	63193 93200	66131 96493	69125 99818	72138 103171	74179 107674	78287 111100
SAN CRISTO	CRIST NVALGA	136028 214396	144723 223240	152613 231061	160605 238978	168734 246952	175935 256158	183244 264311	191683 272535	199171 282021	206743 291578
CERRITOS	CRIST NVALGA	18263 27257	18911 27257	20247 27997	20913 29469	22284 29469	22988 30225	23675 30982	24392 31724	25088 32491	25813 33264
SINCHAO CHICO	EL TALLAN	8068 12775	8634 13414	9192 13414	9755 13414	10351 14058	10351 14689	11546 14711	11546 15349	11546 15349	12168 16016
PIEDRAL	EL TALLAN	6723 11148	7234 11736	7774 12333	7774 12333	8322 12934	9421 13539	9421 14151	9991 14151	10566 14768	10566 15389
TABANCO	EL TALLAN	6723 10220	7289 10850	7847 10850	7847 11467	8436 12114	9015 12114	9015 12770	9601 12770	10220 12770	10220 13435
SECHURA	SECHURA	845726 1229751	891319 1263494	934487 1296323	975061 1329483	1015138 1362932	1052319 1395419	1088846 1428193	1125859 1461242	1160903 1493251	1196369 1526867
PARACHIQUE BO	SECHURA	577930 920656	613401 955725	648523 991182	683229 1027017	717446 1064323	751119 1100892	784224 1140100	817725 1178542	851640 1218520	887020 1258866
MATACABALLO	SECHURA	5378 9273	5911 9844	6430 9866	6983 10465	6983 11048	7545 11070	8112 11683	8112 11683	8689 12302	8689 12928
CONSTANTE	SECHURA	22432 36682	23681 38051	25536 39431	26816 40797	28086 42195	30025 43600	30683 45015	32654 46438	33994 47869	35320 49307
PUERTO NUEVO	SECHURA	1793 2967	1793 2967	1793 2967	1793 2967	2350 2967	2350 2967	2372 2967	2967 3618	2967 3618	2967 3618
TAJAMAR	SECHURA	105015 167412	111717 173980	118561 179529	124511 187354	130562 193013	136674 200994	142885 207928	149173 214925	155538 220805	160915 229111

ANEXO A 6.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 56		SISTEMA PSE BAJO PIURA XXXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. PIURA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
YAPATO	SECHURA	8516	9074	9618	10193	10755	11344	11919	12525	12525	13136
		13734	14359	14359	14993	14993	15630	16273	16273	16925	17561
PAMPA DE ORO	SECHUERA	3564	3564	3564	4155	4155	4155	4749	4749	4749	5388
		5388	5388	5388	5388	5388	6048	6048	6048	6707	6707
MIRAMAR	SECHURA	1345	1345	1345	1345	1345	1926	1926	1926	1947	1947
		2581	2581	2581	2581	2581	2581	2581	2581	2581	2581
BAZAN	SECHURA	3564	3564	3564	4155	4155	4155	4749	4749	4749	5388
		5388	5388	5388	5388	5388	6048	6048	6048	6707	6707
CHUZSY	SECHURA	68580	73179	77860	81678	85547	89462	93429	97441	101523	105632
		109806	114002	118262	121487	126892	131278	135708	140179	144687	149235
ENERGÍA REQUERIDA		8283559	8779265	9261581	9727875	10188082	10648505	11096858	11550973	11996063	12447153
POR EL SISTEMA		12905820	13355106	13816997	14284788	14756163	15236958	15719396	16214825	16717475	17232419

ANEXO A 6.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -K W- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 56		SISTEMA PSE BAJO PIURA				COD. 19					
		DPT. PIURA				PROV. PIURA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LA PIEDRA	CATACAOS	58.6	61.9	64.7	67.5	70.4	73.7	76.1	78.9	81.8	84.6
		87.0	89.8	92.7	95.1	98.4	100.7	103.6	106.9	109.8	112.6
PAREDOÑES	CATACAOS	41.4	43.1	44.8	46.6	47.8	49.6	50.8	52.6	53.8	55.1
		56.3	57.6	58.3	59.5	60.8	61.4	62.7	63.4	64.6	65.3
MONTE CASTILL	CATACAOS	208.2	219.7	230.7	241.4	252.0	261.7	271.4	281.6	291.4	301.1
		310.8	319.9	330.2	339.9	349.5	359.7	369.8	380.0	390.1	400.7
CUMBIBIRA	CATACAOS	45.3	47.7	50.2	52.2	54.2	56.3	57.8	59.8	61.8	63.4
		64.9	66.9	69.0	70.5	72.5	74.0	76.0	77.6	79.1	81.1
VIDOQUE	CATACAOS	27.0	28.7	29.9	31.0	32.2	33.4	35.1	35.8	37.0	38.2
		39.4	40.1	41.8	42.5	43.6	44.8	46.0	46.7	47.9	49.1
VICHAYAL	LA ARENA	119.8	126.4	132.5	139.1	144.8	150.9	156.6	161.8	167.5	173.2
		178.8	184.0	190.2	195.4	201.5	206.7	212.8	218.5	224.6	230.2
RIO VIEJO	LA ARENA	20.2	21.1	21.9	22.8	23.2	24.0	24.4	25.3	25.7	26.5
		26.9	27.8	28.1	29.0	29.4	29.7	30.1	31.0	31.3	31.7
CHAQUIRA	LA ARENA	24.8	25.9	27.1	28.7	29.9	30.6	32.2	33.4	34.6	35.3
		36.9	37.6	38.8	40.4	41.6	42.8	43.5	44.6	45.8	47.4
SANTA ELENA	LA ARENA	125.9	133.4	139.9	146.0	152.6	158.7	164.8	170.9	176.5	182.2
		188.2	193.8	200.0	206.1	212.2	218.2	223.8	230.4	235.9	243.0
CASAGRANDE	LA ARENA	674.0	710.9	746.4	780.5	813.9	846.4	878.4	910.4	941.9	973.4
		1004.4	1035.9	1067.8	1099.2	1130.6	1163.0	1195.2	1228.5	1262.2	1295.8
LOMA NEGRA	LA ARENA	76.5	80.4	84.3	87.3	90.7	94.2	97.1	100.1	103.0	105.5
		108.4	110.8	113.3	116.2	118.6	121.0	124.0	126.9	128.8	131.7
ALTO MORES	LA ARENA	158.8	167.8	176.0	183.7	191.4	199.6	207.4	214.6	222.0	229.2
		236.9	244.2	251.5	259.2	266.4	274.1	281.8	289.6	297.2	305.4
PAMPA D SILVA	LA ARENA	4.9	5.2	5.5	5.9	6.2	6.3	6.4	6.5	6.6	6.6
		6.7	7.0	7.1	7.2	7.3	7.3	7.4	7.4	7.5	7.6
MONTEGRANDE	LA ARENA	53.8	56.6	58.8	61.1	62.8	65.1	66.8	68.6	70.3	72.1
		73.3	75.0	76.2	77.9	79.1	80.3	81.4	83.2	84.4	86.1
CHATITO	LA ARENA	69.7	72.9	76.1	78.8	81.5	83.7	86.4	88.5	90.7	92.3
		95.0	96.6	98.8	100.4	102.6	104.2	105.8	107.4	109.5	111.1
PAMPA CHICA	LA ARENA	31.6	32.7	34.7	36.3	37.5	39.1	40.6	42.2	43.4	45.0
		46.1	47.7	48.8	50.4	52.0	53.1	54.7	55.8	57.4	59.0

ANEXO A 6.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -K W- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 56		SISTEMA PSE BAJO PIURA XXXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. PIURA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ALTO CARRIZO	LA ARENA	2.6	2.7	3.1	3.1	3.2	3.3	3.3	3.4	3.5	3.5
		3.6	3.6	3.7	3.7	3.8	3.9	3.9	4.0	4.1	4.1
EL PENAL	LA ARENA	5.2	5.3	5.4	5.8	6.1	6.4	6.5	6.6	6.8	6.9
		7.0	7.1	7.2	7.3	7.4	7.5	7.5	7.6	7.6	7.7
CANIZAL GRAND	LA UNION	36.8	38.8	40.7	42.7	44.3	46.2	47.8	49.8	51.3	53.3
		54.3	56.3	57.9	59.8	61.8	63.3	64.8	66.8	68.8	70.8
CANIZAL CHICO	LA UNION	34.5	36.3	38.1	38.9	40.7	41.5	42.8	43.5	44.9	46.2
		46.9	48.2	49.0	49.8	50.5	51.8	52.6	53.4	54.1	55.4
DOS ALTOS	LA UNION	144.2	151.4	158.1	164.9	171.1	177.9	183.7	189.4	195.3	201.1
		206.8	212.1	217.9	223.7	228.9	234.7	239.9	245.7	251.5	256.6
HUEREQUEQUE	LA UNION	12.2	12.4	13.1	13.7	13.9	14.5	14.6	14.9	15.1	15.3
		15.5	16.0	16.2	16.3	16.6	16.7	16.8	16.9	17.2	17.4
MONTE REDONDO	LA UNION	133.0	140.0	147.4	153.9	160.4	166.9	173.4	179.5	185.6	191.6
		198.1	204.7	210.3	216.8	222.8	229.2	235.7	242.3	248.7	255.2
TAMARINDO BAJ	LA UNION	3.0	3.0	3.1	3.3	3.3	3.6	3.6	3.7	3.7	3.8
		3.8	3.9	3.9	4.0	4.0	4.1	4.1	4.2	4.2	4.3
TAMARINDO ALT	LA UNION	1.0	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5
		1.5	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7
MIRAFLORES	B.UNION	19.2	20.0	20.9	21.7	22.5	23.4	24.2	24.5	25.4	25.7
		27.1	27.4	27.7	28.6	29.4	29.7	30.0	31.4	31.7	32.0
SAN CLEMENTE	B.UNION	208.2	219.7	230.7	241.0	251.6	261.7	271.4	281.1	291.0	300.7
		310.3	320.0	329.8	339.5	349.1	359.3	369.4	379.6	389.7	399.8
BELLAVISTA UN	B.UNION	53.5	56.2	58.5	60.8	62.5	64.8	66.5	68.2	70.0	71.2
		72.9	74.1	75.8	77.0	78.7	80.5	81.1	82.8	84.0	85.2
CHALACO	VICE	27.0	28.7	29.5	31.2	31.9	33.1	34.3	35.6	36.3	37.5
		38.8	39.5	40.2	41.4	42.2	43.4	44.6	45.3	46.1	47.3
VICE	VICE	113.4	118.4	123.4	127.9	132.4	136.4	140.4	143.8	147.3	150.7
		154.2	157.1	160.0	163.4	166.3	169.2	172.0	175.0	177.2	180.1
LETIRA	VICE	132.4	139.7	146.7	153.2	160.2	166.2	172.3	178.8	185.4	191.4
		197.4	203.4	210.0	216.0	222.5	228.5	234.5	241.6	248.0	254.5
BECARA	VICE	129.3	136.0	142.7	148.6	154.9	160.7	166.0	171.8	177.2	182.5
		187.3	192.6	198.5	203.3	208.5	213.8	219.1	224.4	229.7	234.9
SANCHEZ	VICE	6.2	6.4	6.7	7.4	7.5	7.6	7.8	7.9	8.4	8.5
		8.5	8.6	8.6	8.9	8.9	9.0	9.1	9.1	9.2	9.2
DOS PUEBLOS	RINC-LLICUAR	95.8	100.4	104.4	108.0	111.6	115.7	118.7	121.8	124.3	127.4
		130.4	132.9	135.4	138.4	140.3	142.8	145.8	147.8	150.2	152.7
BERNAL	BERNAL	57.2	60.0	62.2	65.0	66.7	68.9	70.6	72.9	74.1	76.4
		78.1	79.2	81.0	82.7	83.8	85.5	86.7	88.4	90.1	91.2
CHANCAY	BERNAL	13.8	14.0	14.6	15.2	15.8	16.0	16.6	16.7	17.3	17.5
		17.6	17.8	18.3	18.3	18.6	18.7	18.9	19.0	19.5	19.5

ANEXO A 6.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

		SISTEMA PSE BAJO PIURA OOOOOOOIA DPT. PIURA				COD. 19 PROV. PIURA						
NÚMERO DE LOCALIDADES 56												
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018	
ONZA DE ORO	BERNAL	20.2 30.0	21.4 30.7	22.1 31.5	23.4 32.2	24.6 33.0	25.3 34.7	26.1 35.4	26.8 36.2	28.0 36.9	28.8 38.1	
SANTA CLARA	BERNAL	19.2 26.4	20.6 26.7	21.5 27.6	21.8 28.0	22.7 28.3	23.0 28.7	23.9 29.0	24.8 29.4	25.2 30.3	26.0 30.6	
CHEPITO	BERNAL	27.0 37.3	28.3 37.5	29.7 38.4	31.0 39.2	31.8 40.0	32.6 40.3	34.0 41.1	34.8 41.9	35.6 42.7	35.9 43.0	
SANTO DOMINGO	BERNAL	24.4 36.6	25.6 37.3	26.8 38.9	28.4 40.1	29.5 40.8	30.7 41.9	31.9 43.1	33.1 44.3	33.8 45.9	35.4 47.1	
SAN CRISTO	CRIST NVALGA	65.3 96.4	69.1 99.7	72.3 102.5	75.7 105.3	79.0 108.1	81.8 111.4	84.6 114.2	87.9 117.1	90.8 120.3	93.6 123.6	
CERRITOS	CRIST NVALGA	11.3 14.7	11.5 14.9	12.1 14.9	12.4 15.2	13.0 15.2	13.2 15.3	13.4 15.4	13.7 15.6	13.9 15.8	14.1 16.0	
SINCHAO CHICO	EL TALLAN	5.5 7.6	5.8 7.9	6.1 7.9	6.4 8.0	6.7 8.1	6.8 8.1	7.3 8.2	7.4 8.3	7.5 8.4	7.3 8.4	
PIEDRAL	EL TALLAN	4.6 6.6	4.9 6.9	5.2 7.1	5.2 7.1	5.4 7.3	6.0 7.5	6.1 7.7	6.2 7.7	6.5 7.8	6.5 8.1	
TABANCO	EL TALLAN	4.6 6.4	4.9 6.5	5.2 6.5	5.2 6.6	5.5 6.8	5.8 6.9	5.8 7.0	6.0 7.1	6.2 7.2	6.3 7.3	
SECHURA	SECHURA	406.3 552.9	425.4 564.3	443.1 575.3	459.4 586.1	475.1 596.8	489.2 607.0	502.7 617.2	516.3 627.6	529.0 637.2	541.5 647.3	
PARACHIQUE BO	SECHURA	277.6 413.9	292.7 426.8	307.4 439.8	321.9 452.7	335.7 466.0	349.1 478.9	362.0 492.7	375.0 506.2	388.0 520.0	401.5 533.7	
MATACABALLO	SECHURA	3.7 5.5	4.0 5.8	4.3 5.9	4.6 6.0	4.7 6.2	4.8 6.3	5.1 6.4	5.2 6.5	5.3 6.5	5.3 6.8	
CONSTANTE	SECHURA	13.8 19.7	14.4 20.2	15.3 20.7	15.9 21.1	16.4 21.5	17.3 22.0	17.4 22.4	18.3 22.8	18.8 23.2	19.2 23.7	
PUERTO NUEVO	SECHURA	1.2 1.8	1.2 1.9	1.2 1.9	1.2 1.9	1.5 2.0	1.5 2.0	1.5 2.0	1.8 2.1	1.8 2.1	1.8 1.9	

ANEXO A 6.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 56		SISTEMA PSE BAJO PIURA XXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. PIURA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
TAJAMAR	SECHURA	50.4 75.3	53.3 77.7	56.2 79.7	58.7 82.6	61.1 84.5	63.5 87.4	66.0 89.9	68.4 92.3	70.9 94.2	72.8 97.1
YAPATO	SECHURA	5.8 8.2	6.1 8.4	6.4 8.5	6.7 8.5	7.0 8.6	7.2 8.6	7.5 8.9	7.8 8.9	7.9 9.0	7.9 9.2
PAMPA DE ORO	SECHUERA	2.3 3.2	2.4 3.2	2.4 3.3	2.7 3.3	2.7 3.3	2.8 3.4	3.0 3.4	3.0 3.5	3.1 3.6	3.2 3.6
MIRAMAR	SECHURA	0.9 1.5	0.9 1.5	0.9 1.5	0.9 1.5	0.9 1.5	1.2 1.6	1.2 1.6	1.2 1.6	1.2 1.6	1.2 1.6
BAZAN	SECHURA	2.3 3.2	2.4 3.2	2.4 3.3	2.7 3.3	2.7 3.4	2.8 3.4	3.0 3.4	3.1 3.5	3.2 3.5	3.2 3.5
CHUZSY	SECHURA	32.9 49.3	34.9 50.9	36.9 52.4	38.5 53.5	40.0 55.5	41.6 57.1	43.1 58.6	44.7 60.2	46.2 61.7	47.8 63.2
MÁXIMA DEMANDA REQUERIDA POR EL SISTEMA		3649.8 5333.4	3843.6 5483.3	4028.9 5638.6	4206.5 5791.9	4376.8 5944.7	4545.0 6099.6	4705.3 6252.7	4865.8 6411.7	5022.5 6569.2	5177.2 6729.4

ANEXO A 7.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE AYABACA

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
	A.-Provincia de Ayabaca											
	1.-Distrito de Ayabaca											
1	Ayabaca	I	Cludad	3180	578	3988	962	5005	998	1.90	1.90	A
2	Ambasal	I	Cludad	868	158	661	170	955	190	-2.24	1.00	A
3	Pingola	II	Caserio	459	96	366	88	230	57	-1.87	1.00	B
4	Chin Chin	II	Caserio	342	65	188	43	242	47	-4.86	1.00	B
5	Arrepite Alto	II	Caserio	309	62	241	50	220	44	-2.05	1.00	B
6	Suyupampa	II	Caserio	648	128	299	87	102	23	-6.24	1.00	C
7	Yacupampa	III	Caserio	358	76	333	110	570	115	-0.60	1.00	A
8	Pacainio	III	Caserio	206	36	352	63	370	75	4.57	2.00	B
9	Aragoto	III	Caserio	826	129	760	175	850	170	-0.69	1.00	A
10	Socchabamba	III	Caserio	984	181	667	139	598	120	-3.19	1.00	A
11	Niebro	III	Anexo	111	23	134	25	145	28	1.58	1.58	C
12	Linderos Aragoto	III	Caserio	221	37	132	24	115	22	-4.20	1.00	C
13	Asiayaco	III	Caserio	195	40	218	50	243	48	0.93	1.00	B
14	Huayos	III	Caserio	24	8	162	34	185	37	17.25	2.00	C
15	Yanchala	III	Caserio	747	135	582	123	602	120	-2.06	1.00	A
16	Pilancon	III	Pueblo	300	55	204	51	265	52	-3.16	1.00	B
17	El Molino	III	Caserio	897	139	203	28	126	25	-11.65	1.00	C
18	Jimburilla	III	Anexo	-	-	191	32	208	35	-	2.00	B
19	Tacalpo	III	Caserio	867	175	349	78	375	75	-7.30	1.00	B
20	Lanchipampa	III	Caserio	375	61	455	86	552	104	1.62	1.62	A
21	Samanguilla	III	Caserio	707	140	286	71	408	68	-7.26	1.00	A
22	Pircas	III	Anexo	-	-	37	6	52	10	-	2.00	C
23	Huilco	III	Caserio	-	-	297	60	382	72	-	2.00	B
24	El Toldo	III	Caserio	603	106	568	101	551	98	-0.50	1.00	A
25	Espindola	III	Caserio	465	81	452	86	457	88	-0.24	1.00	A
26	Chirinos Laque	III	Caserio	-	-	165	39	210	42	-	2.00	B
27	Sauce	III	Caserio	442	81	503	101	572	112	1.08	1.08	A
28	Calvas de Samanga	III	Anexo	327	57	344	56	361	60	0.42	1.00	B
29	San José	III	Caserio	-	-	65	13	75	15	-	1.00	C
30	Macuangue	III	Caserio	539	88	280	53	234	45	-5.31	1.00	B
31	Tucas	III	Anexo	-	-	144	24	130	26	-	1.00	C
32	Playon	III	Caserio	25	5	131	18	104	20	14.80	1.00	C
33	Chirinos	III	Caserio	-	-	297	60	357	72	-	1.00	B
34	Calvas de Montenegro	III	Anexo	207	37	98	23	106	20	-6.04	1.00	C
35	Calvas de Flores	III	Anexo	101	18	223	40	492	88	6.82	1.00	A
36	Huara de Indio	III	Caserio	514	103	275	66	250	60	-5.08	1.00	B
37	Huara de Veras	III	Caserio	321	65	237	57	225	54	-2.50	1.00	B
	2.-Distrito de Montero											
1	Montero	I	Pueblo	793	169	1026	237	1327	307	2.17	2.00	A

ANEXO A 7.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE AYABACA

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
2	Sicacate	II	Caserío	533	106	556	140	180	47	0.35	1.00	C
3	Loma Sicacate	II	Caserío	344	74	427	108	241	48	1.82	1.82	B
4	Pueblo Nuevo	III	Caserío	173	34	137	33	126	30	-	1.00	C
5	San Antonio	III	Caserío	114	26	104	27	122	28	-0.76	1.00	C
6	Comunidad Armas	III	Caserío	-	-	150	30	166	32	-	2.00	C
3.-Distrito de Jilili												
1	Jilili	I	Pueblo	314	55	310	73	318	75	-0.11	1.00	B
4.-Distrito de Suyo												
1	Cachaquito	I	Caserío	289	54	428	90	634	133	3.33	2.00	A
2	Puente Internacional	I	Caserío	21	7	158	31	178	35	18.31	2.00	C
3	Suyo	I	Pueblo	847	183	1222	248	1763	358	3.10	2.00	A
4	La Tina	I	Coop. Agraria	340	64	472	90	655	125	2.77	2.00	A
5	Chirinos	I	Caserío	611	121	841	166	1158	229	2.70	2.00	A
6	Puente Quiroz	II	Anexo	187	35	153	30	120	25	-1.66	1.00	C
7	Santa Ana del Quiroz	II	Anexo	723	117	261	44	353	59	-	1.00	B
8	Hda. San Joaquín	II	Anexo	218	36	261	44	140	27	1.51	1.51	C
9	Surpampa	III	Anexo	473	71	723	136	1105	207	3.60	2.00	A
10	La Copa	III	Caserío	179	31	235	39	308	51	2.29	2.00	B
5.-Distrito de Palmas												
1	Zamba	I	Caserío	238	45	73	20	78	21	-9.38	1.00	C
2	Muleros	III	Anexo	-	-	93	16	87	15	-	2.00	C
3	La Saucha	III	Caserío	242	42	371	81	568	124	3.62	2.00	A
6.-Distrito de Lagunas												
1	Puente Tondopa	I	Caserío	102	21	44	10	40	8	-6.77	1.00	C
2	Tondopa	III	Caserío	35	6	68	30	160	32	5.69	2.00	C
3	Chapipampa	III	Caserío	37	7	65	13	75	15	4.81	2.00	C
4	Lagunas de Naranjo	III	Pueblo	122	25	201	47	331	77	4.25	2.00	B
5	Yerbabuena	III	Caserío	347	60	254	58	241	55	-2.57	1.00	B
7.-Distrito de Sicchez												
1	Oxahuay	I	Pueblo	877	150	732	180	712	175	-1.49	1.00	A
2	Sicchez	I	Pueblo	478	95	252	64	213	54	-5.20	1.00	B
3	Las Vegas	III	Caserío	234	43	211	54	219	56	-0.86	1.00	B
8.-Distrito de Pacalpampa												
1	Santa María Reyna (Matalá)	II	Caserío	524	114	361	84	48	8	-3.06	1.00	C
9.-Distrito de Sapillca												
1	Hda. Yangas	III	Caserío	305	58	187	60	171	55	-3.99	1.00	C

ANEXO A 7.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE AYABACA

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
2	La Arena	III	Caserío	-	-	212	40	223	42	-	2.00	B
3	Sapillica	III	Pueblo	688	170	580	171	590	174	-1.41	1.00	A
4	Sestiadero	III	Caserío	247	46	351	66	499	94	2.97	2.00	A
B.-Provincia de Piura												
1.-Distrito de Las Lomas												
1	Chipillico	I	Pueblo Joven	796	145	589	161	582	159	-2.48	1.00	A
2	Las Lomas	I	Villa	4711	913	5342	1251	6058	1419	1.05	1.05	A
3	Tunel El Totoral	II	Caserío	79	14	360	64	204	40	-	1.00	B
4	Huachuma Alta	II	Caserío	210	39	887	160	350	64	12.76	2.00	B
5	Cacaturo	II	Caserío	240	42	744	137	120	21	9.89	2.00	C
6	Potrerillo	III	Caserío	661	107	1292	234	661	115	5.74	2.00	A
7	Pampa Elena	III	Caserío	661	113	938	173	1334	246	2.96	2.00	A
8	San Lorenzo	III	Caserío	-	-	150	30	177	34	-	2.00	C
Total :				34,161	6,401	36,708	8,062	39,559	8,254			

ANEXO A 7.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

SISTEMA PSE AYABACA

COD. 19

DPT. PIURA

PROV. AYABACA

TENSIÓN 22.9 KV

NÚMERO DE LOCALIDADES 78

IND.DEM.POND. REAL 1.48 %

IND.DEM.POND.ASUM. 1.48 %

FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900

FACT.POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN 1998	FAMILIAS 1998	IND.DEMOGRAF. %		TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW-		ACCESIBILIDAD POR
				REAL	ASUM.		TÉRMICA	HIDRAUL.	
AYABACA	CIUDAD	5005	998	1.90	1.90	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
AMBASAL	CIUDAD	955	190	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PINGOLA	CASERIO	230	57	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHIN CHIN	CASERIO	242	47	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ARREPITE ALTO	CASERIO	220	44	1.00	1.00	HIDRAÚLICO	0	0	CARR. AFIRMADA
SUYUPAMPA	CASERIO	102	23	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
YACUPAMPA	CASERIO	570	115	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PACAINIO	CASERIO	370	75	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ARAGOTO	CASERIO	850	170	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SOCCHABAMBA	CASERIO	598	120	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
NIEBROS	ANEXO	145	28	1.60	1.60	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LINDE.ARAGOTO	CASERIO	115	22	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ASIAYACO	CASERIO	243	48	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUAYOS	CASERIO	185	37	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
YANCHALA	CASERIO	602	120	1.00	1.00	HIDRAÚLICO	0	0	CARR. AFIRMADA
PILANCON	PUEBLO	265	52	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL MOLINO	CASERIO	126	25	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
JIMBURILLA	ANEXO	208	35	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TACALPO	CASERIO	375	75	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LANCHIPAMPA	CASERIO	552	104	1.60	1.60	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAMANGUILLA	CASERIO	408	68	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PIRCAS	ANEXO	52	10	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUILCO	CASERIO	382	72	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
EL TOLDO	CASERIO	551	98	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ESPINDOLA	CASERIO	457	88	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHIRINOS LAQU	CASERIO	210	42	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAUCE	CASERIO	572	112	1.10	1.10	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CALVAS SAMANG	ANEXO	361	60	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN JOSE	CASERIO	75	15	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MACUANGUE	CASERIO	234	45	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TUCAS	ANEXO	130	26	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PLAYON	CASERIO	104	20	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHIRINOS	CASERIO	357	72	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 7.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

SISTEMA PSE AYABACA	COD. 19		
DPT. PIURA	PROV. AYABACA	TENSIÓN 22.9 KV	
NÚMERO DE LOCALIDADES 78		FACT. POT. 0.900	
IND.DEM.POND. REAL 1.48 %			
IND.DEM.POND.ASUM. 1.48 %	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900		

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN	FAMILIAS	IND. DEMOGRAF. %		TIPO DE	POTENCIA INSTALADA-KW-		ACCESIBILIDAD POR
		1998	1998	REAL	ASUM.	SERVICIO	TÉRMICA	HIDRAUL.	
C. MONTENEGRO	ANEXO	106	20	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
C. DE FLORES	ANEXO	492	88	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUARA INDIO	CASERÍO	250	60	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUARA VERAS	CASERÍO	225	54	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MONTERO	PUEBLO	1327	307	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SICACATE	CASERÍO	180	47	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LQMA SICACATE	CASERÍO	241	48	1.80	1.80	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PUEBLO NUEVO	CASERÍO	126	30	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN ANTONIO	CASERÍO	122	28	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
COMUNIDAD ARM	CASERÍO	166	32	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
JILILI	PUEBLO	318	75	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CACHAQUITO	CASERÍO	634	133	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PTE. INTERNACI	CASERÍO	178	35	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SUYO	CASERÍO	1763	358	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA TINA	CASERÍO	655	125	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHIRINOS	CASERÍO	1158	229	2.00	2.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PTE. QUIROZ	ANEXO	120	25	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ST. ANA QUIROZ	ANEXO	353	59	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN JOAQUIN	ANEXO	140	27	1.50	1.50	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SURPAMPA	ANEXO	1105	207	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA COPA	CASERÍO	308	51	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ZAMBA	CASERÍO	78	21	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MULEROS	ANEXO	87	15	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA SAUCHA	CASERÍO	568	124	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PTE. TONDOPA	CASERÍO	40	8	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TONDOPA	CASERÍO	160	32	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHAPIPAMPA	CASERÍO	75	15	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LAGUNA HARAJJ	PUEBLO	331	77	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
YERBABUENA	CASERÍO	241	55	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
OXAHUAY	PUEBLO	712	175	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SICCHEZ	PUEBLO	213	54	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LAS VEGAS	CASERÍO	219	56	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 7.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

NÚMERO DE LOCALIDADES 78	SISTEMA PSE AYABACA	COD. 19
IND.DEM.POND. REAL 1.48 %	DPT. PIURA	PROV. AYABACA
IND.DEM.POND.ASUM. 1.48 %	FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.900	TENSIÓN 22.9 KV
		FACT.POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	Población	FAMILIAS	IND.DEMOGRAF. %		TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW-		ACCESIBILIDAD POR
		1998	1998	REAL	ASUM.		TÉRMICA	HIDRAUL.	
M. REYNA (MATAL	CASERÍO	48	8	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
YANGAS	CASERÍO	171	55	1.00	1.00	HIDRAÚLICO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA ARENA	CASERÍO	223	42	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAPILLICA	PUEBLO	590	174	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SESTIADERO	CASERÍO	499	94	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHIPILLICO	CASERÍO	582	159	1.00	1.00	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LAS LOMAS	VILLA	6058	1419	1.10	1.10	INTERCONEXIO	0	0	CARR. AFIRMADA
T.EL TOTORAL	CASERÍO	204	40	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUACHUMA ALTA	CASERÍO	350	64	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CACATURO	CASERÍO	120	21	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
POTRERILLO	CASERÍO	661	115	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PAMPA ELENA	CASERÍO	1334	246	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN LORENZO	CASERÍO	177	34	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 7.2

CONSUMO DE ENERGÍA DEL SISTEMA EN KWH

NÚMERO DE LOCALIDADES 78	SISTEMA PSE AYABACA		DPT. PIURA		COD. 19		PROV. AYABACA		TENSIÓN 22.9 KV	
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
A N O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
POBLACIÓN	19982	23293	41348	41965	42591	43229	43874	44535	45205	45879
NÚMERO DE FAMILIAS	46573	47272	47988	48714	49451	50200	50964	51740	52519	53323
NÚMERO DE ABONADOS RESID.	9630	9779	9916	10066	10222	10369	10529	10684	10845	11009
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	3009	3477	5877	6103	6314	6529	6730	6928	7116	7303
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	7491	7675	7848	8023	8209	8381	8563	8737	8915	9094
	2292	2377	2341	2361	2381	2400	2421	2440	2460	2480
	2500	2521	2541	2562	2582	2602	2622	2642	2663	2683
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CONSUMO SERVICIOS										
RESIDENCIAL	1429200	1634469	2681927	2828162	2965917	3107111	3243751	3376878	3507226	3637226
COMERCIAL	3768824	3899678	4027389	4154572	4290743	4417984	4553753	4686376	4822699	4958955
USO GENERAL	142920	163447	268192	282818	296594	310715	324383	337686	350723	363727
INDUST. MENOR	376884	389970	402743	415462	429076	441798	455389	468642	482269	495899
CONSUMO DE ALUMBRADO PÚBLICO	288094	298121	308112	317950	328424	338336	348903	359230	369907	380603
CONSUMO DE CARGAS ESPECIALES	142920	163447	268192	282818	296594	310715	324383	337686	350723	363727
	376884	389970	402743	415462	429076	441798	455383	468642	482269	495899
	86740	100000	171340	173800	176320	178920	181580	184280	186960	189780
	192600	195580	198320	201320	204440	207380	210580	213680	216900	220180
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ENERGÍA VENDIDA	1929736	2202968	3595053	3784026	3962334	4144973	4322002	4494584	4663698	4832438
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	5003286	5173319	5339307	5504766	5681759	5847296	6024002	6196570	6374044	6551536
	400263	433866	427151	440388	454547	467782	481923	495729	509318	524127
TOTAL ENERGÍA DISTRIBUIDA	2084115	2379208	3882657	4086749	4279341	4476571	4667761	4854154	5036795	5219033
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	5403549	5587195	5766458	5945154	6136306	6315078	6505925	6692299	6883962	7075663
	29611	35485	59549	64919	70347	76068	81941	87947	94110	100499
	107153	114026	121044	128280	136012	143717	151934	160288	169028	178011
TOTAL ENERGÍA REQUERIDA	2113726	2414693	3942206	4151668	4349688	4552639	4749702	4942101	5130905	5319532
	5510702	5701211	5887502	6073434	6272318	6458795	6657859	6852587	7052990	7253674

ANEXO A 7.2

M Á X I M A D E M A N D A D E L S I S T E M A E N K W

		SISTEMA PSE AYABACA				COD. 19				TENSIÓN 22.9 KV	
		DPT. PIURA				PROV. AYABACA				FACT.POT. 0.900	
NÚMERO DE LOCALIDADES 78											
FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.900											
.....											
A Ñ O S		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
.....											
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.....											
DEMANDA SERVICIOS											
RESIDENCIAL		623.8	688.2	1146.8	1199.3	1247.1	1296.1	1341.5	1385.2	1427.0	1467.8
		1508.7	1548.5	1586.2	1623.2	1663.3	1699.1	1737.8	1774.8	1812.3	1849.7
COMERCIAL		62.4	68.8	114.7	119.9	124.7	129.6	134.2	138.5	142.7	146.8
		150.9	154.8	158.6	162.3	166.3	169.9	173.8	177.5	181.2	185.0
USO GENERAL		55.6	58.8	86.1	90.1	93.7	97.3	100.7	104.1	107.3	110.4
		113.5	116.6	119.6	122.5	125.6	128.4	131.4	134.4	137.3	140.3
INDUST. MENOR		62.4	68.8	114.7	119.9	124.7	129.6	134.2	138.5	142.7	146.8
		150.9	154.8	158.6	162.3	166.3	169.9	173.8	177.5	181.2	185.0
.....											
MÁXIMA DEMANDA DE SERVICIOS		804.2	884.7	1462.3	1529.2	1590.1	1652.6	1710.5	1766.3	1819.7	1871.7
		1924.0	1974.8	2023.1	2070.3	2121.5	2167.4	2216.8	2264.1	2312.2	2359.9
MAX.DEM.DE ALUMBRADO PÚBLICO		19.8	22.8	39.1	39.7	40.3	40.8	41.5	42.1	42.7	43.3
		44.0	44.7	45.3	46.0	46.7	47.3	48.1	48.8	49.5	50.3
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVICIO		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
.....											
MÁXIMA DEMANDA NETA		824.0	907.5	1501.4	1568.8	1630.4	1693.5	1752.0	1808.3	1862.4	1915.0
		1967.9	2019.4	2068.4	2116.2	2168.2	2214.7	2264.8	2312.9	2361.7	2410.2
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN		135.3	147.0	244.5	254.7	263.9	273.4	281.9	290.1	297.9	305.4
		312.9	320.1	326.8	333.4	340.5	346.7	353.5	359.9	366.4	372.8
.....											
MÁXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA		959.3	1054.4	1745.8	1823.6	1894.3	1966.8	2033.9	2098.5	2160.3	2220.4
		2280.8	2339.5	2395.2	2449.6	2508.7	2561.4	2618.4	2672.8	2728.1	2783.0
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN		28.8	32.7	56.1	60.5	64.8	69.4	73.9	78.4	83.0	87.6
		92.4	97.3	102.1	107.0	112.2	117.3	122.6	128.0	133.5	139.1
.....											
TOTAL POTENCIA REQUERIDA		988.1	1087.2	1801.9	1884.0	1959.1	2036.2	2107.8	2176.9	2243.3	2308.1
		2373.3	2436.8	2497.3	2556.6	2621.0	2678.7	2741.0	2800.8	2861.6	2922.1
.....											

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 78		SISTEMA PSE AYABACA XXXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. AYABACA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AYABACA	AYABACA	501798	531794	562319	591343	619782	647604	676833	705363	733193	762424
		791981	820762	850969	880366	911196	942329	973760	1005509	1038738	1072274
AMBASAL	AYABACA	90979	96169	101464	105785	110174	113519	118021	121451	124916	128420
		131957	135529	139136	142778	146478	150188	153935	156464	161545	164120
PINGOLA	AYABACA	0	18263	19588	20247	21608	22305	22988	24392	24392	25813
		26544	27257	27997	28741	29469	30225	30982	30982	32491	33264
CHIN CHIN	AYABACA	0	15131	15777	17107	17107	18466	19143	19848	20538	21255
		21255	21979	22688	23422	24163	24885	25639	25639	26394	26394
ARREPITE ALTO	AYABACA	0	14094	14738	16067	16067	17426	17426	18807	18807	20218
		20218	20942	21652	22388	22388	23130	23857	24611	24611	25370
SUYUPAMPA	AYABACA	0	5357	5936	5936	5936	6510	7118	7118	7118	7721
		8359	8359	8359	8359	9008	9008	9008	9672	9672	9672
YACUPAMPA	AYABACA	0	0	56333	59479	62665	64832	67026	70379	72641	74929
		77245	79607	81975	84366	86807	88036	90494	92997	95503	96777
PACAINIO	AYABACA	0	24527	26381	27625	29522	30793	32094	34045	35371	36687
		38030	40043	41410	42787	44171	46242	47645	49058	50478	51905
ARAGOTO	AYABACA	0	0	82836	88037	92292	95523	99906	103253	107766	111207
		114686	118207	120568	124155	127778	130229	133917	136412	140160	142696
SOCCHABAMBA	AYABACA	0	0	59054	62176	64293	67514	70815	73038	75289	78724
		79889	82215	85763	86963	89364	91810	94258	96751	99249	100516
NIEBROS	AYABACA	0	0	6701	7251	7251	7812	8359	8937	8937	9523
		10097	10698	10698	11311	11929	11929	12554	12554	13187	13187
LINDE. ARAGOTO	AYABACA	0	0	5357	5357	5357	5914	6510	6510	7097	7097
		7721	7721	7721	7721	8359	8359	8987	8987	9651	9651
ASIAYACO	AYABACA	0	0	15152	16457	17107	18450	19119	19816	20497	21205
		21919	22616	23340	23340	24783	24783	25526	25526	26998	27752
HUAYOS	AYABACA	0	0	8942	9478	10022	11105	11665	11665	12784	13362
		13944	14532	15126	15723	16326	16934	17547	18163	18784	19410
YANCHALA	AYABACA	0	0	59054	62176	64293	67514	70815	73038	75289	78724
		79889	82215	85763	86963	89364	91810	94258	96751	99249	100516
PILANCON	AYABACA	0	0	16718	17999	18671	19327	20673	21346	22044	22724
		23434	24146	24844	25567	26273	27006	27744	27744	28485	29210
EL MOLINO	AYABACA	0	0	5827	6378	6378	6967	7547	7547	7547	8162
		8766	8766	8766	9402	9402	9402	10053	10053	10691	10713

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 78		SISTEMA PSE AYABACA OOOOOOOIA DPT. PIURA				COD. 19 PROV. AYABACA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
JIMBORILLA	AYABACA	0	0	11491	12713	13343	13956	14597	15244	16528	17187
		17853	17853	19174	19855	20536	21223	21913	22608	23306	24008
TACALPO	AYABACA	0	0	24019	25979	27312	28663	29333	30708	32095	32807
		34219	35648	35648	37087	37824	39284	40030	40780	41532	43027
LANCHIPAMPA	AYABACA	0	0	33134	35402	37140	38305	40080	41877	43102	44933
		46785	48045	49313	51210	52502	54429	55740	57060	59053	61043
SAMANGUILLA	AYABACA	0	0	21357	22584	23195	24454	25105	26398	27042	27713
		28389	29735	29735	31102	31802	32508	33220	33915	34635	35362
PIRCAS	AYABACA	0	0	2668	2668	2668	2668	2668	3212	3212	3212
		3754	3776	3776	3776	4335	4357	4357	4935	4956	4956
HUILCO	AYABACA	0	0	23998	25852	27097	28995	30289	31571	33524	34853
		36191	37516	38874	40904	42283	43669	45066	46469	47881	49992
EL TOLDO	AYABACA	0	0	48190	50282	52407	55648	57856	58980	61236	63523
		65842	67024	70594	71806	74232	75467	76711	79196	80461	83014
ESPINDOLA	AYABACA	0	0	43438	45526	46574	48717	50897	53110	55361	56510
		58812	59986	62340	63540	65942	67168	68400	70872	72128	73394
CHIRINOS LAQU	AYABACA	0	0	14094	14692	15928	16565	17829	18476	19130	20428
		21091	21761	22433	23111	24475	25831	26527	27224	27924	28628
SAUCE	AYABACA	0	0	54994	58049	60125	64357	66512	68692	70919	73151
		75405	78845	80009	83521	84712	87086	89506	91929	94394	95637
CALVAS SAMANG	AYABACA	0	0	19321	20615	21950	22636	23306	24681	25390	26078
		27492	28217	28926	29660	30399	31119	31865	32616	33350	34110
SAN JOSE	AYABACA	0	0	3564	3586	4155	4155	4155	4155	4749	4770
		5388	5388	5388	5388	5388	6048	6048	6048	6048	6048
MACUANGUE	AYABACA	0	0	14602	15271	15927	17279	17954	18659	19347	20064
		20064	21496	21496	22233	22951	23700	23700	24452	24452	25213
TUCAS	AYABACA	0	0	6253	6253	6815	7410	7410	8000	8000	8621
		8621	8621	9258	9882	9882	9882	10541	10541	10541	11210
PLAYON	AYABACA	0	0	4909	4909	4909	5473	5473	6076	6076	6674
		6674	7312	7312	7312	7312	7312	7962	7962	7962	8608
CHIRINOS	AYABACA	0	0	22982	24938	26270	26935	28293	29667	31056	31768
		32463	33882	34608	35339	36789	36789	38254	39000	39752	41242
C.MONTENEGRO	AYABACA	0	0	4909	4909	4909	5473	5473	6076	6076	6674
		6674	7312	7312	7312	7312	7312	7962	7962	7962	8608
C. DE FLORES	AYABACA	0	0	43438	45526	46574	48717	50897	53110	55361	56510
		58812	59986	62340	63540	65942	67168	68400	70872	72128	73394
HUARA INDIO	AYABACA	0	0	19321	20615	21950	22636	23306	24681	25390	26078
		27492	28217	28926	29660	30399	31119	31865	32616	33350	34110

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 78		SISTEMA PSE AYABACA XXXXXXXXXXA DPT. PIURA				COD. 19 PROV. AYABACA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
HUARA VERAS	AYABACA	0	0	17734	18379	19708	20370	21059	21733	23116	23828
		24524	25243	25243	26679	27415	27415	28879	29630	29630	30385
MONTERO	MONTERO	154349	163930	173695	182613	191677	200863	210169	218559	228087	236667
		246428	255195	265161	274130	284297	293436	304956	314278	324854	336701
SICACATE	MONTERO	0	10309	10858	12001	12001	13174	13174	14377	14377	14999
		15605	16240	16240	16883	17510	18165	18165	18824	18824	19492
LOMA SICACATE	MONTERO	0	15660	16897	17534	18152	19424	20077	21374	22041	22710
		24039	24719	26091	26782	27477	28853	29560	30266	30977	32409
UEBLO NUEVO	MONTERO	0	0	7150	7150	7723	8287	8287	8861	9468	9468
		10063	10692	10692	10692	11327	11327	11973	11973	12606	13271
SAN ANTONIO	MONTERO	0	0	6701	6701	7258	7847	7847	8427	9042	9042
		9042	9667	10281	10281	10929	10929	10929	10929	11585	11585
COMUNIDAD ARM	MONTERO	0	0	7619	8152	8669	9217	9771	10308	10875	11448
		12025	12607	12607	13197	13792	14392	14996	15604	16218	16839
JILILI	JILILI	23998	25315	26628	27982	28676	30052	30737	32139	33553	34278
		35721	36454	37175	37918	38664	40147	40905	41664	42429	43945
CACHAQUITO	SUYO	64498	68166	71913	75716	79574	83484	87448	91462	94522	98622
		101747	106991	110186	113408	118809	123199	126519	130986	135494	140045
PTE.INTERNACI	SUYO	8068	8580	9117	9665	10754	10754	11317	11889	12464	13046
		13632	14203	14798	15400	16005	16617	17232	17851	17873	18498
SUYO	SUYO	179734	191227	201973	212883	222935	234147	244491	254959	265571	276279
		287130	298098	309177	320369	331693	343104	354646	367441	380384	392256
LA TINA	SUYO	60415	64112	67866	71662	75538	78498	82472	85481	88543	92652
		95784	101044	104251	107486	110749	116223	119556	124041	127432	131998
CHIRINOS	SUYO	115577	122281	129114	136054	143095	149220	156444	162728	170149	176582
		183101	189665	197407	204132	212032	218889	226968	235104	243343	250470
PTE.QUIROZ	SUYO	0	5827	6378	6378	6945	7547	7547	7547	8140	8766
		8766	8766	8766	9402	9402	10031	10053	10691	10691	11362
ST.ANA QUIROZ	SUYO	0	18792	20111	20768	22121	23495	24177	24889	26301	26301
		27734	27734	28470	29930	29930	30678	32167	32929	32929	33694
SAN JOAQUIN	SUYO	0	6275	6804	7367	7367	7938	8500	8500	9089	9089
		9690	10275	10892	10892	11516	11516	12149	12149	12789	12789
SURPAMPA	SUYO	0	0	108536	115236	122070	128010	134052	141180	146341	152612
		158953	166449	172945	178429	186163	191760	199652	206506	213425	221550

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH-
DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

LOCALIDAD	DISTRITO	SISTEMA PSE AYABACA										COD. 19	
		CANTIDAD										PROV. AYABACA	
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008		
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008		
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		
LA COPA	SUYO	0	0	16718	17942	19181	20437	21727	22379	23670	24331		
		25642	26987	27665	28344	29715	31075	31770	33168	33872	35286		
ZAMBA	PAIMAS	4482	4182	5058	5628	5628	5628	6215	6842	6842	6842		
		6842	7480	7480	7480	7480	8112	8133	8780	8780	8780		
MULEROS	PAIMAS	0	0	3586	3586	4118	4642	4642	5199	5199	5199		
		5772	5772	5772	6354	6354	6945	6945	7548	7548	7548		
LA SAUCHA	PAIMAS	0	0	62467	66132	69879	73682	77520	80468	84420	88427		
		91481	95578	98699	101939	107134	110352	114688	119046	123470	126820		
PTE.TONDOPA	LAGUNAS	1793	1793	1793	1793	2350	2350	2372	2967	2967	2967		
		2967	2967	2967	2967	2967	2967	2967	3618	3618	3618		
TONDOPA	LAGUNAS	0	0	7619	8152	8669	9217	9771	10308	10875	11448		
		12025	12607	12607	13197	13792	14392	14996	15604	16218	16839		
CHAPIPAMPA	LAGUNAS	0	0	3586	3586	4118	4642	4642	5199	5199	5199		
		5772	5772	5772	6354	6354	6945	6945	7548	7548	7548		
LAGUNA NARANJ	LAGUNAS	0	0	25885	27413	29283	31177	32446	33747	35692	37013		
		38992	40336	41688	43711	45082	46463	48527	49924	51330	52744		
YERBABUENA	LAGUNAS	0	0	17755	19051	19729	20391	21754	22454	23138	24545		
		24545	25971	26701	26701	28156	28156	28901	29651	30385	31144		
OXAHUAY	SICCHEZ	84175	88357	92592	96922	100230	104691	108094	111518	115002	118526		
		122090	124501	128129	131796	135500	138007	141775	144321	148153	152042		
SICCHEZ	SICCHEZ	16718	17999	18671	19327	20673	21346	22044	22724	23434	24146		
		24844	25567	26273	27006	27744	27744	28485	29210	29962	30716		
LAS VEGAS	SICCHEZ	0	0	17755	19051	19729	20391	21754	22454	23138	24545		
		24545	25971	26701	26701	28156	28156	28901	29651	30385	31144		
M.REYNA (MATAL	PACAPAMPA	0	0	1793	1793	1793	2350	2372	2967	2967	2967		
		2967	2967	2967	2967	2967	2967	2967	3618	3618	3618		
YANGAS	SAPILLICA	0	0	9860	10978	10978	12127	12702	13305	13305	13894		
		14511	15114	15744	15744	16380	16380	17023	17652	18306	18306		
LA ARENA	SAPILLICA	0	0	14094	14692	15928	16565	17829	18476	19130	20428		
		21091	21761	22433	23111	24075	25831	26527	27224	27924	28628		
SAPILLICA	SAPILLICA	0	0	71971	76122	80358	83581	87966	90189	93571	95845		
		99304	102806	105160	107555	111160	114809	116044	119749	122259	126035		
SESTIADERO	SAPILLICA	0	0	47520	50289	53101	55956	58854	61792	63788	66814		
		69857	71923	76078	78194	81394	83548	87882	90081	93410	96771		
CHIPILLICO	LAS LOMAS	69919	74112	77305	80573	83870	87236	90653	92949	96446	98797		
		102375	104799	107223	110910	113408	115903	118443	122266	123556	126155		

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 78		SISTEMA PSE AYABACA XXXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. AYABACA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LAS LOMAS	LAS LOMAS	707612	746010	782990	818408	852172	884132	916534	948194	979057	1007892
		1038228	1067693	1097453	1126265	1155341	1184681	1214307	1242907	1273040	1302123
T.EL TOTORAL	LAS LOMAS	0	13036	13685	14364	15030	15030	16408	16408	17119	17815
		18539	19250	19989	19989	19989	20734	21465	22223	22223	22990
HUACHUMA ALTA	LAS LOMAS	0	20887	22112	23350	25242	26512	27814	29107	29767	31747
		33093	33771	35133	36482	37864	39256	40657	41359	43461	44886
CACATURO	LAS LOMAS	0	4930	5441	5463	5982	6537	6537	7100	7100	7671
		8229	8250	8817	8839	9411	10018	10018	10627	10649	11244
POTRERILLO	LAS LOMAS	0	0	57715	61390	65150	68972	71873	75800	78777	81810
		85881	88986	92121	96326	99531	102764	107099	110398	114841	118203
PAMPA ELENA	LAS LOMAS	0	0	128965	136635	144449	152364	159424	166547	174804	182138
		189554	197054	204635	213397	221147	228995	236898	244898	252968	262282
SAN LORENZO	LAS LOMAS	0	0	8068	8601	9665	9665	10754	11317	11889	11889
		12464	13046	13632	14225	14820	15421	16026	16638	17254	17873
ENERGÍA REQUERIDA		2113726	2414693	3942206	4151668	4349688	4552639	4749702	4942101	5130905	5319532
POR EL SISTEMA		5510702	5701211	5887502	6073434	6272318	6458795	6657859	6852587	7052990	7253674

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -K W- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 78		SISTEMA PSE AYABACA □□□□□□□□□□ DPT. PIURA				COD. 19 PROV. AYABACA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
AYABACA	AYABACA	241.0	253.8	266.6	278.6	290.0	301.0	312.5	323.4	334.1	345.1
		356.0	366.5	377.6	388.1	399.0	409.9	420.8	431.9	443.2	454.6
AMBASAL	AYABACA	43.7	45.9	48.1	49.8	51.5	52.7	54.5	55.7	56.9	58.1
		59.3	60.5	61.7	62.9	64.1	65.3	66.5	67.2	68.9	69.5
PINGOLA	AYABACA	0.0	11.3	11.9	12.1	12.8	13.0	13.2	13.8	13.9	14.3
		14.5	14.7	14.9	15.1	15.2	15.4	15.6	15.8	16.0	16.2
CHIN CHIN	AYABACA	0.0	9.3	9.6	10.3	10.4	10.8	11.0	11.3	11.5	11.7
		11.7	11.8	12.0	12.3	12.5	12.7	12.9	13.0	13.1	13.2
ARREPITE ALTO	AYABACA	0.0	8.7	9.0	9.6	9.7	10.2	10.4	10.7	10.8	11.2
		11.2	11.3	11.5	11.7	11.7	11.8	12.0	12.1	12.2	12.3
SUYUPAMPA	AYABACA	0.0	3.7	4.0	4.0	4.1	4.2	4.4	4.5	4.6	4.7
		5.0	5.0	5.1	5.2	5.3	5.3	5.4	5.4	5.5	5.5
YACUPAMPA	AYABACA	0.0	0.0	27.0	28.4	29.7	30.5	31.3	32.7	33.5	34.3
		35.2	36.0	36.8	37.7	38.5	38.8	39.6	40.4	41.3	41.5
PACAINIO	AYABACA	0.0	15.1	16.0	16.6	17.5	18.0	18.5	19.3	19.8	20.3
		20.7	21.5	22.0	22.4	22.8	23.6	24.0	24.4	24.8	25.2
ARAGOTO	AYABACA	0.0	0.0	39.8	42.0	43.7	45.0	46.7	48.0	49.7	51.0
		52.2	53.5	54.2	55.4	56.7	57.4	58.6	59.3	60.5	61.3
SOCCHABAMBA	AYABACA	0.0	0.0	28.3	29.7	30.5	31.8	33.1	33.9	34.7	36.1
		36.4	37.2	38.5	38.8	39.6	40.4	41.3	42.1	42.9	43.1
NIEBROS	AYABACA	0.0	0.0	4.6	4.9	4.9	5.1	5.4	5.7	5.7	5.9
		6.2	6.4	6.4	6.6	6.9	6.9	7.0	7.1	7.2	7.2
LINDE. ARAGOTO	AYABACA	0.0	0.0	3.6	3.6	3.6	3.9	4.2	4.2	4.5	4.5
		4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	5.1	5.2	5.3	5.4
ASIAYACO	AYABACA	0.0	0.0	9.3	10.0	10.3	10.9	11.2	11.4	11.6	11.9
		12.1	12.3	12.4	12.5	12.6	12.7	12.8	12.9	13.0	13.1
HUAYOS	AYABACA	0.0	0.0	6.1	6.4	6.7	7.3	7.6	7.7	8.1	8.3
		8.5	8.8	9.0	9.2	9.4	9.6	9.9	10.1	10.3	10.5
YANCHALA	AYABACA	0.0	0.0	28.3	29.7	30.5	31.8	33.1	33.9	34.7	36.1
		36.4	37.2	38.5	38.8	39.6	40.4	41.3	42.1	42.9	43.1
PILANCON	AYABACA	0.0	0.0	10.3	10.9	11.2	11.4	12.1	12.3	12.5	12.7
		12.9	13.2	13.4	13.6	13.8	14.0	14.2	14.3	14.4	14.5
EL HOLINO	AYABACA	0.0	0.0	4.0	4.3	4.3	4.6	4.9	4.9	5.0	5.1
		5.4	5.4	5.5	5.5	5.6	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8
JIMBURILLA	AYABACA	0.0	0.0	7.1	7.7	8.0	8.3	8.5	8.8	9.4	9.6
		9.9	10.2	10.3	10.5	10.8	11.0	11.2	11.4	11.6	11.8
TACALPO	AYABACA	0.0	0.0	14.8	15.8	16.4	17.0	17.1	17.7	18.2	18.4
		18.9	19.4	19.5	19.7	19.8	20.3	20.4	20.6	20.7	21.2

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -K W- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 78		SISTEMA PSE AYABACA □□□□□□□□ DPT. PIURA				COD. 19 PROV. AYABACA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
LANCHIPAMPA	AYABACA	0.0	0.0	15.7	16.7	17.4	17.8	18.5	19.2	19.7	20.4
		21.1	21.5	21.9	22.6	23.0	23.7	24.2	24.6	25.3	26.0
SAMANGUILLA	AYABACA	0.0	0.0	10.1	10.6	10.8	11.4	11.6	12.1	12.3	12.6
		12.8	13.1	13.2	13.7	14.0	14.2	14.4	14.6	14.8	15.0
PIRCAS	AYABACA	0.0	0.0	1.8	1.8	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0
		2.3	2.3	2.4	2.4	2.5	2.5	2.6	2.6	2.7	2.7
HUILCO	AYABACA	0.0	0.0	14.8	15.7	16.2	17.2	17.7	18.2	19.0	19.5
		20.0	20.4	20.9	21.7	22.1	22.6	23.0	23.4	23.8	24.6
EL TOLDO	AYABACA	0.0	0.0	23.1	24.0	24.8	26.2	27.1	27.4	28.2	29.1
		30.0	30.3	31.7	32.0	32.9	33.2	33.6	34.4	34.8	35.6
ESPINDOLA	AYABACA	0.0	0.0	20.8	21.7	22.1	22.9	23.8	24.7	25.5	25.9
		26.8	27.1	28.0	28.4	29.2	29.6	29.9	30.8	31.2	31.5
CHIRINOS LAQU	AYABACA	0.0	0.0	8.7	8.9	9.6	9.8	10.4	10.6	10.9	11.4
		11.6	11.9	12.1	12.3	12.8	13.4	13.5	13.7	13.9	14.1
SAUCE	AYABACA	0.0	0.0	26.4	27.7	28.5	30.3	31.1	31.9	32.7	33.5
		34.3	35.7	35.9	37.3	37.6	38.4	39.2	40.0	40.8	41.1
CALVAS SAMANG	AYABACA	0.0	0.0	11.9	12.6	13.3	13.6	13.9	14.6	14.9	15.2
		15.9	16.2	16.5	16.7	17.0	17.3	17.6	17.8	18.1	18.4
SAN JOSE	AYABACA	0.0	0.0	2.5	2.5	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0	3.0
		3.3	3.3	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	3.6	3.7	3.7
MACUANGUE	AYABACA	0.0	0.0	9.0	9.3	9.5	10.2	10.5	10.7	11.0	11.2
		11.3	11.7	11.7	11.8	12.0	12.3	12.3	12.4	12.4	12.4
TUCAS	AYABACA	0.0	0.0	4.3	4.3	4.6	4.9	4.9	5.1	5.1	5.3
		5.3	5.4	5.5	5.8	5.8	5.9	5.9	5.9	6.0	6.0
PLAYON	AYABACA	0.0	0.0	3.4	3.4	3.5	3.5	3.6	3.9	3.9	4.1
		4.1	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.3	4.6
CHIRINOS	AYABACA	0.0	0.0	14.2	15.2	15.8	15.9	16.5	17.1	17.6	17.8
		17.9	18.5	18.6	18.8	19.3	19.4	19.5	19.7	19.8	20.3
C.MONTENEGRO	AYABACA	0.0	0.0	3.2	3.3	3.3	3.4	3.5	3.9	3.9	4.1
		4.1	4.4	4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 78		SISTEMA PSE AYABACA XXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. AYABACA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
C. DE FLORES	AYABACA	0.0	0.0	20.8	21.7	22.1	22.9	23.8	24.7	25.5	25.9
		26.8	27.1	28.0	28.4	29.2	29.6	29.9	30.8	31.2	31.5
HUARA INDIO	AYABACA	0.0	0.0	11.9	12.5	13.2	13.4	13.6	14.2	14.4	14.6
		15.2	15.4	15.6	15.7	15.9	16.1	16.3	16.4	16.6	16.8
HUARA VERAS	AYABACA	0.0	0.0	10.9	11.2	11.8	12.0	12.3	12.5	13.1	13.3
		13.5	13.8	13.9	14.2	14.4	14.5	14.8	14.9	14.9	15.0
MONTERO	MONTERO	74.1	78.2	82.3	86.0	89.7	93.4	97.0	100.2	103.9	107.1
		110.8	114.0	117.7	120.8	124.5	127.6	131.8	135.0	138.6	142.7
SICACATE	MONTERO	0.0	7.1	7.3	8.0	8.1	8.5	8.6	9.1	9.2	9.3
		9.4	9.5	9.6	9.7	10.0	10.2	10.2	10.3	10.4	10.5
LQMA SICACATE	MONTERO	0.0	9.6	10.3	10.5	10.7	11.3	11.5	12.1	12.3	12.5
		13.1	13.3	13.8	14.0	14.2	14.7	14.9	15.1	15.2	15.7
PUEBLO NUEVO	MONTERO	0.0	0.0	4.7	4.8	5.1	5.4	5.4	5.7	6.0	6.1
		6.2	6.2	6.3	6.3	6.5	6.5	6.7	6.7	6.9	7.2
SAN ANTONIO	MONTERO	0.0	0.0	4.4	4.5	4.8	5.2	5.2	5.4	5.7	5.7
		5.8	5.8	6.1	6.1	6.2	6.2	6.3	6.3	6.4	6.4
COMUNIDAD ARM	MONTERO	0.0	0.0	5.2	5.5	5.8	6.1	6.3	6.6	6.8	7.1
		7.3	7.6	7.6	7.7	8.0	8.2	8.4	8.6	8.9	9.1
JILILI	JILILI	14.8	15.4	16.0	16.6	16.7	17.3	17.4	18.0	18.5	18.7
		19.2	19.4	19.5	19.6	19.7	20.2	20.4	20.5	20.6	21.1
CACHAQUITO	SUYO	31.0	32.5	34.1	35.6	37.2	38.8	40.3	41.9	43.0	44.6
		45.7	47.7	48.9	50.0	52.0	53.6	54.6	56.2	57.8	59.3
PTE.INTERNACI	SUYO	5.5	5.8	6.1	6.3	7.0	7.1	7.2	7.4	7.6	7.9
		8.1	8.3	8.5	8.8	9.0	9.2	9.4	9.6	9.7	9.8
SUYO	SUYO	86.3	91.3	95.7	100.3	104.3	108.8	112.9	116.9	121.0	125.0
		129.1	133.1	137.2	141.2	145.2	149.3	153.3	157.8	162.3	166.3
LA TINA	SUYO	29.0	30.6	32.1	33.7	35.3	36.5	38.0	39.2	40.3	41.9
		43.0	45.1	46.2	47.4	48.5	50.5	51.6	53.2	54.3	55.9
CHIRINOS	SUYO	55.5	58.4	61.2	64.1	67.0	69.4	72.2	74.6	77.5	79.9
		82.3	84.7	87.6	90.0	92.8	95.2	98.1	101.0	103.8	106.2
PTE.QUIROZ	SUYO	0.0	4.0	4.3	4.3	4.6	4.7	4.7	4.8	5.1	5.4
		5.4	5.5	5.5	5.6	5.6	5.7	5.7	5.8	5.8	6.0
ST.ANA QUIROZ	SUYO	0.0	11.6	12.2	12.4	13.1	13.7	13.9	14.1	14.2	14.5
		15.1	15.2	15.3	15.7	15.7	15.8	16.2	16.4	16.5	16.6
SAN JOAQUIN	SUYO	0.0	4.3	4.6	4.9	4.9	5.1	5.4	5.5	5.6	5.7
		5.8	6.1	6.4	6.4	6.6	6.6	6.7	6.8	6.9	7.0
SURPAMPA	SUYO	0.0	0.0	52.1	55.0	57.9	60.3	62.7	65.6	67.6	70.0
		72.4	75.3	77.7	79.7	82.6	84.5	87.4	89.8	92.2	95.2
LA COPA	SUYO	0.0	0.0	10.3	10.9	11.5	12.1	12.7	12.9	13.4	13.6
		14.2	14.7	14.9	15.0	15.6	16.1	16.2	16.7	16.9	17.4

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 78		SISTEMA PSE AYABACA XXXXXXXXA DPT. PIURA				COD. 19 PROV. AYABACA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ZAMBA	PAIMAS	3.0	3.1	3.4	3.7	3.7	3.8	3.9	4.3	4.3	4.4
		4.4	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.7	4.8	4.8	4.9
MULEROS	PAIMAS	0.0	0.0	2.3	2.4	2.7	3.1	3.2	3.3	3.3	3.4
		3.5	3.5	3.6	3.7	3.7	3.9	4.0	4.1	4.1	4.1
LA SAUCHA	PAIMAS	0.0	0.0	30.0	31.5	33.1	34.7	36.3	37.4	38.9	40.5
		41.7	43.2	44.3	46.4	47.5	48.6	50.2	51.8	53.3	54.4
PTE. TONDOPA	LAGUNAS	1.2	1.2	1.2	1.2	1.5	1.5	1.5	1.8	1.8	1.8
		1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1	2.2	2.3
TONDOPA	LAGUNAS	0.0	0.0	5.2	5.5	5.8	6.1	6.3	6.6	6.8	7.1
		7.3	7.6	7.7	7.8	8.0	8.2	8.4	8.6	8.9	9.1
CHAPIPAMPA	LAGUNAS	0.0	0.0	2.4	2.5	2.7	3.1	3.2	3.3	3.3	3.4
		3.5	3.5	3.6	3.7	3.7	4.0	4.0	4.1	4.1	4.1
LAGUNA NARANJ	LAGUNAS	0.0	0.0	15.8	16.7	17.6	18.4	18.9	19.4	20.3	20.7
		21.5	22.0	22.4	23.2	23.6	24.0	24.8	25.2	25.6	25.9
YERBABUENA	LAGUNAS	0.0	0.0	10.9	11.6	11.8	12.1	12.7	12.9	13.1	13.7
		13.8	14.2	14.3	14.3	14.8	14.9	14.9	15.0	15.1	15.3
OXAHUAY	SICCHEZ	40.4	42.1	43.9	45.6	46.9	48.6	49.9	51.1	52.4	53.6
		54.9	55.6	56.8	58.1	59.3	60.0	61.2	62.0	63.2	64.4
SICCHEZ	SICCHEZ	10.3	11.0	11.3	11.6	12.4	12.7	13.0	13.3	13.6	13.8
		14.1	14.4	14.7	15.0	15.3	15.3	15.4	15.7	16.0	16.3
LAS VEGAS	SICCHEZ	0.0	0.0	10.9	11.6	11.8	12.1	12.7	12.9	13.1	13.7
		13.8	14.2	14.4	14.4	14.8	14.8	14.9	14.9	15.1	15.3
M. REYNA (MATAL)	PACAI PAMPA	0.0	1.2	1.2	1.2	1.2	1.5	1.5	1.5	1.8	1.8
		1.8	1.8	1.9	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.1	2.1
YANGAS	SAPILLICA	0.0	0.0	6.8	7.4	7.4	8.0	8.2	8.5	8.5	8.6
		8.9	9.1	9.2	9.3	9.5	9.5	9.6	9.8	10.0	10.1
LA ARENA	SAPILLICA	0.0	0.0	8.7	8.9	9.6	9.8	10.4	10.6	10.9	11.4
		11.6	11.9	12.1	12.3	12.8	13.4	13.5	13.7	13.9	14.1
SAPILLICA	SAPILLICA	0.0	0.0	34.5	36.3	38.1	39.4	41.1	41.9	43.2	43.9
		45.2	46.5	47.3	48.0	49.3	50.6	50.8	52.1	52.8	54.1
SESTIADERO	SAPILLICA	0.0	0.0	22.8	24.0	25.2	26.3	27.5	28.7	29.4	30.6
		31.8	32.5	34.2	34.9	36.1	36.8	38.5	39.2	40.3	41.5
CHIPILLICO	LAS LOMAS	33.6	35.3	36.6	37.9	39.2	40.5	41.8	42.6	43.9	44.7
		46.0	46.8	47.6	48.9	49.6	50.4	51.2	52.5	52.7	53.5
LAS LOMAS	LAS LOMAS	339.9	356.0	371.2	385.6	398.8	411.0	423.2	434.8	446.2	456.2
		466.8	476.8	487.0	496.5	505.9	515.4	524.8	533.8	543.2	552.0

ANEXO A 7.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 78	LOCALIDAD	DISTRITO	SISTEMA PSE AYABACA																	
			COD. 19																	
			OCCCCO DFT. PIURA									PROV. AYABACA								
1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
	T. EL TOTORAL	LAS LOMAS	0.0	8.0	8.3	8.6	8.9	8.9	8.9	8.9	9.2	9.3	9.6	9.6	9.8					
			10.1	10.4	10.6	10.6	10.7	10.7	10.7	10.7	10.8	11.1	11.2	11.2	11.3					
	HUACHUMA ALTA	LAS LOMAS	0.0	12.9	13.4	14.0	14.9	14.9	15.5	15.5	16.0	16.5	16.7	17.5	17.5					
			18.0	18.2	18.6	19.1	19.6	19.6	20.0	20.0	20.5	20.6	21.4	21.8	21.8					
	CACATURO	LAS LOMAS	0.0	3.4	3.5	3.6	3.9	3.9	4.2	4.2	4.2	4.5	4.5	4.7	4.7					
			5.0	5.0	5.1	5.2	5.4	5.4	5.5	5.5	5.5	5.8	5.9	6.0	6.0					
	POTRERILLO	LAS LOMAS	0.0	0.0	27.7	29.3	30.9	32.5	33.6	33.6	33.6	35.2	36.3	37.5	37.5					
			39.1	40.2	41.4	43.0	44.1	45.3	46.9	46.9	48.0	48.0	49.6	50.7	50.7					
	PAMPA ELENA	LAS LOMAS	0.0	0.0	62.0	65.2	68.5	71.8	74.6	74.6	77.4	77.4	80.7	83.5	83.5					
			86.4	89.2	92.0	95.3	98.1	100.9	103.7	103.7	106.5	106.5	109.3	112.6	112.6					
	SAN LORENZO	LAS LOMAS	0.0	0.0	5.5	5.8	6.5	6.5	6.6	6.6	7.0	7.2	7.5	7.5	7.5					
			7.6	7.9	8.1	8.3	8.5	8.5	8.8	8.8	9.0	9.2	9.4	9.6	9.6					
	MÁXIMA DEMANDA REQUERIDA		988.1	1087.2	1801.9	1884.0	1959.1	2036.2	2107.8	2176.9	2243.3	2308.1	2308.1	2308.1	2308.1					
	POR EL SISTEMA		2373.3	2436.8	2497.3	2556.6	2621.0	2678.7	2741.0	2800.8	2861.6	2922.1	2922.1	2922.1	2922.1					

ANEXO A 8.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE HUANCABAMBA

Nº	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
	A.-Provincia Huancabamba											
	1.-Distrito Huancabamba											
1	Huancabamba	I	Pueblo	3697	758	5543	1360	8310	1660	3.43	2.00	A
2	Pariamarca	I	Caserío	716	120	379	97	440	110	-5.16	1.00	A
3	Cajas Alumbre	I	Caserío	720	137	740	174	761	152	0.23	1.00	A
4	Shapaya	I	Caserío	334	58	664	156	1320	260	5.89	2.00	A
5	Laumache	I	Caserío	659	134	421	130	501	125	-3.67	1.00	A
6	Nanguil	I	Caserío	-	-	471	118	548	110	-	1.00	A
7	Cumbicus	I	Caserío	492	94	442	122	410	120	-0.89	1.00	A
8	Comederos	I	Caserío	1175	238	963	225	789	160	-1.64	1.00	A
9	Jimaca	I	Caserío	344	53	160	32	74	12	-6.18	1.00	C
10	Cabeza	I	Caserío	-	-	305	80	320	84	-	1.00	B
	2.-Distrito Sondor											
1	Sondor	I	Pueblo	600	129	771	200	995	202	2.11	2.00	A
2	Cashacoto	I	Caserío	492	98	471	118	655	130	-0.36	1.00	A
3	Huaricanchi Alto	I	Caserío	135	26	285	61	125	24	6.42	2.00	C
4	Huaricanchi Bajo	I	Caserío	290	55	285	61	131	34	-0.14	1.00	C
5	Chantaco	I	Caserío	538	120	528	128	215	44	-0.16	1.00	B
6	Tacarpo	I	Caserío	291	57	472	80	762	86	4.11	2.00	A
	3.-Distrito Sondorillo											
1	Sondorillo	I	Pueblo	157	30	178	47	202	51	1.05	1.05	B
2	Chilcaya	I	Caserío	214	41	471	118	122	28	6.79	2.00	C
3	Ingano Grande	I	Caserío	566	105	437	83	375	75	-2.13	1.00	B
4	Ulpamache	I	Caserío	485	84	606	105	104	23	1.87	1.87	C
5	Sicur de Santa Rosa	I	Caserío	155	31	249	52	400	80	4.03	2.00	B
6	Cascapampa	I	Caserío	125	19	273	44	596	98	6.73	2.00	A
	4.-Distrito El Carmen de la Frontera											
1	Salalá	I	Pueblo	309	64	625	108	1264	253	6.05	2.00	A
2	San Antonio de la Sierra	I	Caserío	582	115	578	106	550	101	-0.06	1.00	A
3	Pulún	I	Caserío	907	188	688	135	612	120	-2.28	1.00	A
4	Sapalache	I	Caserío	259	45	360	88	501	119	2.78	2.00	A
5	Yumbe	I	Caserío	-	-	424	90	475	95	-	2.00	A
	Total :			14,242	2,799	17,789	4,118	21,557	4,356	29	39	

ANEXO A 8.1

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

SISTEMA PSE HUANCABAMBA COD. 19 TENSIÓN 22.9 KV
 DPT. PIURA PROV. HUANCABAMBA FACT. POT. 0.900
 NÚMERO DE LOCALIDADES 27
 IND. DEM. POND. REAL 1.70 %
 IND. DEM. POND. ASUM. 1.70 % FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.910

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN		IND. DEMOGRAF. %		TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW-		ACCESIBILIDAD POR
		1998	FAMILIAS 1998	REAL	ASUM.		TÉRMICA	HIDRAUL.	
HUANCABAMBA	PUEBLO	8310	1660	2.00	2.00	TERM.+HIDRAU	350	650	CARR. AFIRMADA
PARIAMARCA	CASERÍO	440	110	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CAJAS ALUMBRE	CASERÍO	761	152	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SHAPAYA	CASERÍO	1320	260	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LADMACHE	CASERÍO	501	125	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ANGUIL	CASERÍO	548	110	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CUMBICUS	CASERÍO	410	120	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
COMEDEROS	CASERÍO	789	160	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
JIMACA	CASERÍO	74	12	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CABEZA	CASERÍO	320	84	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SONDOR	PUEBLO	995	202	2.00	2.00	HIDRÁULICO	0	50	CARR. AFIRMADA
CASHACOTO	CASERÍO	655	130	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUARICANCHI A	CASERÍO	125	24	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUARICANCHI B	CASERÍO	131	34	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHANTACO	CASERÍO	215	44	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TACARPO	CASERÍO	762	86	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SONDORILLO	PUEBLO	202	51	1.10	1.10	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHILCAYA	CASERÍO	122	28	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
INGANO GRANDE	CASERÍO	375	75	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ULPAMACHE	CASERÍO	104	23	1.90	1.90	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SICUR ST. ROSA	CASERÍO	400	80	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CASCAPAMPA	CASERÍO	596	98	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SALALA	PUEBLO	1264	253	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAN A.SIERRA	CASERÍO	550	101	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PULUN	CASERÍO	612	120	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SAPALACHE	CASERÍO	501	119	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
YUMBE	CASERÍO	475	95	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 8.1

CONSUMO DE ENERGÍA DEL SISTEMA EN KWH

NÚMERO DE LOCALIDADES 27	SISTEMA PSE HUANCABAMBA				COD. 19 PROV. HUANCABAMBA				TENSIÓN 22.9 KV FACT. POT. 0.900	
	DPT. PIURA		DPT. PIURA		DPT. PIURA		DPT. PIURA		DPT. PIURA	
A Ñ O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
POBLACIÓN	9491	22292	22669	23056	23450	23848	24259	24670	25091	25522
	25962	26406	26860	27325	27792	28274	28761	29256	29767	30283
NÚMERO DE FAMILIAS	1899	4514	4587	4664	4744	4825	4907	4991	5072	5163
	5249	5336	5426	5520	5616	5712	5808	5909	6010	6115
NÚMERO DE ABONADOS RESID.	1329	3133	3265	3391	3510	3628	3742	3850	3961	4072
	4177	4280	4387	4492	4602	4704	4816	4923	5029	5140
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	2208	2377	2405	2431	2456	2481	2507	2531	2555	2578
	2601	2625	2647	2670	2693	2715	2737	2759	2781	2803
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
.....										
CONSUMO SERVICIOS										
RESIDENCIAL	637920	1479939	1569342	1655580	1738177	1820768	1902582	1980420	2061893	2144253
	2222513	2300315	2381870	2462735	2549293	2628980	2717568	2803934	2889055	2979725
COMERCIAL	63792	147994	156935	165561	173820	182079	190261	198043	206192	214427
	222254	230031	238186	246276	254932	262899	271758	280395	288906	297976
USO GENERAL	63792	116923	123920	130758	137317	143864	150521	156753	163380	169930
	176380	182834	189386	196084	203101	209718	216961	224085	231213	238688
INDUST. MENOR	63792	147994	156935	165561	173820	182079	190261	198043	206192	214427
	222254	230031	238186	246276	254932	262899	271758	280395	288906	297976
CONSU. DE ALUMBRADO PÚBLICO	37980	90280	91740	93280	94880	96500	98140	99820	101440	103260
	104980	106720	108520	110400	112320	114240	116160	118180	120200	122300
CONSUMO DE CARGAS ESPECIALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
.....										
ENERGÍA VENDIDA	867276	1983130	2098872	2210740	2318014	2425290	2531765	2633079	2739097	2846297
	2948381	3049931	3156148	3261771	3374578	3478736	3594205	3706989	3818280	3936665
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	69382	158647	167907	176859	185438	194025	202542	210645	219129	227708
	235873	243994	252493	260939	269968	278300	287539	296559	305463	314931
.....										
TOTAL ENERGÍA DISTRIBUIDA	936658	2141777	2266779	2387599	2503452	2619315	2734307	2843724	2958226	3074005
	3184254	3293925	3408641	3522710	3644546	3757036	3881744	4003548	4123743	4251596
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	13121	31944	35100	38334	41629	45067	48638	52244	56084	60088
	64131	68309	72723	77277	82162	86985	92248	97600	103076	108920
.....										
TOTAL ENERGÍA REQUERIDA	949779	2173721	2301879	2425933	2545081	2664382	2782945	2895968	3014310	3134093
	3248385	3362234	3481364	3599987	3726708	3844021	3973992	4101148	4226819	4360516
.....										

ANEXO A 8.1

ÍNDICES DEL SISTEMA

SISTEMA PSE HUANCABAMBA COD. 19
 DPT. PIURA PROV. HUANCABAMBA
 NÚMERO DE LOCALIDADES 27 TENSIÓN 22.9 KV
 FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.910 FACT.POT. 0.900

A Ñ O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
FACTOR DE CARGA	0.235	0.254	0.256	0.259	0.261	0.264	0.266	0.269	0.271	0.273
	0.276	0.278	0.281	0.283	0.285	0.287	0.290	0.292	0.294	0.296
FACTOR DE SIMULTANEIDAD	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
ENTRE CONSUMIDORES RESID.	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320	0.320
KWH/ABON.RESID./AÑO	480.0	472.4	480.7	488.3	495.3	501.9	508.5	514.4	520.6	526.6
	532.1	537.5	543.0	548.3	554.0	558.9	564.3	569.6	574.5	579.8
VATIOS/ABON.RES. COINCIDENTE	217.5	198.9	200.0	201.0	201.8	202.5	203.0	203.5	203.9	204.5
	204.7	204.9	205.3	205.6	205.9	206.1	206.4	206.6	206.8	207.0
VATIOS/ABON.RES. NO COINCID.	679.9	621.5	625.2	628.2	630.7	632.7	634.5	635.8	637.4	639.0
	639.9	640.5	641.6	642.4	643.6	644.0	644.9	645.8	646.3	647.0

VALORES ACTUALIZADOS AL AÑO 1998

A LA TASA DE 12%	DE LA ENERGÍA VENDIDA	1797.E+04
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	1941.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	1977.E+04
A LA TASA DE 13%	DE LA ENERGÍA VENDIDA	1669.E+04
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	1802.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	1835.E+04
A LA TASA DE 14%	DE LA ENERGÍA VENDIDA	1553.E+04
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	1678.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	1709.E+04

ANEXO A 8.1

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 27		SISTEMA PSE HUANCABAMBA XXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. HUANCABAMBA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
HUANCABAMBA	HUANCABAMBA	835164 1330505	886964 1380952	937726 1431943	987312 1484578	1035642 1537759	1083608 1591487	1133247 1646860	1181437 1702806	1231255 1760430	1280610 1819800
PARIAMARCA	HUANCABAMBA	0 76231	52963 77426	56080 79814	59265 81031	62534 84697	64743 85938	66981 88421	69245 90950	70400 92226	73883 93506
CAJAS ALUMBRE	HUANCABAMBA	0 104123	73332 106470	78521 110037	81693 113646	84933 114868	88199 118535	91530 121016	94907 124754	98306 127282	101774 129806
SHAPAYA	HUANCABAMBA	0 204026	133898 212697	141571 220361	149361 228127	157293 237070	165336 244992	173496 254113	180741 262191	189106 271507	196525 280892
LAIMACHE	HUANCABAMBA	0 84280	61085 87826	64212 90213	66338 92646	69564 95082	72869 97563	75096 100045	77351 102571	80787 103844	83102 107672
ANGUIL	HUANCABAMBA	0 76231	52963 77426	56080 79814	59265 81031	62534 84697	64743 85938	66981 88421	69245 90950	70400 92226	73883 93506
CUMBICUS	HUANCABAMBA	0 70498	49572 72856	52681 74055	54799 76455	58024 78904	60219 80139	62447 82608	64722 83863	67006 86375	69319 88934
COMEDEROS	HUANCABAMBA	0 110606	77393 112971	81562 115377	85789 119002	89038 122665	93428 125145	96781 127623	100156 130137	103597 133922	107080 136484
JIMACA	HUANCABAMBA	0 3872	2689 4514	2689 4514	3255 4514	3277 4514	3872 4514	3872 5162	3872 5162	3872 5162	3872 5184
CABEZA	HUANCABAMBA	0 36447	25585 37872	26870 39310	28196 40045	30199 40783	31560 42247	32256 42994	33640 43744	34325 45233	35730 45992
SONDOR	SONDOR	101494 161716	108190 168270	114035 173808	119988 180518	126006 187273	131095 192977	138304 199879	143550 207996	149872 213864	155234 220967
CASHACOTO	SONDOR	0 88505	63137 90858	66250 94441	69420 95653	72669 99304	75947 100539	78171 104256	81563 105515	83847 108045	86174 111863
HUARICANCHI A	SONDOR	0 9151	5805 9151	5805 9742	6343 10340	6870 10340	7426 10946	7993 11558	7993 11558	8568 12177	8568 12803
HUARICANCHI B	SONDOR	0 11733	7619 11733	8168 12371	8168 12371	9317 12371	9317 13017	9897 13649	10507 13649	10507 14310	11106 14310
CHANTACO	SONDOR	0 20218	14094 20942	14738 21652	16067 22388	16067 22388	17426 23130	17426 23857	18807 24611	18807 24611	20218 25370
TACARPO	SONDOR	0 87948	57715 92099	61390 95265	65150 98459	68005 102743	71873 107099	74807 110398	78777 113725	81810 117080	85881 121594
SONDORILLO	SONDORILLO	0 24292	16189 24292	17483 25011	18130 25713	19461 26443	20121 27175	20813 27893	21505 28635	22184 29382	22888 29382
CHILCAYA	SONDORILLO	0 10611	6701 11201	7238 11776	7238 11798	7786 12403	8340 12989	8881 13605	9450 13626	9450 14250	10026 14876

ANEXO A 8.1

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
INGANO GRANDE	SONDORILLO	0	24019	25305	26633	27975	29333	30008	31390	32786	33502
		34920	35648	36354	37087	38542	39284	40030	41511	42267	43027
ULPAMACHE	SONDORILLO	0	5378	5895	6444	6444	7004	7004	7573	8128	8716
		8716	9310	9310	9912	10524	10524	11141	11141	11767	12398
SICUR ST. ROSA	SONDORILLO	0	26093	27945	29823	31078	32994	34929	36247	38217	39555
		40881	42238	44264	46330	47719	49113	50516	52611	54053	56175
CASCAPAMPA	SONDORILLO	0	48211	51880	54692	57543	59481	63390	65379	68376	71409
		74499	76580	79730	82893	86114	89366	91551	94859	99294	102677
SALALA	C. FRONTERA	0	129682	137347	146126	153069	161119	169286	175494	183857	191277
		199863	207455	214050	222901	230753	238653	247781	255861	265185	273420
SAN A. SIERRA	C. FRONTERA	0	48881	52005	54135	56297	58490	60715	62969	65257	67594
		69940	71134	73524	74742	77178	78416	80915	83421	84696	85977
PULUN	C. FRONTERA	0	57715	61873	65052	67209	69394	72730	74978	77251	80718
		81895	84241	87820	89031	91452	93917	96384	98897	100160	102686
SAPALACHE	C. FRONTERA	0	59054	61820	66501	69358	73229	76186	79156	83173	86237
		90350	93484	96649	100893	104126	107388	111778	116196	119557	124080
YUMBE	C. FRONTERA	0	46850	49610	52416	55260	58149	61080	63070	67082	69124
		72197	74279	77436	80606	83834	86005	89290	92608	94838	98215
ENERGÍA REQUERIDA		949779	2173721	2301879	2425933	2545081	2664382	2782945	2895968	3014310	3134093
POR EL SISTEMA		3248385	3362234	3481364	3599987	3726708	3844021	3973992	4101148	4226819	4360516

ANEXO A 8.1

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -K W- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 27		SISTEMA PSE HUANCABAMBA OOOOOOOOA				COD. 19 PROV. HUANCABAMBA					
		DPT. PIURA									
LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
HUANCABAMBA	HUANCABAMBA	401.2	423.3	444.5	465.1	484.6	503.6	523.2	541.7	561.0	579.6
		598.1	616.6	635.4	654.4	673.4	692.3	711.7	731.4	751.2	771.5
PARIAMARCA	HUANCABAMBA	0.0	25.4	26.7	28.1	29.4	30.3	31.1	32.0	32.3	33.6
		34.5	34.8	35.6	35.9	37.3	37.6	38.4	39.3	39.6	39.9
CAJAS ALUMBRE	HUANCABAMBA	0.0	35.2	37.5	38.7	40.0	41.2	42.5	43.8	45.1	46.4
		47.1	47.8	49.1	50.4	50.6	51.9	52.6	53.9	54.6	55.4
SHAPAYA	HUANCABAMBA	0.0	64.3	63.4	62.6	61.9	61.4	61.0	60.2	59.9	59.4
		58.9	58.8	58.4	58.0	58.0	57.7	57.8	57.6	57.6	57.7
LAUMACHE	HUANCABAMBA	0.0	29.3	30.6	31.4	32.7	34.1	34.9	35.7	37.0	37.8
		38.1	39.5	40.3	41.1	41.9	42.7	43.5	44.3	44.6	45.9
ANGUIL	HUANCABAMBA	0.0	25.4	26.7	28.1	29.4	30.3	31.1	32.0	32.3	33.6
		34.5	34.8	35.6	35.9	37.3	37.6	38.4	39.3	39.6	39.9
CUMBICUS	HUANCABAMBA	0.0	23.8	25.1	26.0	27.3	28.2	29.0	29.9	30.7	31.6
		31.9	32.7	33.0	33.9	34.8	35.1	35.9	36.2	37.1	37.9
COMEDEROS	HUANCABAMBA	0.0	37.1	38.9	40.6	41.9	43.7	45.0	46.2	47.5	48.8
		50.0	50.8	51.5	52.8	54.0	54.8	55.5	56.2	57.5	58.2
JIMACA	HUANCABAMBA	0.0	1.8	1.8	2.2	2.2	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
		2.6	2.6	2.6	2.7	2.7	2.8	2.8	2.9	2.9	3.0
CABEZA	HUANCABAMBA	0.0	15.8	16.3	16.9	17.9	18.4	18.5	19.1	19.2	19.7
		19.9	20.4	20.9	21.0	21.1	21.6	21.7	21.8	22.2	22.3
SONDOR	SONDOR	48.8	51.6	54.1	56.5	59.0	60.9	63.9	65.8	68.3	70.3
		72.7	75.1	77.1	79.6	82.0	83.9	86.4	89.3	91.3	93.7
CASHACOTO	SONDOR	0.0	30.3	31.6	32.9	34.2	35.5	36.3	37.6	38.4	39.2
		40.0	40.8	42.2	42.4	43.8	44.0	45.3	45.6	46.4	47.7
HUARICANCHI A	SONDOR	0.0	4.0	4.1	4.2	4.5	4.8	5.1	5.2	5.3	5.3
		5.3	5.4	5.7	6.0	6.1	6.2	6.4	6.5	6.6	6.8
HUARICANCHI B	SONDOR	0.0	5.2	5.5	5.5	6.1	6.2	6.3	6.6	6.7	6.8
		7.1	7.2	7.2	7.2	7.3	7.3	7.6	7.7	7.7	7.8
CHANTACO	SONDOR	0.0	8.7	9.0	9.6	9.7	10.2	10.4	10.5	10.6	11.2
		11.2	11.3	11.5	11.7	11.7	11.8	12.0	12.0	12.3	12.3
TACARPO	SONDOR	0.0	27.7	29.3	30.9	32.0	33.6	34.7	36.3	37.5	39.1
		39.8	41.4	42.5	43.7	45.3	46.9	48.0	49.1	50.3	51.9
SONDORILLO	SONDORILLO	0.0	10.0	10.6	10.9	11.5	11.7	12.0	12.2	12.4	12.6
		13.2	13.2	13.3	13.5	13.7	13.9	14.1	14.3	14.5	14.5
CHILCAYA	SONDORILLO	0.0	4.6	4.7	4.8	5.1	5.4	5.7	5.9	5.9	6.1
		6.4	6.6	6.9	6.9	7.1	7.3	7.5	7.6	7.7	7.9

ANEXO A 8.1

LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
INGANO GRANDE	SONDORILLO	0.0	14.8	15.4	16.0	16.5	17.1	17.3	17.8	18.4	18.5
		19.0	19.2	19.3	19.4	19.9	20.1	20.2	20.7	20.8	20.9
ULPAMACHE	SONDORILLO	0.0	3.7	4.0	4.3	4.4	4.5	4.5	4.8	5.0	5.3
		5.3	5.5	5.5	5.7	6.0	6.1	6.2	6.2	6.3	6.6
SICUR ST. ROSA	SONDORILLO	0.0	16.1	17.0	17.9	18.4	19.2	20.1	20.6	21.4	21.8
		22.3	22.7	23.5	24.3	24.7	25.1	25.5	26.2	26.6	27.3
CASCAPAMPA	SONDORILLO	0.0	23.1	24.7	25.9	27.1	27.8	29.4	30.2	31.3	32.5
		33.7	34.4	35.6	36.8	37.9	39.1	39.8	41.0	42.6	43.8
SALALA	C. FRONTERA	0.0	62.3	65.5	69.3	72.1	75.4	78.7	81.0	84.3	87.2
		90.5	93.3	95.6	98.9	101.7	104.5	107.8	110.6	113.9	116.7
SAN A. SIERRA	C. FRONTERA	0.0	23.5	24.8	25.6	26.5	27.4	28.2	29.1	29.9	30.8
		31.6	32.0	32.8	33.1	34.0	34.3	35.2	36.0	36.4	36.7
PULON	C. FRONTERA	0.0	27.7	29.5	30.8	31.6	32.5	33.8	34.6	35.4	36.8
		37.0	37.8	39.2	39.5	40.3	41.1	41.9	42.7	43.0	43.8
SAPALACHE	C. FRONTERA	0.0	28.3	29.5	31.5	32.7	34.2	35.4	36.5	38.1	39.3
		40.9	42.0	43.1	44.7	45.9	47.0	48.6	50.2	51.3	52.9
YUMBE	C. FRONTERA	0.0	22.5	23.7	24.8	26.0	27.2	28.4	29.1	30.7	31.5
		32.7	33.4	34.6	35.7	36.9	37.6	38.8	40.0	40.7	41.9
MÁXIMA DEMANDA REQUERIDA POR EL SISTEMA		461.8	978.7	1025.5	1070.1	1111.9	1153.1	1192.9	1230.1	1269.0	1308.1
		1344.2	1379.3	1416.8	1453.2	1492.1	1526.8	1566.1	1604.0	1640.7	1679.7

ANEXO A 9.1
MERCADO ELÉCTRICO - PSE HUARMACA

N°	Provincia / Distrito / Localidad	Etapa	Calificación	Censo de Poblac. y Vivienda				Información de Campo (98)		Tasa Intercen. 93-81	Tasa a ser Utilizada	Tipo de Localidad
				1981		1993		Poblac.	Viv.			
				Poblac.	Viv.	Poblac.	Viv.					
A.-Provincia de Huancabamba												
1.-Distrito de Huarmaca												
1	Huarmaca		Villa	878	179	1184	353	1596	475	2.52	2.00	A
2	La Rinconada		Caserio	100	17	358	73	1200	245	11.21	2.00	A
3	Malulo		Caserio	174	23	323	73	599	135	3.07	2.00	A
4	Laguna de Paitamo		Caserio	165	26	250	37	378	56	6.21	2.00	B
5	La Loma		Caserio	285	63	340	71	405	84	-5.92	1.00	A
6	Piedra Blanca		Caserio	71	12	137	29	264	56	10.84	2.00	B
7	Lanchepuquio		Anexo	293	52	244	51	255	50	-5.02	1.00	B
8	Talla		Caserio	131	25	158	38	190	46	8.69	2.00	C
9	Chonta		Caserio	295	46	356	74	429	89	3.47	2.00	A
10	Naranja de Hinton		Caserio	263	46	444	78	749	132	4.46	2.00	A
11	La Playa		Caserio	60	12	459	85	456	86	18.48	2.00	A
12	Tolingas		Anexo	671	126	444	93	429	90	-3.38	1.00	A
13	Corral Pampa		Anexo	124	23	164	28	217	37	2.36	2.00	B
14	Rosas		Caserio	150	29	267	52	475	92	4.92	2.00	A
15	Coypa		Anexo	260	47	355	73	484	100	2.63	2.00	A
16	Succharan		Caserio	112	26	436	91	500	96	11.99	2.00	A
17	Talluran		Caserio	190	36	426	109	621	115	6.96	2.00	A
18	Succha		Caserio	90	23	758	142	768	145	19.43	2.00	A
19	Santa Rosa		Caserio	244	46	457	79	510	85	5.37	2.00	A
20	Succha Pampa		Caserio	290	54	162	41	158	40	-4.74	1.00	C
21	Santa Teresa		Caserio	353	68	430	40	523	87	1.66	1.66	A
22	Tayuran		Anexo	105	16	335	81	510	85	10.15	2.00	A
23	Loma Grande		Caserio	18	4	198	38	208	40	22.12	2.00	B
24	Trigal		Anexo	162	33	327	61	390	65	6.03	2.00	B
25	Hualangayuc		Caserio	109	19	202	36	213	38	5.28	2.00	B
Total :				5,593	1,051	9,214	1,926	12,527	2,569	149	46	

ANEXO A 9.2

I N F O R M A C I Ó N B Á S I C A D E L S I S T E M A

SISTEMA PSE HUARMACA COD. 19
 DPT. PIURA PROV. HUANCABAMBA
 TENSIÓN 22.9 KV
 NÚMERO DE LOCALIDADES 25
 IND. DEM. POND. REAL 1.89 %
 IND. DEM. POND. ASUM. 1.89 % FACTOR SIMULT. ENTRE LOCALID. 0.917
 FACT. POT. 0.900

LOCALIDAD	CATEGORÍA	POBLACIÓN 1998	FAMILIAS 1998	IND. DEMOGRAF. % REAL	ASUM.	TIPO DE SERVICIO	POTENCIA INSTALADA-KW- TÉRMICA	HIDRAUL.	ACCESIBILIDAD POR
HUARMACA	VILLA	1596	475	2.00	2.00	TERMICO	350	0	CARR. AFIRMADA
LA RINCONADA	CASERÍO	1200	245	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
MALULO	CASERÍO	599	135	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LAGUNA PALTAM	CASERÍO	378	56	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA LOMA	VILLA	405	84	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
PIEDRA BLANCA	CASERÍO	264	56	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LANCHEPUQUIO	ANEXO	255	50	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TALLA	CASERÍO	190	46	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CHONTA	CASERÍO	429	89	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
NARANJ HINTON	CASERÍO	749	132	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LA PLAYA	CASERÍO	456	86	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TOLINGAS	ANEXO	429	90	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
CORRAL PAMPA	ANEXO	217	37	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
ROSAS	CASERÍO	475	92	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
COYPA	ANEXO	484	100	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SUCCHARAN	CASERÍO	500	96	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TALLURAN	CASERÍO	621	115	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SUCCHA	CASERÍO	768	145	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA ROSA	CASERÍO	510	85	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SUCCHAPAMPA	CASERÍO	158	40	1.00	1.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
SANTA TERESA	CASERÍO	523	87	1.70	1.70	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TAYURAN	ANEXO	510	85	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
LOMA GRANDE	CASERÍO	208	40	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
TRIGAL	ANEXO	390	65	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA
HUALANGAYUC	CASERÍO	213	38	2.00	2.00	SIN SERVICIO	0	0	CARR. AFIRMADA

ANEXO A 9.2

CONSUMO DE ENERGÍA DEL SISTEMA EN KWH

NÚMERO DE LOCALIDADES 25	SISTEMA PSE HUARMACA				COD. 19			TENSIÓN 22.9 KV			
	DPT. PIURA				PROV. HUANCABAMBA			FACT. POT. 0.900			
A Ñ O S	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
POBLACIÓN	1628	13005	13250	13498	13758	14018	14279	14554	14828	15109	
	15396	15685	15988	16288	16598	16914	17235	17565	17900	18241	
NÚMERO DE FAMILIAS	407	2590	2638	2688	2741	2792	2846	2898	2953	3008	
	3066	3124	3183	3241	3304	3367	3429	3496	3562	3629	
NÚMERO DE ABONADOS RESID.	285	1768	1847	1923	2001	2074	2140	2213	2278	2351	
	2418	2485	2550	2616	2685	2755	2820	2895	2962	3031	
HORAS DE UTIL. DE SERVICIOS	2200	2318	2338	2356	2374	2395	2414	2433	2452	2471	
	2490	2510	2529	2548	2567	2586	2606	2625	2643	2663	
HORAS UTILIZ. CARGAS ESPEC.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
.....											
CONSÚMO SERVICIOS											
RESIDENCIAL	136800	818699	869583	918568	969767	1019280	1063396	1113383	1158849	1210129	
	1256975	1305932	1353033	1401494	1452526	1504457	1554129	1611144	1663311	1716377	
COMERCIAL	13680	81870	86959	91857	96977	101930	106342	111341	115884	121013	
	125698	130596	135305	140149	145253	150450	155413	161115	166333	171637	
USO GENERAL	13680	52485	55744	58850	62079	65226	68082	71236	74249	77485	
	80509	83601	86657	89779	93082	96392	99637	103263	106651	110087	
INDUST. MENOR	13680	81870	86959	91857	96977	101930	106342	111341	115884	121013	
	125698	130596	135305	140149	145253	150450	155413	161115	166333	171637	
CONSU. DE ALUMBRADO PÚBLICO	8140	51800	52760	53760	54820	55840	56920	57960	59060	60160	
	61320	62480	63660	64820	66080	67340	68580	69920	71240	72580	
CONSÚMO DE CARGAS ESPECIALES	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
.....											
ENERGÍA VENDIDA	185980	1086724	1152005	1214892	1280620	1344206	1401082	1465261	1523926	1589800	
	1650200	1713205	1773960	1836391	1902194	1969089	2033172	2106557	2173868	2242318	
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN	14878	86940	92163	97189	102448	107536	112087	117221	121914	127183	
	132017	137055	141915	146910	152177	157529	162656	168525	173911	179386	
.....											
TOTAL ENERGÍA DISTRIBUIDA	200858	1173664	1244168	1312081	1383068	1451742	1513169	1582482	1645840	1716983	
	1782217	1850260	1915875	1983301	2054371	2126618	2195828	2275082	2347779	2421704	
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN	2810	17345	19064	20821	22705	24641	26526	28628	30705	33004	
	35273	37686	40128	42689	45418	48262	51134	54326	57459	60721	
.....											
TOTAL ENERGÍA REQUERIDA	203668	1191009	1263232	1332902	1405773	1476383	1539695	1611110	1676545	1749987	
	1817490	1887946	1956003	2025990	2099789	2174880	2246962	2329408	2405238	2482425	
.....											

ANEXO A 9.2

M Á X I M A D E M A N D A D E L S I S T E M A E N K W

		SISTEMA PSE HUARMACA				COD. 19		DPT. PIURA		PROV. HUANCABAMBA		TENSIÓN 22.9 KV	
		NÚMERO DE LOCALIDADES 25				FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.917						FACT. POT. 0.900	
A Ñ O S		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
CARGAS ESPEC. COINCIDENTE		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DEMANDA SERVICIOS													
RESIDENCIAL		62.2	353.3	372.1	390.0	408.6	425.8	440.8	457.8	472.7	489.9		
		505.0	520.5	535.2	550.3	566.0	582.0	596.6	614.0	629.4	644.8		
COMERCIAL		6.2	35.3	37.2	39.0	40.9	42.6	44.1	45.8	47.3	49.0		
		50.5	52.1	53.5	55.0	56.6	58.2	59.7	61.4	62.9	64.5		
USO GENERAL		6.2	22.5	23.7	24.8	26.0	27.0	28.0	29.1	30.1	31.2		
		32.1	33.1	34.1	35.0	36.1	37.1	38.1	39.2	40.2	41.2		
INDUST. MENOR		6.2	35.3	37.2	39.0	40.9	42.6	44.1	45.8	47.3	49.0		
		50.5	52.1	53.5	55.0	56.6	58.2	59.7	61.4	62.9	64.5		
MÁXIMA DEMANDA DE SERVICIOS		80.8	446.4	470.2	492.8	516.2	538.0	556.9	578.5	597.4	619.1		
		638.2	657.7	676.4	695.4	715.3	735.4	754.0	776.0	795.4	814.9		
MAX.DEM.DE ALUMBRADO PÚBLICO		1.9	11.8	12.0	12.3	12.5	12.7	13.0	13.2	13.5	13.7		
		14.0	14.3	14.5	14.8	15.1	15.4	15.7	16.0	16.3	16.6		
CARG.ESPEC.COINCID.-SERVICIO		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
MÁXIMA DEMANDA NETA		82.7	458.2	482.2	505.0	528.8	550.7	569.9	591.7	610.9	632.8		
		652.2	672.0	690.9	710.2	730.4	750.8	769.6	792.0	811.7	831.5		
PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN		13.8	74.9	78.6	82.1	85.7	89.0	91.8	95.1	97.9	101.1		
		103.9	106.7	109.4	112.1	115.0	117.9	120.5	123.6	126.3	129.0		
MÁXIMA DEMANDA DISTRIBUIDA		96.5	533.1	560.8	587.1	614.5	639.8	661.8	686.8	708.7	733.9		
		756.1	778.7	800.3	822.3	845.4	868.7	890.1	915.6	938.0	960.5		
PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN		2.9	16.6	18.0	19.5	21.0	22.6	24.0	25.7	27.2	29.0		
		30.6	32.4	34.1	35.9	37.8	39.8	41.7	43.9	45.9	48.0		
TOTAL POTENCIA REQUERIDA		99.4	549.7	578.8	606.6	635.5	662.3	685.8	712.5	735.9	762.9		
		786.7	811.1	834.4	858.3	883.2	908.5	931.8	959.4	983.9	1008.5		

ANEXO A 9.2

ÍNDICES DEL SISTEMA

SISTEMA PSE HUARMACA COD. 19
 DPT. PIURA PROV. HUANCABAMBA
 NÚMERO DE LOCALIDADES 25 TENSIÓN 22.9 KV
 FACT.SIMULT.ENTRE LOCALID. 0.917 FACT.POT. 0.900

AÑOS	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
FACTOR DE CARGA	0.234 0.264	0.247 0.266	0.249 0.268	0.251 0.269	0.253 0.271	0.254 0.273	0.256 0.275	0.258 0.277	0.260 0.279	0.262 0.281
FACTOR DE SIMULTANEIDAD ENTRE CONSUMIDORES RESID.	0.384 0.320	0.320 0.320	0.320 0.320	0.320 0.320	0.320 0.320	0.320 0.320	0.320 0.320	0.320 0.320	0.320 0.320	0.320 0.320
KWH/ABON.RESID./AÑO	480.0 519.9	463.1 525.6	470.9 530.7	477.7 535.8	484.7 541.0	491.5 546.1	497.0 551.2	503.2 556.6	508.8 561.6	514.8 566.3
VATIOS/ABON.RES. COINCIDENTE	218.2 208.9	199.9 209.5	201.5 209.9	202.8 210.4	204.2 210.9	205.4 211.3	206.0 211.6	206.9 212.1	207.6 212.5	208.4 212.8
VATIOS/ABON.RES. NO COINCID.	568.7 652.9	624.7 654.8	629.8 656.1	633.9 657.6	638.3 659.0	641.8 660.3	643.8 661.3	646.7 663.0	648.7 664.2	651.4 665.0

VALORES ACTUALIZADOS AL AÑO 1998

A LA TASA DE 12¢	DE LA ENERGÍA VENDIDA	9739.E+03
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	1052.E+04
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	1071.E+04
A LA TASA DE 13¢	DE LA ENERGÍA VENDIDA	9020.E+03
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	9742.E+03
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	9921.E+03
A LA TASA DE 14¢	DE LA ENERGÍA VENDIDA	8377.E+03
	DE LA ENERGÍA DISTRIBUIDA	9048.E+03
	DE LA ENERGÍA REQUERIDA	9213.E+03

ANEXO A 9.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE ENERGÍA -KWH- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 25		SISTEMA PSE HUARMACA XXXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. HUANCABAMBA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
HUARMACA	HUARMACA	200858	213329	225043	236952	249035	260255	271635	283149	295866	307657
		319602	331670	343863	356180	369755	382341	396184	409014	423120	437378
LA RINCONADA	HUARMACA	0	125466	134080	140914	147844	155882	163009	170246	178604	186029
		193533	200051	207712	215447	223286	231179	239170	248374	256525	264749
MALULO	HUARMACA	0	66528	71137	74897	78714	82583	86505	90476	94497	98589
		102707	105843	111105	114309	118622	122955	127353	131795	136277	140802
LAGUNA PALTAN	HUARMACA	0	18792	20647	21897	22537	23805	25110	26406	27069	29055
		29730	31087	31770	33817	34511	35908	36609	38021	38728	40155
LA LOMA	HUARMACA	0	40738	42808	44893	47040	48136	50337	52572	53715	56004
		57173	59512	60708	63102	64322	64322	66765	68010	69264	70524
PIEDRA BLANCA	HUARMACA	0	18263	19490	20754	22010	23283	23932	25244	26549	27217
		29216	29895	30578	31951	33315	34709	35410	36823	38244	38957
LANCHEPUQUIO	HUARMACA	0	16168	16836	17487	18833	19505	20204	20887	21599	22293
		23016	23723	24454	24454	25916	26664	26664	27419	27419	28920
TALLA	HUARMACA	0	12701	13914	14540	15785	16422	17066	18347	19004	19665
		20329	20997	22345	23026	23709	24394	25086	26477	27176	27878
CHONTA	HUARMACA	0	44129	45957	48747	51583	54467	56424	59378	61384	64407
		67492	69571	72699	74820	78032	80195	83469	86757	90102	92354
NARANJ HINTON	HUARMACA	0	65167	68865	73553	77377	81256	85188	89171	92211	96284
		100405	103544	107773	112025	116344	119614	124013	129551	132921	137449
LA PLAYA	HUARMACA	0	42098	44856	47661	50514	53410	55382	58353	60373	62412
		65483	67568	69670	72833	76057	78230	80417	83729	85958	89330
TOLINGAS	HUARMACA	0	43459	46562	48684	50839	53027	54125	55253	57508	59797
		60965	63304	64494	65696	68098	70554	71793	74273	75535	76805
CORRAL PAMPA	HUARMACA	0	11999	12622	13861	14501	15145	16427	16427	17086	18397
		19071	19749	20430	21116	21805	22500	23880	24584	25294	26009
ROSAS	HUARMACA	0	45490	48257	51067	53923	56822	58792	61762	64773	66816
		68879	73032	75143	77271	80496	83736	87031	89248	92604	95991
COYPA	HUARMACA	0	49550	52321	55134	57991	61866	63842	66815	69849	72899
		74967	79128	81245	84446	87684	90933	94234	97573	100942	104342
SUCCHARAN	HUARMACA	0	47520	50289	53101	55956	58854	61792	63788	66814	69857
		71923	76078	78194	81394	83548	87882	90081	93410	96771	100166
TALLURAN	HUARMACA	0	57024	60701	63513	67325	71198	73169	77134	80137	83197
		87303	90435	93598	97840	101073	104336	107625	112033	116515	119905

ANEXO A 9.2

REQUERIMIENTOS ANUALES DE POTENCIA -KW- DE LAS LOCALIDADES DEL SISTEMA

NÚMERO DE LOCALIDADES 25		SISTEMA PSE HUARMACA XXXXXXXXXX DPT. PIURA				COD. 19 PROV. HUANCABAMBA					
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
HUARMACA	HUARMACA	96.5	101.8	106.7	111.6	116.5	121.0	125.4	129.8	134.8	139.2
		143.7	148.1	152.6	157.0	161.9	166.3	171.2	175.7	180.6	185.4
LA RINCONADA	HUARMACA	0.0	60.3	64.0	66.8	69.6	72.9	75.8	78.6	81.9	84.8
		87.6	89.9	92.7	95.6	98.4	101.2	104.0	107.3	110.2	113.0
MALULO	HUARMACA	0.0	31.9	33.9	35.5	37.1	38.6	40.2	41.7	43.3	44.9
		46.5	47.5	49.6	50.7	52.3	53.8	55.4	56.9	58.5	60.1
LAGUNA PALTAN	HUARMACA	0.0	11.6	12.6	13.1	13.3	13.9	14.4	15.0	15.1	16.0
		16.2	16.7	16.9	17.7	17.8	18.3	18.5	18.9	19.0	19.5
LA LOMA	HUARMACA	0.0	19.5	20.4	21.3	22.1	22.5	23.4	24.3	24.6	25.5
		25.9	26.7	27.1	28.0	28.3	28.4	29.0	29.4	29.7	30.1
PIEDRA BLANCA	HUARMACA	0.0	11.3	11.9	12.4	13.0	13.6	13.8	14.3	14.9	15.0
		15.9	16.1	16.2	16.7	17.2	17.7	17.9	18.3	18.8	18.9
LANCHEPUQUIO	HUARMACA	0.0	10.0	10.2	10.5	11.1	11.4	11.6	11.9	12.1	12.3
		12.5	12.8	12.8	12.9	13.4	13.6	13.7	13.7	13.8	14.0
TALLA	HUARMACA	0.0	8.8	9.5	9.8	10.5	10.7	11.0	11.6	11.9	12.1
		12.3	12.5	13.2	13.4	13.6	13.8	14.0	14.5	14.7	14.9
CHONTA	HUARMACA	0.0	21.2	21.9	23.1	24.3	25.5	26.2	27.4	28.1	29.3
		30.5	31.3	32.4	33.2	34.4	35.1	36.3	37.5	38.7	39.4
NARANJ HINTON	HUARMACA	0.0	31.3	32.8	34.8	36.4	38.0	39.6	41.1	42.3	43.8
		45.4	46.5	48.1	49.7	51.3	52.3	53.9	56.0	57.1	58.6
LA PLAYA	HUARMACA	0.0	20.2	21.4	22.6	23.8	25.0	25.7	26.9	27.7	28.4
		29.6	30.4	31.1	32.3	33.5	34.2	35.0	36.2	36.9	38.1
TOLINGAS	HUARMACA	0.0	20.9	22.2	23.1	23.9	24.8	25.1	25.5	26.4	27.2
		27.6	28.4	28.8	29.1	30.0	30.9	31.2	32.1	32.4	32.8
CORRAL PAMPA	HUARMACA	0.0	7.4	7.7	8.3	8.6	8.8	9.5	9.5	9.6	10.2
		10.4	10.6	10.8	11.1	11.3	11.5	12.0	12.2	12.4	12.6
ROSAS	HUARMACA	0.0	21.8	23.0	24.2	25.4	26.6	27.3	28.5	29.7	30.4
		31.1	32.8	33.5	34.3	35.5	36.6	37.8	38.5	39.8	40.9
COYPA	HUARMACA	0.0	23.8	24.9	26.1	27.3	28.9	29.6	30.8	32.0	33.2
		33.9	35.6	36.3	37.4	38.6	39.8	41.0	42.1	43.3	44.5
SUCCHARAN	HUARMACA	0.0	22.8	24.0	25.2	26.3	27.5	28.7	29.4	30.6	31.8
		32.5	34.2	34.9	36.1	36.8	38.5	39.2	40.3	41.5	42.7
TALLURAN	HUARMACA	0.0	27.4	28.9	30.1	31.7	33.3	34.0	35.6	36.7	37.9
		39.5	40.6	41.8	43.4	44.5	45.7	46.8	48.4	50.0	51.1

ANEXO A 9.2

LOCALIDAD	DISTRITO	1999 2009	2000 2010	2001 2011	2002 2012	2003 2013	2004 2014	2005 2015	2006 2016	2007 2017	2008 2018
SUCCHA	HUARMACA	0 109143	71950 114354	75651 118592	80338 122848	84156 127169	88983 131532	92934 135936	96912 141477	100936 145968	106035 150501
SANTA ROSA	HUARMACA	0 64690	42077 66792	44859 69957	46755 72106	49621 74272	52534 77556	54518 79766	57508 83092	59541 86481	62608 88760
SUCCHAPAMPA	HUARMACA	0 14150	9391 14150	9391 14793	10530 14793	11101 15421	11101 16078	11704 16078	12294 16741	12911 16741	13516 17412
SANTA TERESA	HUARMACA	0 63850	42768 67057	45617 68146	47541 70335	50480 72547	52463 75880	54491 78142	57552 80424	58592 82725	61721 85044
TAYURAN	HUARMACA	0 64690	42077 66792	44859 69957	46755 72106	49621 74272	52534 77556	54518 79766	57508 83092	59541 86481	62608 88760
LOMA GRANDE	HUARMACA	0 20752	13057 21429	13656 22111	14895 22796	15531 23484	16174 24851	17451 25551	18106 26255	18766 26959	20078 27670
TRIGAL	HUARMACA	0 33585	21395 34262	22620 35621	23857 36989	25747 38345	26390 39733	28318 41130	29608 42535	30929 43951	31595 45372
HUALANGAYUC	HUARMACA	0 19563	12528 20237	13130 20917	13755 21601	15004 22288	15647 22980	16296 23675	17586 24375	17586 25078	18247 26471
ENERGÍA REQUERIDA POR EL SISTEMA		203668 1817490	1191009 1887946	1263232 1956003	1332902 2025990	1405773 2099789	1476383 2174880	1539695 2246962	1611110 2329408	1676545 2405238	1749987 2482425

ANEXO A 9.2

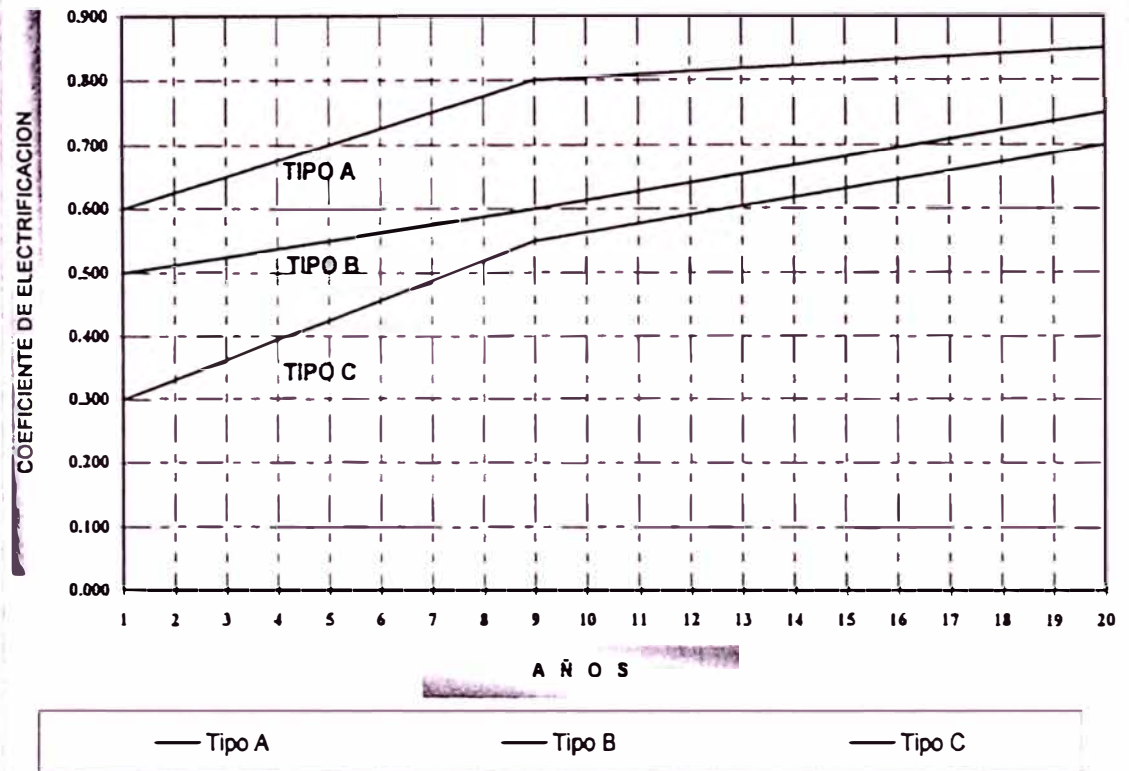
LOCALIDAD	DISTRITO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
SUCCHA	HUARMACA	0.0	34.5	36.1	38.1	39.6	41.6	43.2	44.7	46.2	48.3
		49.4	51.4	52.9	54.5	56.0	57.6	59.1	61.1	62.7	64.2
SANTA ROSA	HUARMACA	0.0	20.2	21.4	22.1	23.4	24.6	25.3	26.5	27.3	28.5
		29.3	30.0	31.2	32.0	32.7	33.9	34.7	35.9	37.1	37.9
SUCCHAPAMPA	HUARMACA	0.0	6.3	6.4	7.0	7.3	7.4	7.5	7.7	8.0	8.3
		8.5	8.6	8.7	8.7	8.8	9.0	9.1	9.1	9.2	9.3
SANTA TERESA	HUARMACA	0.0	20.5	21.8	22.5	23.8	24.5	25.3	26.6	26.8	28.1
		28.9	30.1	30.4	31.2	32.0	33.2	34.0	34.7	35.5	36.3
TAYURAN	HUARMACA	0.0	20.2	21.4	22.1	23.4	24.6	25.3	26.5	27.3	28.5
		29.3	30.0	31.2	32.0	32.7	33.9	34.7	35.9	37.1	37.9
LOMA GRANDE	HUARMACA	0.0	8.0	8.3	8.9	9.2	9.4	10.0	10.3	10.5	11.1
		11.3	11.5	11.7	11.9	12.1	12.7	12.9	13.1	13.3	13.4
TRIGAL	HUARMACA	0.0	13.2	13.8	14.3	15.2	15.4	16.3	16.8	17.3	17.4
		18.3	18.4	18.9	19.4	19.8	20.3	20.7	21.2	21.6	22.0
HUALANGAYUC	HUARMACA	0.0	7.7	8.0	8.2	8.9	9.1	9.4	10.0	10.1	10.1
		10.7	10.9	11.1	11.3	11.5	11.7	11.9	12.1	12.3	12.9
MÁXIMA DEMANDA REQUERIDA		99.4	549.7	578.8	606.6	635.5	662.3	685.8	712.5	735.9	762.9
POR EL SISTEMA		786.7	811.1	834.4	858.3	883.2	908.5	931.8	959.4	983.9	1008.5

ANEXO A 10.1

PROYECCIÓN DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN

AÑOS	TIPO DE LOCALIDAD		
	▲ Tipo A	◆ Tipo B	● Tipo C
1	0.60	0.50	0.30
2	0.63	0.51	0.33
3	0.65	0.53	0.36
4	0.68	0.54	0.39
5	0.70	0.55	0.43
6	0.73	0.56	0.46
7	0.75	0.58	0.49
8	0.78	0.59	0.52
9	0.80	0.60	0.55
10	0.80	0.61	0.56
11	0.81	0.63	0.58
12	0.81	0.64	0.59
13	0.82	0.65	0.60
14	0.82	0.67	0.62
15	0.83	0.68	0.63
16	0.83	0.70	0.65
17	0.84	0.71	0.66
18	0.84	0.72	0.67
19	0.85	0.74	0.69
20	0.85	0.75	0.70

PRONÓSTICO DEL COEFICIENTE DE ELECTRIFICACIÓN



ANEXO A 10.2

DETERMINACIÓN DEL CONSUMO UNITARIO DEL SECTOR DOMÉSTICO

1. POR CONSUMO DE ENERGÍA DE LOCALIDADES SIMILARES QUE CUENTAN CON SERVICIO ELÉCTRICO

De localidades tipo de los Pequeños Sistemas Eléctricos en el Departamento de Piura, existen localidades que cuentan con servicio de energía eléctrica a base de un grupo electrógeno, operando un promedio de 6 horas diarias, obteniéndose para el caso promedio el siguiente consumo :

- Número de Usuarios : 450
- Horas de servicio (6-10 p.m.) : 4
- Consumo de Energía promedio (kWh/mes) : 40.00

2. POR ELABORACIÓN DE MENÚS ENERGÉTICOS POR TIPOS DE LOCALIDADES

La estimación de la evolución de la demanda de potencia y energía, tiene su etapa inicial en un trabajo estadístico del tipo descriptivo, del cual en base a un trabajo de campo en las localidades beneficiadas con el proyecto, se pueden hacer inferencias del comportamiento de sus consumos para localidades similares, para ello se elaboran menús energéticos típicos de las localidades del proyecto.

Como muestra, tenemos el caso promedio, donde para una cantidad de 450 usuarios, se tiene la siguiente estructura de potencia instalada

- 98 usuarios : 1 radio grabadora = 20 W
(670kW) 1 T.V. =100 W
1 Refrigeradora =160 W
5 Lámparas =250 W
1 Fluorescente = 40 W
1 Máquina de coser =100 W
- 122 usuarios : 1 radio grabadora = 20 W
(480kW) 1 T.V. =100 W
1 Refrigeradora =160 W
4 Lámparas =200 W
- 160 usuarios : 1 radio grabadora = 20 W
(170kW) 3 Lámparas =150 W
- 70 usuarios : 3 Lámparas =150 W
(150kW)

El consumo de energía por usuario es :

$$((98 \times 670 + 122 \times 480 + 160 \times 170 + 70 \times 150) \times 0.6 \times 0.25 \times 8760) / 450 \times 1000 \times 12 = 39.40 \text{ kWh/mes}$$

Esta estimación del consumo de energía se aplica para localidades de los tres tipos definidos, los cuales se presentan a continuación.

3. CONCLUSIONES

En base a los análisis realizados se han estimado los consumos unitarios de energía siguientes para las localidades de los Pequeños Sistemas Eléctricos en el Departamento de Piura :

Consumo Unitario de Energía Anual (kWh)

Tipo de Localidad

A : 480

B : 360

C : 300

Estos consumos de energía inicial de las localidades del proyecto se consideran valores aceptables para la proyección de demanda de potencia y energía.

ANEXO A 11.1

**BALANCE OFERTA-DEMANDA
PSE CHULUCANAS**

AÑO	S.E. MORROPÓN			S.E. HUAPALAS			BALANCE TOTAL	
	OFERTA (*) (kW)	DEMANDA PSE CHULUCANAS (kW)	DEMANDA PSE STO.DOMINGO (kW)	BALANCE (kW)	OFERTA (**) (kW)	DEMANDA PSE CHULUCANAS (kW)		BALANCE (kW)
2000	6300	2047.1	210.5	4042.4	8100	3525.0	4575.0	8617.4
2001	6300	2573.7	777.9	2948.4	8100	4954.3	3145.7	6094.1
2002	6300	2704.4	839.5	2756.1	8100	5166.1	2933.9	5690.0
2003	6300	2833.0	897.2	2569.8	8100	5365.1	2734.9	5304.7
2004	6300	2956.5	953.2	2390.3	8100	5556.3	2543.7	4934.0
2005	6300	3075.8	1003.1	2221.1	8100	5743.0	2357.0	4578.1
2006	6300	3196.1	1051.4	2052.5	8100	5925.2	2174.8	4227.3
2007	6300	3311.0	1098.9	1890.1	8100	6107.7	1992.3	3882.4
2008	6300	3425.5	1145.8	1728.7	8100	6281.3	1818.7	3547.4
2009	6300	3543.3	1189.1	1567.6	8100	6457.8	1642.2	3209.8
2010	6300	3655.2	1229.7	1415.1	8100	6631.2	1468.8	2883.9
2011	6300	3767.8	1271.3	1260.9	8100	6805.0	1295.0	2555.9
2012	6300	3881.4	1310.1	1108.5	8100	6981.2	1118.8	2227.3
2013	6300	3994.1	1349.3	956.6	8100	7153.9	946.1	1902.7
2014	6300	4105.3	1389.0	805.7	8100	7328.1	771.9	1577.6
2015	6300	4218.7	1427.3	654.0	8100	7502.2	597.8	1251.8
2016	6300	4331.9	1465.1	503.0	8100	7682.4	417.6	920.6
2017	6300	4449.0	1505.1	345.9	8100	7858.7	241.3	587.2
2018	6300	4562.1	1543.5	194.4	8100	8041.6	58.4	252.8
2019	6300	4852.1	1579.2	-131.3	8100	8054.7	45.3	-86.0

(*) S.E. MORROPÓN : 60/22,9/10 kV - 7MVA

(**) S.E. HUAPALAS : 60/22,9/10 kV - 9MVA

ANEXO A 11.2

BALANCE OFERTA-DEMANDA PSE MÁNCORA

AÑO	PSE MÁNCORA		
	OFERTA (*) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)
2000	6300	1668.9	4631.1
2001	6300	1745.9	4554.1
2002	6300	1821.8	4478.2
2003	6300	1892.6	4407.4
2004	6300	1962.7	4337.3
2005	6300	2030.5	4269.5
2006	6300	2097.1	4202.9
2007	6300	2161.9	4138.1
2008	6300	2225.3	4074.7
2009	6300	2288.9	4011.1
2010	6300	2351.9	3948.1
2011	6300	2414.9	3885.1
2012	6300	2476.1	3823.9
2013	6300	2540.7	3759.3
2014	6300	2603.2	3696.8
2015	6300	2665.1	3634.9
2016	6300	2728.5	3571.5
2017	6300	2791.5	3508.5
2018	6300	2855.1	3444.9
2019	6300	2918.1	3381.9

(*) S.E. MÁNCORA : 60/22,9/10 kV - 7MVA

ANEXO A 11.3

BALANCE OFERTA-DEMANDA PSE MEDIO PIURA

AÑO	PSE MEDIO PIURA		
	OFERTA (*) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)
2000	3600	432.4	3167.6
2001	3600	450.0	3150.0
2002	3600	466.7	3133.3
2003	3600	480.6	3119.4
2004	3600	496.2	3103.8
2005	3600	508.8	3091.2
2006	3600	522.0	3078.0
2007	3600	534.9	3065.1
2008	3600	545.8	3054.2
2009	3600	559.1	3040.9
2010	3600	569.6	3030.4
2011	3600	581.3	3018.7
2012	3600	593.0	3007.0
2013	3600	605.1	2994.9
2014	3600	614.4	2985.6
2015	3600	625.6	2974.4
2016	3600	638.2	2961.8
2017	3600	649.2	2950.8
2018	3600	659.9	2940.1
2019	3600	670.9	2929.1

(*) S.E. MIRAFLORES : 60/22,9 kV - 4MVA

ANEXO A 11.4

BALANCE OFERTA-DEMANDA PSE SULLANA

AÑO	PSE SULLANA		
	OFERTA (*) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)
2000	6300	2928.0	3372.0
2001	6300	3271.1	3028.9
2002	6300	3419.7	2880.3
2003	6300	3560.3	2739.7
2004	6300	3697.0	2603.0
2005	6300	3827.1	2472.9
2006	6300	3956.3	2343.7
2007	6300	4082.2	2217.8
2008	6300	4206.3	2093.7
2009	6300	4330.4	1969.6
2010	6300	4448.5	1851.5
2011	6300	4571.0	1729.0
2012	6300	4689.9	1610.1
2013	6300	4811.6	1488.4
2014	6300	4932.5	1367.5
2015	6300	5050.2	1249.8
2016	6300	5174.9	1125.1
2017	6300	5295.2	1004.8
2018	6300	5418.1	881.9
2019	6300	5538.1	761.9

(*) S.E. SULLANA : 60/22,9/10 kV - 7MVA

ANEXO A 11.5

**BALANCE OFERTA-DEMANDA
PSE STO.DOMINGO - CHALACO**

AÑO	PSE SANTO DOMINGO - CHALACO			PSE CHULUCANAS - SECTOR DE MORROPÓN			BALANCE TOTAL (kW)
	OFERTA (*) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)	OFERTA (**) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)	
2000	548	758.5	-210.5	6300	2047.1	4252.9	4042.4
2001	548	1325.9	-777.9	6300	2573.7	3726.3	2948.4
2002	548	1387.5	-839.5	6300	2704.4	3595.6	2756.1
2003	548	1445.2	-897.2	6300	2833.0	3467.0	2569.8
2004	548	1501.2	-953.2	6300	2956.5	3343.5	2390.3
2005	548	1551.1	-1003.1	6300	3075.8	3224.2	2221.1
2006	548	1599.4	-1051.4	6300	3196.1	3103.9	2052.5
2007	548	1646.9	-1098.9	6300	3311.0	2989.0	1890.1
2008	548	1693.8	-1145.8	6300	3425.5	2874.5	1728.7
2009	548	1737.1	-1189.1	6300	3543.3	2756.7	1567.6
2010	548	1777.7	-1229.7	6300	3655.2	2644.8	1415.1
2011	548	1819.3	-1271.3	6300	3767.8	2532.2	1260.9
2012	548	1858.1	-1310.1	6300	3881.4	2418.6	1108.5
2013	548	1897.3	-1349.3	6300	3994.1	2305.9	956.6
2014	548	1937.0	-1389.0	6300	4105.3	2194.7	805.7
2015	548	1975.3	-1427.3	6300	4218.7	2081.3	654.0
2016	548	2013.1	-1465.1	6300	4331.9	1968.1	503.0
2017	548	2053.1	-1505.1	6300	4449.0	1851.0	345.9
2018	548	2091.5	-1543.5	6300	4562.1	1737.9	194.4
2019	548	2127.2	-1579.2	6300	4852.1	1447.9	-131.3

(*) CC.HH. y CC.TT. SANTO DOMINGO Y CHALACO :548 kW

(**) S.E. MORROPÓN : 60/22,9/10 kV - 7MVA

ANEXO A 11.6

**BALANCE OFERTA-DEMANDA
PSE BAJO PIURA**

AÑO	S.E. PIURA OESTE Y LA UNIÓN			S.E. SECHURA			S.E. CONSTANTE			BALANCE
	OFERTA (*) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)	OFERTA (**) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)	OFERTA (***) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)	TOTAL (kW)
2000	23800	15556.7	8243.3	6300	525.4	5774.6	7200	312.3	6887.7	20905.6
2001	23800	15959.4	7840.6	6300	548.3	5751.7	7200	328.2	6871.8	20464.1
2002	23800	16360.0	7440.0	6300	569.6	5730.4	7200	343.6	6856.4	20026.8
2003	23800	16759.9	7040.1	6300	589.5	5710.5	7200	358.3	6841.7	19592.3
2004	23800	17163.1	6636.9	6300	608.3	5691.7	7200	372.7	6827.3	19155.9
2005	23800	17564.7	6235.3	6300	626.5	5673.5	7200	386.0	6814.0	18722.8
2006	23800	17970.6	5829.4	6300	644.5	5655.5	7200	400.3	6799.7	18284.6
2007	23800	18379.2	5420.8	6300	661.5	5638.5	7200	413.9	6786.1	17845.4
2008	23800	18790.8	5009.2	6300	677.6	5622.4	7200	427.8	6772.2	17403.8
2009	23800	19209.4	4590.6	6300	693.6	5606.4	7200	440.9	6759.1	16956.1
2010	23800	19628.7	4171.3	6300	709.2	5590.8	7200	454.7	6745.3	16507.4
2011	23800	20059.1	3740.9	6300	724.0	5576.0	7200	468.3	6731.7	16048.6
2012	23800	20493.7	3306.3	6300	738.8	5561.2	7200	481.7	6718.3	15585.8
2013	23800	20932.5	2867.5	6300	753.6	5546.4	7200	495.7	6704.3	15118.2
2014	23800	21378.7	2421.3	6300	768.5	5531.5	7200	509.2	6690.8	14643.6
2015	23800	21830.5	1969.5	6300	783.0	5517.0	7200	523.5	6676.5	14163.0
2016	23800	22294.7	1505.3	6300	797.6	5502.4	7200	537.6	6662.4	13670.1
2017	23800	22762.9	1037.1	6300	810.8	5489.2	7200	551.8	6648.2	13174.5
2018	23800	23240.6	559.4	6300	825.5	5474.5	7200	566.1	6633.9	12667.8
2019	23800	23428.6	371.4	6300	839.5	5460.5	7200	580.1	6619.9	12451.8

(*) S.E. LA UNIÓN : 60/10 kV - 3.5 MVA y S.E. PIURA OESTE

(**) S.E. SECHURA : 60/10 kV - 7.0 MVA

(***) S.E. CONSTANTE : 60/22.9 kV - 8.0 MVA

ANEXO A 11.7

BALANCE OFERTA-DEMANDA PSE AYABACA

AÑO	OFERTA			DEMANDA	BALANCE
	CH QUIROZ (kW)	CH SICACATE (kW)	CH LANCHIPAMPA (kW)	PSE AYABACA (kW)	TOTAL (kW)
2000	1660	400.0	800.0	1087.2	1772.8
2001	1660	400.0	800.0	1801.9	1058.1
2002	1660	400.0	800.0	1884.0	976.0
2003	1660	400.0	800.0	1959.1	900.9
2004	1660	400.0	800.0	2036.2	823.8
2005	1660	400.0	800.0	2107.8	752.2
2006	1660	400.0	800.0	2176.9	683.1
2007	1660	400.0	800.0	2243.3	616.7
2008	1660	400.0	800.0	2308.1	551.9
2009	1660	400.0	800.0	2373.3	486.7
2010	1660	400.0	800.0	2436.8	423.2
2011	1660	400.0	800.0	2497.3	362.7
2012	1660	400.0	800.0	2556.6	303.4
2013	1660	400.0	800.0	2621.0	239.0
2014	1660	400.0	800.0	2678.7	181.3
2015	1660	400.0	800.0	2741.0	119.0
2016	1660	400.0	800.0	2800.8	59.2
2017	1660	400.0	800.0	2861.6	-1.6
2018	1660	400.0	800.0	2922.1	-62.1
2019	1660	400.0	800.0	2983.9	-123.9

ANEXO A 11.8

BALANCE OFERTA-DEMANDA PP.SS.EE. HUANCABAMBA Y HUARMACA

AÑO	PSE HUANCABAMBA			PSE HUARMACA			S.E.LOMA LARGA	BALANCE TOTAL (kW)
	OFERTA (*) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)	OFERTA (**) (kW)	DEMANDA (kW)	BALANCE (kW)		
1999	1038	461.8	576.2	150	99.4	50.6	6300.0	6926.8
2000	1038	978.7	59.3	150	549.7	-399.7	6300.0	5959.6
2001	1038	1025.5	12.5	150	578.8	-428.8	6300.0	5883.7
2002	1038	1070.1	-32.1	150	606.6	-456.6	6300.0	5811.3
2003	1038	1111.9	-73.9	150	635.5	-485.5	6300.0	5740.6
2004	1038	1153.1	-115.1	150	662.3	-512.3	6300.0	5672.6
2005	1038	1192.9	-154.9	150	685.8	-535.8	6300.0	5609.3
2006	1038	1230.1	-192.1	150	712.5	-562.5	6300.0	5545.4
2007	1038	1269.0	-231.0	150	735.9	-585.9	6300.0	5483.1
2008	1038	1308.1	-270.1	150	762.9	-612.9	6300.0	5417.0
2009	1038	1344.2	-306.2	150	786.7	-636.7	6300.0	5357.1
2010	1038	1379.3	-341.3	150	811.1	-661.1	6300.0	5297.6
2011	1038	1416.8	-378.8	150	834.4	-684.4	6300.0	5236.8
2012	1038	1453.2	-415.2	150	858.3	-708.3	6300.0	5176.5
2013	1038	1492.1	-454.1	150	883.2	-733.2	6300.0	5112.7
2014	1038	1526.8	-488.8	150	908.5	-758.5	6300.0	5052.7
2015	1038	1566.1	-528.1	150	931.8	-781.8	6300.0	4990.1
2016	1038	1604.0	-566.0	150	959.4	-809.4	6300.0	4924.6
2017	1038	1640.7	-602.7	150	983.9	-833.9	6300.0	4863.4
2018	1038	1679.7	-641.7	150	1008.5	-858.5	6300.0	4799.8

(*) CH Y CT HUANCABAMBA : 1038 kW

(**) CH HUARMACA : 150 kW

ANEXO : B

CÁLCULOS TÉCNICOS

ANEXO B 1.1 PSE CHULUCANAS - ALTERNATIVA N° 1

DECOUPLED NEWTON RAPHSON LOAD FLOW

PSE CHULUCANAS - SISTEMA HUAPALAS - SIMPL.TERNA

MVA BASE = 100.0 CONVERGENCE TOLERANCE = .00010 MAX. NO. OF ITERATIONS = 50

SLACK BUS IS 100

BUSBAR DATA -----

NODE	BUS NAME	VOLTAGE KV	P.GEN MW	Q.GEN MVAR	P.LOAD MW	Q.LOAD MVAR	NOM VOLTAGE KV	BASE VOLTAGE KV
100	CHULUCAN	23.01000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
101	HUAPALAS	.00000	.00000	.00000	.04330	.00000	22.90000	22.90000
102	L. ENCANTAD	.00000	.00000	.00000	.24650	.00000	22.90000	22.90000
103	STA. ROSA	.00000	.00000	.00000	.04510	.00000	22.90000	22.90000
104	NIOMALA	.00000	.00000	.00000	.14460	.00000	22.90000	22.90000
105	MALINGUITS	.00000	.00000	.00000	.21380	.00000	22.90000	22.90000
106	106	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
107	CHUICAS	.00000	.00000	.00000	.01670	.00000	22.90000	22.90000
108	LA RITA	.00000	.00000	.00000	.28110	.21080	22.90000	22.90000
109	EL PAPAYO	.00000	.00000	.00000	.08170	.00000	22.90000	22.90000
110	GREDA-LOCU	.00000	.00000	.00000	.39860	.29900	22.90000	22.90000
111	111	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
112	ANGOSTURA	.00000	.00000	.00000	.05280	.00000	22.90000	22.90000
113	ACOTO ALTO	.00000	.00000	.00000	.06140	.00000	22.90000	22.90000
114	ACOTO BAJO	.00000	.00000	.00000	.03120	.00000	22.90000	22.90000
115	SANTA ANA	.00000	.00000	.00000	.03630	.00000	22.90000	22.90000
116	PROGRESO A	.00000	.00000	.00000	.03100	.00000	22.90000	22.90000
117	PROGRESO	.00000	.00000	.00000	.13070	.00000	22.90000	22.90000
118	SEREN	.00000	.00000	.00000	.05050	.00000	22.90000	22.90000
119	TAMBO GRDE	.00000	.00000	.00000	1.06200	.50000	22.90000	22.90000
120	120	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
121	PEDREGAL	.00000	.00000	.00000	.06980	.00000	22.90000	22.90000
122	CHICO ALTO	.00000	.00000	.00000	.05050	.00000	22.90000	22.90000
123	COLERA	.00000	.00000	.00000	.00520	.00000	22.90000	22.90000
124	HUALTACO	.00000	.00000	.00000	.01530	.00000	22.90000	22.90000
125	CRUCETA	.00000	.00000	.00000	.49210	.36910	22.90000	22.90000
126	TEJEDORES	.00000	.00000	.00000	.07610	.00000	22.90000	22.90000
127	127	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
128	YAPATERA	.00000	.00000	.00000	.34510	.25880	22.90000	22.90000
129	CRUZPAMPA	.00000	.00000	.00000	.13570	.00000	22.90000	22.90000
130	PALO BLANC	.00000	.00000	.00000	.06100	.00000	22.90000	22.90000
131	PLATANAL	.00000	.00000	.00000	.03710	.00000	22.90000	22.90000

ANEXO B 1.1

NETWORK DATA

NODE	TO	NODE	RESISTANCE	REACTANCE	CONDUCT.	SHUNT SUSC
CHULUCAN		HUAPALAS	.13620	.05600	.00000	.00000
HUAPALAS		L. ENCANTAD	.22690	.09400	.00000	.00000
L. ENCANTAD		STA. ROSA	.29500	.12200	.00000	.00000
STA. ROSA		NMOMALA	.11350	.04700	.00000	.00000
NMOMALA		MALINGUITS	.43110	.17900	.00000	.00000
MALINGUITS		106	.20420	.08500	.00000	.00000
106		CHUICAS	.21270	.12600	.00000	.00000
106		LA RITA	.18150	.07500	.00000	.00000
LA RITA		EL PAPAYO	.18150	.07500	.00000	.00000
EL PAPAYO		GREDA-LOCU	.15880	.06600	.00000	.00000
GREDA-LOCU		111	.38580	.16000	.00000	.00000
111		ANGOSTURA	.28920	.22000	.00000	.00000
111		TAMBO GNDE	.15880	.06600	.00000	.00000
ANGOSTURA		ACOTO ALTO	.25710	.19600	.00000	.00000
ACOTO ALTO		ACOTO BAJO	.22500	.17100	.00000	.00000
ACOTO BAJO		SANTA ANA	.61060	.46500	.00000	.00000
SANTA ANA		PROGRESO A	.54630	.41600	.00000	.00000
PROGRESO A		PROGRESO	.32140	.24500	.00000	.00000
PROGRESO A		SEREN	.53560	.40800	.00000	.00000
TAMBO GNDE		120	.27230	.11300	.00000	.00000
120		PEDREGAL	.70700	.53900	.00000	.00000
PEDREGAL		CHICO ALTO	.52710	.19600	.00000	.00000
120		COLERA	.19280	.14700	.00000	.00000
COLERA		HUALTACO	.38560	.29400	.00000	.00000
HUALTACO		CRUCETA	.80340	.61200	.00000	.00000
CRUCETA		TEJEDORES	.57850	.44100	.00000	.00000
CHULUCAN		127	.40820	.17300	.00000	.00000
127		YAPATERA	.20410	.08600	.00000	.00000
YAPATERA		CRUZPAMPA	.28570	.12100	.00000	.00000
CRUZPAMPA		PALO BLANC	1.08170	.45800	.00000	.00000
PALO BLANC		PLATANAL	.20410	.08600	.00000	.00000
127		FATIMA	.77560	.32800	.00000	.00000
FATIMA		CHAPICA	.28570	.12100	.00000	.00000
127		LA VINNA	.81640	.34600	.00000	.00000
LA VINNA		SOL SOL	.61230	.25900	.00000	.00000
SOL SOL		SN. FCO. PAC	.85720	.36300	.00000	.00000
LA VINNA		BELEN	.36740	.15600	.00000	.00000
BELEN		LAS PAMPAS	.61230	.25900	.00000	.00000
LAS PAMPAS		RIO SEC. BJ	.14290	.08100	.00000	.00000
RIO SEC. BJ		RIO SEC. AL	.55110	.23300	.00000	.00000
LAS PAMPAS		PLATILLO S	.40820	.17300	.00000	.00000
PLATILLO S		CRUZ VERDE	.53070	.22500	.00000	.00000
CRUZ VERDE		143	1.22460	.51900	.00000	.00000
143		TINAJONES	.42860	.18200	.00000	.00000
143		PUEBLO NVO	.42860	.18200	.00000	.00000

ANEXO B 1.1

NETWORK DATA

NODE	TO	MODE	RESISTANCE	REACTANCE	CONDUCT.	SHUNT	SUSC
CHULUCAN	146		.07560	.03100	.00000	.00000	.00000
EL CINCUEN	146	EL CINCUEN	1.18680	.36500	.00000	.00000	.00000
ALTO L.GAL	146	ALTO L.GAL	1.44730	.44500	.00000	.00000	.00000
BATAHES	49	BATAHES	.30260	.12600	.00000	.00000	.00000
CHARANAL	49	CHARANAL	1.44730	.44500	.00000	.00000	.00000
TALANDRACS	49	TALANDRACS	1.21570	.37400	.00000	.00000	.00000
SOLUMBRE	49	SOLUMBRE	.52100	.16000	.00000	.00000	.00000
CALORES	49	CALORES	.28950	.08900	.00000	.00000	.00000
PUEBLO NVO	49	PUEBLO NVO	.52100	.16000	.00000	.00000	.00000
BALCON.TAL	49	BALCON.TAL	.69470	.21300	.00000	.00000	.00000
VICUS	49	VICUS	.40520	.12500	.00000	.00000	.00000
YECALA	49	YECALA	.34040	.14100	.00000	.00000	.00000
TIERRAS DU	49	TIERRAS DU	.18150	.07500	.00000	.00000	.00000
MATANZA	49	MATANZA	.27230	.11300	.00000	.00000	.00000
KM 65	49	KM 65	.15880	.06600	.00000	.00000	.00000
			1.21570	.37400	.00000	.00000	.00000

-----BUS DATA-----

NO. OF ITERATIONS 6

NUM	BUS	NAME	KV	PU	VOLTAGE	ANG	GENERATION	LOAD	MISMATCH			
							KW	KVAR	KW	KVAR		
100	CHULUCAN	SL	23.0	1.005	.00	.00	9041.73	4179.08	.00	.00	0.	0.
101	HUAPALAS	PQ	22.9	.999	-.01	.00	.00	.00	43.30	.00	1.	0.
102	L.ENCANTAD	PQ	22.6	.989	-.02	.00	.00	.00	246.50	.00	2.	0.
103	STA. ROSA	PQ	22.4	.976	-.02	.00	.00	.00	45.10	.00	1.	0.
104	NNOMALA	PQ	22.2	.972	-.01	.00	.00	.00	144.60	.00	2.	0.
105	HALINGUITS	PQ	21.9	.958	.01	.00	.00	.00	213.80	.00	2.	0.
106	106	PQ	21.7	.957	.03	.00	.00	.00	.00	.00	1.	0.
107	CHUICAS	PQ	21.7	.956	.03	.00	.00	.00	16.70	.00	0.	0.
108	LA RITA	PQ	21.5	.956	.06	.00	.00	.00	281.10	210.80	1.	0.
109	EL PAPAJO	PQ	21.4	.956	.07	.00	.00	.00	81.70	.00	1.	0.
110	GREDA-LOCU	PQ	21.3	.956	.08	.00	.00	.00	398.60	299.00	-1.	0.
111	111	PQ	21.0	.955	.08	.00	.00	.00	.00	.00	1.	0.
112	ANGOSTURA	PQ	21.0	.955	.02	.00	.00	.00	52.80	.00	-0.	0.
113	ACOTO ALTO	PQ	21.0	.954	-.02	.00	.00	.00	61.40	.00	0.	0.
114	ACOTO BAJO	PQ	21.0	.954	-.06	.00	.00	.00	31.20	.00	-0.	0.
115	SANTA ANA	PQ	20.9	.953	-.14	.00	.00	.00	36.30	.00	0.	0.
116	PROGRESO A	PQ	20.9	.953	-.20	.00	.00	.00	31.00	.00	0.	0.

ANEXO B 1.1

BUS NUM	BUS NAME	KV	VOLTAGE		ANG	GENERATION		LOAD		MISMATCH	
			PU	ANG		KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
117	PROGRESO	PQ 20.9	.953	-22	.00	.00	130.70	.00	-0.	0.	
118	SEREN	PQ 20.9	.953	-21	.00	.00	50.50	.00	0.	0.	
119	TAMBO GNDE	PQ 20.9	.954	.10	.00	.00	1062.00	500.00	-5.	0.	
120	120	PQ 20.9	.954	.12	.00	.00	.00	.00	-2.	0.	
121	PEDREGAL	PQ 20.9	.953	.07	.00	.00	69.80	.00	0.	0.	
122	CHICO ALTO	PQ 20.9	.953	.06	.00	.00	50.50	.00	0.	0.	
123	COLERA	PQ 20.8	.951	.11	.00	.00	5.20	.00	0.	0.	
124	HUALTACO	PQ 20.8	.951	.10	.00	.00	15.30	.00	0.	0.	
125	CRUCETA	PQ 20.6	.951	.09	.00	.00	492.10	369.10	-3.	0.	
126	TEJEDORES	PQ 20.6	.950	.08	.00	.00	26.10	.00	0.	0.	
127	127	PQ 22.8	.994	.03	.00	.00	.00	.00	0.	0.	
128	YAPATERA	PQ 22.7	.993	.03	.00	.00	345.10	258.80	0.	0.	
129	CRUZPAMPA	PQ 22.7	.992	.01	.00	.00	135.70	.00	0.	0.	
130	PALO BLANC	PQ 22.7	.991	-.01	.00	.00	61.00	.00	0.	0.	
131	PLATANAL	PQ 22.7	.991	-.02	.00	.00	37.10	.00	0.	0.	
132	FATIMA	PQ 22.7	.993	.01	.00	.00	38.40	.00	0.	0.	
133	CHAPICA	PQ 22.7	.993	.01	.00	.00	34.70	.00	0.	0.	
134	LA VINNA	PQ 22.4	.979	.09	.00	.00	137.80	.00	0.	0.	
135	SOL SOL	PQ 22.3	.972	.18	.00	.00	274.30	205.70	0.	0.	
136	SN.FCO.PAC	PQ 22.1	.967	.25	.00	.00	454.30	340.10	1.	0.	
137	BELEN	PQ 22.3	.976	.08	.00	.00	24.30	.00	0.	0.	
138	LAS PAMPAS	PQ 22.2	.971	.07	.00	.00	299.00	224.30	0.	0.	
139	RIO SEC.BJ	PQ 22.2	.971	.06	.00	.00	84.10	.00	0.	0.	
140	RIO SEC.AL	PQ 22.2	.971	.06	.00	.00	31.30	.00	0.	0.	
141	PLATILLO S	PQ 22.2	.970	.05	.00	.00	25.10	.00	0.	0.	
142	CRUZ VERDE	PQ 22.2	.969	.02	.00	.00	161.30	.00	0.	0.	
143	143	PQ 22.2	.969	.02	.00	.00	.00	.00	0.	0.	
144	TINAJONES	PQ 22.2	.969	.02	.00	.00	4.90	.00	0.	0.	
145	PUEBLO NVO	PQ 22.2	.969	.02	.00	.00	9.10	.00	0.	0.	
146	146	PQ 22.9	1.002	.02	.00	.00	.00	.00	-0.	0.	
147	EL CINCUEN	PQ 22.9	1.001	-.00	.00	.00	88.80	.00	0.	0.	
148	ALTO L.GAL	PQ 22.9	1.001	-.01	.00	.00	16.70	.00	0.	0.	
149	49	PQ 22.7	.992	.10	.00	.00	.00	.00	-0.	0.	
150	BATANES	PQ 22.4	.979	.08	.00	.00	288.40	216.30	0.	0.	
151	CHARAHAL	PQ 22.3	.974	-.02	.00	.00	91.70	.00	-0.	0.	
152	TALANDRACS	PQ 22.3	.972	-.06	.00	.00	115.50	.00	0.	0.	

ANEXO B 1.1

BUS NUM	BUS NAME	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH		
		KV	PU	ANG	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	
153	SOLUMBRE	PQ	22.2	.971	-.06	.00	.00	40.50	.00	0.	0.
154	CALORES	PQ	22.2	.970	-.08	.00	.00	25.80	.00	0.	0.
155	SAN PEDRO	PQ	22.2	.970	-.09	.00	.00	69.80	.00	0.	0.
156	PUEBLO NYO	PQ	22.2	.970	-.09	.00	.00	83.50	.00	0.	0.
157	BALCON.TAL	PQ	22.2	.970	-.09	.00	.00	36.60	.00	0.	0.
158	VICUS	PQ	22.5	.983	.20	.00	.00	466.50	349.90	0.	0.
159	YECALA	PQ	22.4	.979	.25	.00	.00	76.10	.00	-0.	0.
160	TIERRAS DU	PQ	22.3	.974	.32	.00	.00	71.50	.00	-0.	0.
161	MATANZA	PQ	22.2	.971	.36	.00	.00	1354.00	1015.00	2.	0.
162	KM 65	PQ	22.2	.971	.36	.00	.00	7.10	.00	0.	0.
						9041.73	4179.08	8576.30	3989.00	4.	0.

----LINE DATA----

FROM	TO	SENT		RECEIVED		LOSSES	
BUS	BUS	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
CHULUCAN	HUAPALAS	3890.34	1504.76	3866.87	1495.11	23.47	9.65
HUAPALAS	L.ENCANTAD	3822.36	1495.15	3784.04	1479.27	38.32	15.87
L.ENCANTAD	STA. ROSA	3536.00	1479.25	3491.67	1460.92	44.33	18.33
STA. ROSA	NNOMALA	3445.31	1460.93	3428.59	1454.00	16.72	6.92
NNOMALA	MALINGUITS	3282.35	1453.94	3223.47	1429.49	58.88	24.45
MALINGUITS	106	3007.95	1429.38	2983.06	1419.04	24.89	10.35
106	CHUICAS	16.65	.00	16.67	.01	-.02	-.01
106	LA RITA	2965.09	1418.95	2943.15	1409.90	21.94	9.05
LA RITA	EL PAPAYO	2661.55	1199.49	2644.02	1192.24	17.53	7.24
EL PAPAYO	GREDA-LOCU	2561.54	1192.18	2547.01	1186.14	14.53	6.04
GREDA-LOCU	111	2148.93	887.83	2124.73	877.79	24.20	10.04
111	ANGOSTURA	395.13	1.83	394.59	1.44	.54	.40
111	TAMBO GNDE	1728.71	876.06	1721.62	873.11	7.09	2.95
ANGOSTURA	ACOTO ALTO	341.92	1.37	341.56	1.09	.35	.28
ACOTO ALTO	ACOTO BAJO	280.31	1.05	280.08	.86	.23	.19
ACOTO BAJO	SANTA ANA	248.99	.86	248.54	.51	.45	.35
SANTA ANA	PROGRESO A	212.30	.46	212.01	.24	.29	.22
PROGRESO A	PROGRESO	130.63	.17	130.58	.12	.06	.05
PROGRESO A	SEREN	50.47	.06	50.44	.04	.03	.02
TAMBO GNDE	120	663.84	374.24	661.92	373.43	1.93	.80
120	PEDREGAL	120.27	.22	120.16	.13	.12	.09
PEDREGAL	CHICO ALTO	50.52	.05	50.50	.04	.02	.01
120	COLERA	543.31	373.60	542.27	372.81	1.04	.79
COLERA	HUALTACO	537.03	372.81	535.03	371.29	1.99	1.52
HUALTACO	CRUCETA	519.66	371.28	515.67	368.25	3.98	3.03
CRUCETA	TEJEDORES	26.08	.03	26.08	.03	.00	.00
CHULUCAN	127	2222.31	1055.73	2197.83	1045.35	24.48	10.38

ANEXO B 1.1

FROM BUS	TO BUS	SENT		RECEIVED		LOSSES	
		KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
127	YAPATERA	580.15	259.24	579.33	258.90	.82	.34
YAPATERA	CRUZPAMPA	234.09	.13	233.91	.05	.19	.08
CRUZPAMPA	PALO BLANC	98.22	.06	98.12	.02	.11	.04
PALO BLANC	PLATANAL	37.09	-.00	37.09	-.00	.00	.00
127	FATIMA	73.08	.02	73.05	.00	.04	.02
FATIMA	CHAPICA	34.69	.00	34.69	.00	.00	.00
127	LA VINNA	1544.60	786.08	1519.79	775.56	24.81	10.52
LA VINNA	SOL SOL	737.90	549.21	732.48	546.91	5.42	2.29
SOL SOL	SN.FCO.PAC	457.91	341.25	454.95	339.99	2.96	1.26
LA VINNA	BELEN	644.17	226.34	642.39	225.58	1.77	.75
BELEN	LAS PAMPAS	618.10	225.59	615.32	224.41	2.78	1.18
LAS PAMPAS	RIO SEC.BJ	115.36	.02	115.36	.02	.00	.00
RIO SEC.BJ	RIO SEC.AL	31.29	.00	31.28	.00	.01	.00
LAS PAMPAS	PLATILLO S	200.65	.16	200.44	.08	.21	.08
PLATILLO S	CRUZ VERDE	175.38	.09	175.19	.01	.18	.08
CRUZ VERDE	143	13.98	-.00	13.98	-.00	.00	.00
143	TINAJONES	4.92	.00	4.92	.00	.00	.00
143	PUEBLO NVO	9.10	.00	9.11	.00	-.01	-.01
CHULUCAN	146	2929.05	1618.67	2920.63	1615.20	8.43	3.47
146	EL CINCUEN	105.62	.04	105.49	.00	.13	.04
EL CINCUEN	ALTO L.GAL	16.71	.00	16.70	.00	.01	.00
146	49	2815.12	1615.18	2783.38	1601.97	31.74	13.21
49	BATANES	765.11	220.36	755.78	217.49	9.32	2.87
BATANES	CHARANAL	467.02	1.22	464.26	.37	2.76	.85
CHARANAL	TALANDRACS	372.66	.36	371.89	.12	.77	.24
TALANDRACS	SOLUMBRE	40.48	.00	40.46	-.01	.02	.01
TALANDRACS	CALORES	215.97	.12	215.71	.03	.26	.09
CALORES	SAN PEDRO	69.81	.01	69.78	.00	.03	.01
CALORES	PUEBLO NVO	120.10	.01	120.05	-.01	.05	.02
PUEBLO NVO	BALCON.TAL	36.55	-.00	36.55	-.00	.00	.00
49	VICUS	2018.58	1381.56	1997.88	1372.98	20.70	8.58
VICUS	YECALA	1530.98	1023.10	1524.59	1020.45	6.39	2.64
YECALA	TIERRAS DU	1448.60	1020.43	1439.70	1016.72	8.91	3.71
TIERRAS DU	MATANZA	1368.31	1016.67	1363.49	1014.65	4.82	2.02
MATANZA	KM 65	7.10	.00	7.09	.00	.00	.00

ANEXO B 1.1

PSE CHULUCANAS - ALTERNATIVA N° 1

DECOUPLED NEWTON RAPHSON LOAD FLOW

PSE CHULUCANAS - SISTEMA MORROPON

MVA BASE = 100.0 CONVERGENCE TOLERANCE = .00010 MAX. NO. OF ITERATIONS = 50

SLACK BUS IS 168

BUSBAR DATA

NODE	BUS NAME	VOLTAGE KV	P.GEN MW	Q.GEN MVAR	P.LOAD MW	Q.LOAD MVAR	NOM VOLTAGE KV	BASE VOLTAGE KV
163	CRUZ VERDE	.00000	.00000	.00000	.22210	.16660	22.90000	22.90000
164	PABUR VJO.	.00000	.00000	.00000	.05790	.04340	22.90000	22.90000
165	LAYNAS	.00000	.00000	.00000	.34030	.25520	22.90000	22.90000
166	CARRASQUIL	.00000	.00000	.00000	.20750	.15560	22.90000	22.90000
167	LA HUAQUIL	.00000	.00000	.00000	.08320	.06240	22.90000	22.90000
168	MORROPON	22.90000	.00000	.00000	1.34700	1.01000	22.90000	22.90000
169	FRANCO	.00000	.00000	.00000	.03690	.02770	22.90000	22.90000
170	POLVASL-IN	.00000	.00000	.00000	.04400	.03300	22.90000	22.90000
171	PUEBLO NVO	.00000	.00000	.00000	.09530	.07150	22.90000	22.90000
172	BNOS AIRES	.00000	.00000	.00000	1.09700	.82340	22.90000	22.90000
173	HDA.B.AIRE	.00000	.00000	.00000	.03010	.02260	22.90000	22.90000
174	LA PIRCA	.00000	.00000	.00000	.03810	.02860	22.90000	22.90000
175	L.MARAVILL	.00000	.00000	.00000	.00910	.00680	22.90000	22.90000
176	PIEDRA HER	.00000	.00000	.00000	.01470	.01100	22.90000	22.90000
177	CHIHUAHUA	.00000	.00000	.00000	.01640	.01230	22.90000	22.90000
178	PEDREGAL	.00000	.00000	.00000	.09510	.07130	22.90000	22.90000
179	EL ALA	.00000	.00000	.00000	.01710	.01280	22.90000	22.90000
180	J.VELASCO	.00000	.00000	.00000	.00610	.00460	22.90000	22.90000
181	RIO SECO	.00000	.00000	.00000	.01400	.01050	22.90000	22.90000
182	MALACASI	.00000	.00000	.00000	.27780	.20840	22.90000	22.90000
183	183	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
184	LA ALBERCA	.00000	.00000	.00000	.06250	.04690	22.90000	22.90000
185	NVA.ESPERN	.00000	.00000	.00000	.00580	.00440	22.90000	22.90000
186	PALO BLANC	.00000	.00000	.00000	.06070	.04550	22.90000	22.90000
187	SERRAN	.00000	.00000	.00000	.23670	.17750	22.90000	22.90000
188	SALITRAL	.00000	.00000	.00000	.14640	.10980	22.90000	22.90000
189	PIDRA BLAN	.00000	.00000	.00000	.04710	.03530	22.90000	22.90000
190	BIGOTE	.00000	.00000	.00000	.49930	.37450	22.90000	22.90000
191	LA PAREJA	.00000	.00000	.00000	.09160	.06870	22.90000	22.90000
192	QUEMAZON	.00000	.00000	.00000	.07450	.05590	22.90000	22.90000
193	BARRIOS	.00000	.00000	.00000	.01110	.00830	22.90000	22.90000

ANEXO B 1.1 PSE CHULUCANAS - ALTERNATIVA N° 1

NETWORK DATA

NODE	TO	NODE	RESISTANCE	REACTANCE	CONDUCT.	SHUNT SUSC
CRUZ VERDE		PABUR VJO.	.13620	.05600	.00000	.00000
PABUR VJO.		LAYNAS	.18150	.07500	.00000	.00000
LAYNAS		CARRASQUIL	.27230	.11300	.00000	.00000
CARRASQUIL		LA HUAQUIL	.22690	.09400	.00000	.00000
LA HUAQUIL		MORROPON	.30260	.12600	.00000	.00000
MORROPON		FRANCO	1.73680	.53400	.00000	.00000
MORROPON		POLVASL-IN	.22690	.09400	.00000	.00000
POLVASL-IN		PUEBLO NVO	.22690	.09400	.00000	.00000
PUEBLO NVO		BNOS AIRES	.22690	.09400	.00000	.00000
MORROPON		HDA.B.AIRE	.73480	.31100	.00000	.00000
HDA.B.AIRE		LA PIRCA	.24490	.10400	.00000	.00000
LA PIRCA		L.MARAVILL	.28950	.08900	.00000	.00000
L.MARAVILL		PIEDRA HER	.60790	.18700	.00000	.00000
CARRASQUIL		CHIHUAHUA	.07560	.03100	.00000	.00000
CHIHUAHUA		PEDREGAL	.11350	.04700	.00000	.00000
PEDREGAL		EL ALA	.27230	.11300	.00000	.00000
EL ALA		J.VELASCO	.06810	.02800	.00000	.00000
J.VELASCO		RIO SECO	.18150	.07500	.00000	.00000
RIO SECO		MALACASI	.61270	.25400	.00000	.00000
MALACASI		183	.15880	.06600	.00000	.00000
183		LA ALBERCA	.27230	.11300	.00000	.00000
LA ALBERCA		NVA.ESPERN	.11350	.04700	.00000	.00000
NVA.ESPERN		PALO BLANC	.20420	.08500	.00000	.00000
PALO BLANC		SERRAN	.36310	.15100	.00000	.00000
183		SALITRAL	.13620	.05800	.00000	.00000
SALITRAL		PIDRA BLAN	.13620	.05600	.00000	.00000
PIDRA BLAN		BIGOTE	.29500	.12200	.00000	.00000
BIGOTE		LA PAREJA	.43110	.17900	.00000	.00000
LA PAREJA		QUEMAZON	.13620	.05600	.00000	.00000
QUEMAZON		BARRIOS	.24960	.10400	.00000	.00000

ANEXO B 1.1

----BUS DATA----						NO. OF ITERATIONS 6					
NUM	BUS NAME	VOLTAGE				GENERATION		LOAD		MISMATCH	
		KV	PU	ANG	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	
163	CRUZ VERDE	PQ	22.4	.978	.31	.00	.00	222.10	166.60	0.	0.
164	PABUR VJO.	PQ	22.4	.979	.31	.00	.00	57.90	43.40	0.	0.
165	LAYNAS	PQ	22.4	.979	.29	.00	.00	340.30	255.20	1.	0.
166	CARRASQUIL	PQ	22.5	.982	.26	.00	.00	207.50	155.60	-0.	0.
167	LA HUAQUIL	PQ	22.7	.989	.15	.00	.00	83.20	62.40	-1.	0.
168	MORROPON	SL	22.9	1.000	.00	5432.30	4021.97	1347.00	1010.00	0.	0.
169	FRANCO	PQ	22.9	.999	.02	.00	.00	36.90	27.70	0.	0.
170	POLVASL-IN	PQ	22.8	.996	.05	.00	.00	44.00	33.00	0.	0.
171	PUEBLO NVO	PQ	22.7	.993	.11	.00	.00	95.30	71.50	0.	0.
172	BNOS AIRES	PQ	22.7	.989	.16	.00	.00	1097.00	823.40	0.	0.
173	HDA.B.AIRE	PQ	22.9	.999	.01	.00	.00	30.10	22.60	0.	0.
174	LA PIRCA	PQ	22.9	.999	.02	.00	.00	38.10	28.60	0.	0.
175	L.MARAVILL	PQ	22.9	.999	.02	.00	.00	9.10	6.80	0.	0.
176	PIEDRA HER	PQ	22.9	.999	.02	.00	.00	14.70	11.00	0.	0.
177	CHIHUAHUA	PQ	22.4	.980	.29	.00	.00	16.40	12.30	0.	0.
178	PEDREGAL	PQ	22.4	.977	.32	.00	.00	95.10	71.30	0.	0.
179	EL ALA	PQ	22.2	.971	.41	.00	.00	17.10	12.80	-0.	0
180	J.VELASCO	PQ	22.2	.970	.43	.00	.00	6.10	4.60	0.	0.
181	RIO SECO	PQ	22.1	.966	.49	.00	.00	14.00	10.50	0.	0.
182	MALACASI	PQ	21.8	.955	.68	.00	.00	277.80	208.40	1.	0.
183	183	PQ	21.8	.955	.72	.00	.00	.00	.00	0.	0.
184	LA ALBERCA	PQ	21.7	.953	.74	.00	.00	62.50	46.90	0.	0.
185	HVA.ESPERN	PQ	21.7	.953	.75	.00	.00	5.80	4.40	0.	0.
186	PALO BLANC	PQ	21.7	.953	.76	.00	.00	60.70	45.50	0.	0.
187	SERRAN	PQ	21.7	.952	.78	.00	.00	236.70	177.50	1.	0.
188	SALITRAL	PQ	21.7	.953	.74	.00	.00	146.40	109.80	0.	0.
189	PIDRA BLAN	PQ	21.7	.952	.77	.00	.00	47.10	35.30	0.	0.
190	BIGOTE	PQ	21.6	.952	.81	.00	.00	499.30	374.50	1.	0.
191	LA PAREJA	PQ	21.6	.951	.82	.00	.00	91.60	68.70	0.	0.
192	QUEMAZON	PQ	21.6	.949	.83	.00	.00	74.50	55.90	0.	0.
193	BARRIOS	PQ	21.6	.946	.83	.00	.00	11.10	8.30	0.	0.
						-----			-----		
						5432.30	4021.97	5285.40	3964.50	6.	0.
						-----			-----		

ANEXO B 1.1

----LINE DATA----

FROM BUS	TO BUS	SENT		RECEIVED		LOSSES	
		KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
PABUR VJO.	CRUZ VERDE	222.54	166.56	222.42	166.52	.11	.05
LAYNAS	PABUR VJO.	280.65	210.04	280.43	209.95	.22	.09
CARRASQUIL	LAYNAS	623.19	465.85	621.49	465.13	1.70	.71
LA HUAQUIL	CARRASQUIL	2587.81	1904.28	2563.86	1894.36	23.94	9.92
MORROPON	LA HUAQUIL	2704.44	1981.03	2670.45	1966.89	33.98	14.14
MORROPON	FRANCO	36.94	27.71	36.90	27.70	.04	.01
MORROPON	POLVASL-IM	1251.75	934.16	1246.17	931.87	5.58	2.30
POLVASL-IM	PUEBLO MVO	1202.23	898.84	1197.08	896.72	5.15	2.11
PUEBLO MVO	BNOS AIRES	1101.86	825.21	1097.48	823.39	4.38	1.82
MORROPON	HDA.B.AIRE	92.18	69.06	92.09	69.02	.09	.04
HDA.B.AIRE	LA PIRCA	61.99	46.43	61.97	46.42	.02	.01
LA PIRCA	L.MARAVILL	23.78	17.80	23.80	17.81	-.02	-.01
L.MARAVILL	PIEDRA HER	14.71	11.00	14.70	11.00	.01	.00
CARRASQUIL	CHIHUAHUA	1733.27	1272.92	1729.71	1271.45	3.56	1.48
CHIHUAHUA	PEDREGAL	1713.24	1259.08	1707.81	1256.84	5.43	2.23
PEDREGAL	EL ALA	1612.69	1185.52	1601.28	1180.78	11.41	4.74
EL ALA	J.VELASCO	1584.30	1167.86	1581.50	1166.69	2.80	1.17
J.VELASCO	RIO SECO	1575.42	1162.08	1568.02	1159.03	7.40	3.05
RIO SECO	MALACASI	1553.64	1148.27	1529.15	1138.11	24.49	10.15
MALACASI	183	1250.20	929.81	1245.94	928.06	4.26	1.75
183	LA ALBERCA	368.08	274.38	367.42	274.10	.66	.28
LA ALBERCA	MVA.ESPERM	304.73	227.29	304.55	227.22	.18	.07
MVA.ESPERM	PALO BLANC	298.81	222.86	298.51	222.73	.30	.12
PALO BLANC	SERRAN	237.60	177.30	237.22	177.14	.38	.15
183	SALITRAL	877.59	653.67	875.77	652.88	1.83	.78
SALITRAL	PIDRA BLAN	729.19	543.24	727.90	542.70	1.28	.54
PIDRA BLAN	BIGOTE	680.61	507.45	678.20	506.46	2.41	.99
BIGOTE	LA PAREJA	177.80	132.75	177.54	132.64	.26	.11
LA PAREJA	QUEMAZON	85.81	64.10	85.77	64.09	.04	.02
QUEMAZON	BARRIOS	11.12	8.28	11.10	8.27	.02	.01

ANEXO B 1.1

-----LINE DATA-----

FROM BUS	TO BUS	SENT			RECEIVED			LOSSES		
		KW	KVAR	KW	KW	KVAR	KW	KW	KVAR	
PABUR VJO.	CRUZ VERDE	222.54	166.56	222.42	166.52	.11	.05			
LAYNAS	PABUR VJO.	280.65	210.04	280.43	209.95	.22	.09			
CARRASQUIL	LAYNAS	623.19	465.85	621.49	465.13	1.70	.71			
LA HUAQUIL	CARRASQUIL	2587.81	1904.28	2563.86	1894.36	23.94	9.92			
MORROPON	LA HUAQUIL	2704.44	1981.03	2670.45	1966.89	33.98	14.14			
MORROPON	FRANCO	36.94	27.71	36.90	27.70	.04	.01			
MORROPON	POLVASL-IN	1251.75	934.16	1246.17	931.87	5.58	2.30			
POLVASL-IN	PUEBLO NVO	1202.23	898.84	1197.08	896.72	5.15	2.11			
PUEBLO NVO	BNOS AIRES	1101.86	825.21	1097.48	823.39	4.38	1.82			
MORROPON	HDA.B.AIRE	92.18	69.06	92.09	69.02	.09	.04			
HDA.B.AIRE	LA PIRCA	61.99	46.43	61.97	46.42	.02	.01			
LA PIRCA	L.MARAVILL	23.78	17.80	23.80	17.81	-.02	-.01			
L.MARAVILL	PIEDRA HER	14.71	11.00	14.70	11.00	.01	.00			
CARRASQUIL	CHIHUAHUA	1733.27	1272.92	1729.71	1271.45	3.56	1.48			
CHIHUAHUA	PEDREGAL	1713.24	1259.08	1707.81	1256.84	5.43	2.23			
PEDREGAL	EL ALA	1612.69	1185.52	1601.28	1180.78	11.41	4.74			
EL ALA	J.VELASCO	1584.30	1167.86	1581.50	1166.69	2.80	1.17			
J.VELASCO	RIO SECO	1575.42	1162.08	1568.02	1159.03	7.40	3.05			
RIO SECO	MALACASI	1553.64	1148.27	1529.15	1138.11	24.49	10.15			
MALACASI	183	1250.20	929.81	1245.94	928.06	4.26	1.75			
183	LA ALBERCA	368.08	274.38	367.42	274.10	.66	.28			
LA ALBERCA	HVA.ESPERN	304.73	227.29	304.55	227.22	.18	.07			
HVA.ESPERN	PALO BLANC	298.81	222.86	298.51	222.73	.30	.12			
PALO BLANC	SERRAN	237.60	177.30	237.22	177.14	.38	.15			
183	SALITRAL	877.59	653.67	875.77	652.88	1.83	.78			
SALITRAL	PIDRA BLAN	729.19	543.24	727.90	542.70	1.28	.54			
PIDRA BLAN	BIGOTE	680.61	507.45	678.20	506.46	2.41	.99			
BIGOTE	LA PAREJA	177.80	132.75	177.54	132.64	.26	.11			
LA PAREJA	QUEMAZON	85.81	64.10	85.77	64.09	.04	.02			
QUEMAZON	BARRIOS	11.12	8.28	11.10	8.27	.02	.01			

ANEXO B 1.2

PSE CHULUCANAS - ALTERNATIVA N° 2

DECOUPLED NEWTON RAPHSON LOAD FLOW

PSE CHULUCANAS - SISTEMA HUAPALAS - DOBLE TERNA

MVA BASE = 100.0 CONVERGENCE TOLERANCE = .00010 MAX. NO. OF ITERATIONS = 50

SLACK BUS IS 100

BUSBAR DATA

NODE	BUS NAME	VOLTAGE KV	P.GEN MW	Q.GEN MVAR	P.LOAD MW	Q.LOAD MVAR	NOM VOLTAGE KV	BASE VOLTAGE KV
100	CHULUCAN	23.01000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
101	HUAPALAS	.00000	.00000	.00000	.04330	.00000	22.90000	22.90000
102	L.ENCANTAD	.00000	.00000	.00000	.24650	.00000	22.90000	22.90000
103	STA.ROSA	.00000	.00000	.00000	.04510	.00000	22.90000	22.90000
104	NNCMALA	.00000	.00000	.00000	.14460	.00000	22.90000	22.90000
105	MALINGUITS	.00000	.00000	.00000	.21380	.00000	22.90000	22.90000
106	106	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
107	CHUICAS	.00000	.00000	.00000	.01670	.00000	22.90000	22.90000
108	LA RITA	.00000	.00000	.00000	.28110	.21080	22.90000	22.90000
109	EL PAPAYO	.00000	.00000	.00000	.08170	.00000	22.90000	22.90000
110	GREDA-LOCU	.00000	.00000	.00000	.39860	.29900	22.90000	22.90000
111	111	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
112	ANGOSTURA	.00000	.00000	.00000	.05280	.00000	22.90000	22.90000
113	ACOTO ALTO	.00000	.00000	.00000	.06140	.00000	22.90000	22.90000
114	ACOTO BAJO	.00000	.00000	.00000	.03120	.00000	22.90000	22.90000
115	SANTA ANA	.00000	.00000	.00000	.03630	.00000	22.90000	22.90000
116	PROGRESO A	.00000	.00000	.00000	.03100	.00000	22.90000	22.90000
117	PROGRESO	.00000	.00000	.00000	.13070	.00000	22.90000	22.90000
118	SEREN	.00000	.00000	.00000	.05050	.00000	22.90000	22.90000
119	TAMBO GNDE	.00000	.00000	.00000	1.06200	.50000	22.90000	22.90000
120	120	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
121	PEDREGAL	.00000	.00000	.00000	.06980	.00000	22.90000	22.90000
122	CHICO ALTO	.00000	.00000	.00000	.05050	.00000	22.90000	22.90000
123	COLERA	.00000	.00000	.00000	.00520	.00000	22.90000	22.90000
124	HUALTACO	.00000	.00000	.00000	.01530	.00000	22.90000	22.90000
125	CRUCETA	.00000	.00000	.00000	.49210	.36910	22.90000	22.90000
126	TEJEDORES	.00000	.00000	.00000	.02610	.00000	22.90000	22.90000
127	127	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
128	YAPATERA	.00000	.00000	.00000	.34510	.25880	22.90000	22.90000
129	CRUZPAHPA	.00000	.00000	.00000	.13570	.00000	22.90000	22.90000

ANEXO B 1.2

NODE	BUS NAME	VOLTAGE KV	P. GEN MW	Q. GEN MVAR	P. LOAD MW	Q. LOAD MVAR	NOM VOLTAGE KV	BASE VOLTAGE KV
130	PALO BLANC	.00000	.00000	.00000	.06100	.00000	22.90000	22.90000
131	PLATANAL	.00000	.00000	.00000	.03710	.00000	22.90000	22.90000
132	FATIMA	.00000	.00000	.00000	.03840	.00080	22.90000	22.90000
133	CHAPICA	.00000	.00000	.00000	.03470	.00000	22.90000	22.90000
134	LA VINNA	.00000	.00000	.00000	.13780	.00000	22.90000	22.90000
135	SOL SOL	.00000	.00000	.00000	.27430	.20570	22.90000	22.90000
136	SN.FCO.PAC	.00000	.00000	.00000	.45430	.34010	22.90000	22.90000
137	BELEN	.00000	.00000	.00000	.02430	.00000	22.90000	22.90000
138	LAS PAMPAS	.00000	.00000	.00000	.29900	.22430	22.90000	22.90000
139	RIO SEC.BJ	.00000	.00000	.00000	.08410	.00000	22.90000	22.90000
140	RIO SEC.AL	.00000	.00000	.00000	.03130	.00000	22.90000	22.90000
141	PLATILLO S	.00000	.00000	.00000	.02510	.00000	22.90000	22.90000
142	CRUZ VERDE	.00000	.00000	.00000	.16130	.00000	22.90000	22.90000
143	143	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
144	TINAJONES	.00000	.00000	.00000	.00490	.00000	22.90000	22.90000
145	PUEBLO NVO	.00000	.00000	.00000	.00910	.00000	22.90000	22.90000
146	146	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
147	EL CINCUEN	.00000	.00000	.00000	.08880	.00000	22.90000	22.90000
148	ALTO L.GAL	.00000	.00000	.00000	.01670	.00000	22.90000	22.90000
149	49	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
150	BATANES	.00000	.00000	.00000	.28840	.21630	22.90000	22.90000
151	CHARANAL	.00000	.00000	.00000	.09170	.00000	22.90000	22.90000
152	TALANDRACS	.00000	.00000	.00000	.11550	.00000	22.90000	22.90000
153	SOLUMBRE	.00000	.00000	.00000	.04050	.00000	22.90000	22.90000
154	CALORES	.00000	.00000	.00000	.02580	.00000	22.90000	22.90000
155	SAN PEDRO	.00000	.00000	.00000	.06980	.00000	22.90000	22.90000
156	PUEBLO NVO	.00000	.00000	.00000	.08350	.00000	22.90000	22.90000
157	BALCON.TAL	.00000	.00000	.00000	.03660	.00000	22.90000	22.90000
158	VICUS	.00000	.00000	.00000	.46650	.34990	22.90000	22.90000
159	YECALA	.00000	.00000	.00000	.07610	.00000	22.90000	22.90000
160	TIERRAS DU	.00000	.00000	.00000	.07150	.00000	22.90000	22.90000
161	MATANZA	.00000	.00000	.00000	1.35400	1.01500	22.90000	22.90000
162	KM 65	.00000	.00000	.00000	.00710	.00000	22.90000	22.90000

ANEXO B 1.2

NETWORK DATA

NODE	TO	MODE	RESISTANCE	REACTANCE	CONDUCT.	SHUNT SUSC
CHULUCAN		HUAPALAS	.13620	.05600	.00000	.00000
HUAPALAS		L. ENCANTAD	.22690	.09400	.00000	.00000
L. ENCANTAD		STA. ROSA	.29500	.12200	.00000	.00000
STA. ROSA		NNOMALA	.11350	.04700	.00000	.00000
NNOMALA		HALINGUITS	.43110	.17900	.00000	.00000
HALINGUITS		106	.20420	.08500	.00000	.00000
106		CHUICAS	.21270	.12600	.00000	.00000
106		LA RITA	.18150	.07500	.00000	.00000
LA RITA		EL PAPAYO	.18150	.07500	.00000	.00000
EL PAPAYO		GREDA-LOCU	.15880	.06600	.00000	.00000
GREDA-LOCU		111	.38580	.16000	.00000	.00000
111		ANGOSTURA	.28920	.22000	.00000	.00000
CHULUCAN		TAMBO GNDE	2.47340	1.02600	.00000	.00000
ANGOSTURA		ACOTO ALTO	.25710	.19600	.00000	.00000
ACOTO ALTO		ACOTO BAJO	.22500	.17100	.00000	.00000
ACOTO BAJO		SANTA ANA	.61060	.46500	.00000	.00000
SANTA ANA		PROGRESO A	.54630	.41600	.00000	.00000
PROGRESO A		PROGRESO	.32140	.24500	.00000	.00000
PROGRESO A		SEREN	.53560	.40800	.00000	.00000
TAMBO GNDE		120	.27230	.11300	.00000	.00000
120		PEDREGAL	.70700	.53900	.00000	.00000
PEDREGAL		CHICO ALTO	.52710	.19600	.00000	.00000
120		COLERA	.19280	.14700	.00000	.00000
COLERA		HUALTACO	.38560	.29400	.00000	.00000
HUALTACO		CRUCETA	.80340	.61200	.00000	.00000
CRUCETA		TEJEDORES	.57850	.44100	.00000	.00000
CHULUCAN		127	.40820	.17300	.00000	.00000
127		YAPATERA	.20410	.08600	.00000	.00000
YAPATERA		CRUZPAMPA	.28570	.12100	.00000	.00000
CRUZPAMPA		PALO BLANC	1.08170	.45800	.00000	.00000
PALO BLANC		PLATANAL	.20410	.08600	.00000	.00000
127		FATIMA	.77560	.32800	.00000	.00000
FATIMA		CHAPICA	.28570	.12100	.00000	.00000
127		LA VINNA	.81640	.34600	.00000	.00000
LA VINNA		SOL SOL	.61230	.25900	.00000	.00000
SOL SOL		SN. FCO. PAC	.85720	.36300	.00000	.00000
LA VINNA		BELEN	.36740	.15600	.00000	.00000
BELEN		LAS PAMPAS	.61230	.25900	.00000	.00000
LAS PAMPAS		RIO SEC. BJ	.14290	.08100	.00000	.00000
RIO SEC. BJ		RIO SEC. AL	.55110	.23300	.00000	.00000
LAS PAMPAS		PLATILLO S	.40820	.17300	.00000	.00000
PLATILLO S		CRUZ VERDE	.53070	.22500	.00000	.00000

ANEXO B 1.2

NETWORK DATA

NODE	TO	NODE	RESISTANCE	REACTANCE	CONDUCT.	SHUNT SUSC
CRUZ VERDE		143	1.22460	.51900	.00000	.00000
143		TINAJONES	.42860	.18200	.00000	.00000
143		PUEBLO NVO	.42860	.18200	.00000	.00000
CHULUCAN		146	.07560	.03100	.00000	.00000
146		EL CINCUEN	1.18680	.36500	.00000	.00000
EL CINCUEN		ALTO L.GAL	1.44730	.44500	.00000	.00000
146		49	.30260	.12600	.00000	.00000
49		BATANES	1.44730	.44500	.00000	.00000
BATANES		CHARANAL	1.21570	.37400	.00000	.00000
CHARANAL		TALANDRACS	.52100	.16000	.00000	.00000
TALANDRACS		SOLUMBRE	.28950	.08900	.00000	.00000
TALANDRACS		CALORES	.52100	.16000	.00000	.00000
CALORES		SAN PEDRO	.69470	.21300	.00000	.00000
CALORES		PUEBLO NVO	.43420	.13300	.00000	.00000
PUEBLO NVO		BALCON.TAL	.40520	.12500	.00000	.00000
49		VICUS	.34040	.14100	.00000	.00000
VICUS		YECALA	.18150	.07500	.00000	.00000
YECALA		TIERRAS DU	.27230	.11300	.00000	.00000
TIERRAS DU		MATANZA	.15880	.06600	.00000	.00000
MATANZA		KM 65	1.21570	.37400	.00000	.00000

----BUS DATA----

NO. OF ITERATIONS 26

NUM	BUS NAME	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH		
		KV	PU	ANG	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	
100	CHULUCAN	SL	23.0	1.005	.00	8864.70	4099.72	.00	.00	0.	0.
101	HUAPALAS	PQ	22.9	1.002	-.02	.00	.00	43.30	.00	0.	0.
102	L.ENCANTAD	PQ	22.8	.997	-.05	.00	.00	246.50	.00	-0.	0.
103	STA. ROSA	PQ	22.7	.992	-.08	.00	.00	45.10	.00	0.	0.
104	NNOMALA	PQ	22.7	.990	-.08	.00	.00	144.60	.00	-0.	0.
105	HALINGUITS	PQ	22.5	.983	-.10	.00	.00	213.80	.00	0.	0.
106	106	PQ	22.4	.980	-.10	.00	.00	.00	.00	0.	0.
107	CHUICAS	PQ	22.4	.980	-.10	.00	.00	16.70	.00	0.	0.
108	LA RITA	PQ	22.4	.977	-.10	.00	.00	281.10	210.80	-1.	0.
109	EL PAPAYO	PQ	22.3	.975	-.10	.00	.00	81.70	.00	0.	0.
110	GREDA-LOCU	PQ	22.3	.974	-.10	.00	.00	398.60	299.00	-2.	0.
111	111	PQ	22.3	.972	-.14	.00	.00	.00	.00	0.	0.
112	ANGOSTURA	PQ	22.2	.971	-.20	.00	.00	52.80	.00	0.	0.
113	ACOTO ALTO	PQ	22.2	.970	-.24	.00	.00	61.40	.00	0.	0.

ANEXO B 1.2

NUM	BUS NAME	VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH		
		KV	PU	ANG	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	
114	ACOTO BAJO	PQ	22.2	.970	-.27	.00	.00	31.20	.00	0.	0.
115	SANTA ANA	PQ	22.2	.968	-.34	.00	.00	36.30	.00	0.	0.
116	PROGRESO A	PQ	22.1	.967	-.39	.00	.00	31.00	.00	0.	0.
117	PROGRESO	PQ	22.1	.966	-.41	.00	.00	130.70	.00	0.	0.
118	SEREN	PQ	22.1	.967	-.40	.00	.00	50.50	.00	0.	0.
119	TAMBO GNDE	PQ	21.8	.951	.23	.00	.00	1062.00	500.00	-7.	0.
120	120	PQ	21.7	.948	.25	.00	.00	.00	.00	-3.	0.
121	PEDREGAL	PQ	21.7	.947	.20	.00	.00	69.80	.00	-1.	0.
122	CHICO ALTO	PQ	21.7	.947	.20	.00	.00	50.50	.00	1.	0.
123	COLERA	PQ	21.7	.947	.24	.00	.00	5.20	.00	0.	0.
124	HUALTACO	PQ	21.6	.943	.23	.00	.00	15.30	.00	0.	0.
125	CRUCETA	PQ	21.4	.941	.22	.00	.00	492.10	369.10	1.	0.
126	TEJEDORES	PQ	21.4	.941	.21	.00	.00	26.10	.00	0.	0.
127	127	PQ	22.8	.994	.03	.00	.00	.00	.00	-1.	0.
128	YAPATERA	PQ	22.7	.993	.03	.00	.00	345.10	258.80	-1.	0.
129	CRUZPAMPA	PQ	22.7	.992	.01	.00	.00	135.70	.00	0.	0.
130	PALO BLANC	PQ	22.7	.991	-.01	.00	.00	61.00	.00	-0.	0.
131	PLATANAL	PQ	22.7	.991	-.02	.00	.00	37.10	.00	0.	0.
132	FATIHA	PQ	22.7	.993	.01	.00	.00	38.40	.80	0.	0.
133	CHAPICA	PQ	22.7	.993	.01	.00	.00	34.70	.00	0.	0.
134	LA VINNA	PQ	22.4	.979	.09	.00	.00	137.80	.00	0.	0.
135	SOL SOL	PQ	22.3	.973	.18	.00	.00	274.30	205.70	-1.	0.
136	SN. FCO. PAC	PQ	22.2	.967	.25	.00	.00	454.30	340.10	-3.	0.
137	BELEN	PQ	22.3	.976	.08	.00	.00	24.30	.00	0.	0.
138	LAS PAMPAS	PQ	22.2	.971	.07	.00	.00	299.00	224.30	-1.	0.
139	RIO SEC. BJ	PQ	22.2	.971	.06	.00	.00	84.10	.00	0.	0.
140	RIO SEC. AL	PQ	22.2	.971	.06	.00	.00	31.30	.00	0.	0.
141	PLATILLO S	PQ	22.2	.971	.04	.00	.00	25.10	.00	0.	0.
142	CRUZ VERDE	PQ	22.2	.970	.02	.00	.00	161.30	.00	0.	0.
143	143	PQ	22.2	.969	.02	.00	.00	.00	.00	0.	0.
144	TINAJONES	PQ	22.2	.969	.02	.00	.00	4.90	.00	0.	0.
145	PUEBLO NVO	PQ	22.2	.969	.01	.00	.00	9.10	.00	0.	0.
146	146	PQ	22.9	1.002	.02	.00	.00	.00	.00	0.	0.
147	EL CINCUEN	PQ	22.9	1.001	-.00	.00	.00	88.80	.00	0.	0.
148	ALTO L. GAL	PQ	22.9	1.001	-.01	.00	.00	16.70	.00	-0.	0.
149	49	PQ	22.7	.992	.09	.00	.00	.00	.00	4.	0.
150	BATANES	PQ	22.4	.980	.08	.00	.00	288.40	216.30	-5.	0.
151	CHARANAL	PQ	22.3	.974	-.02	.00	.00	91.70	.00	1.	0.
152	TALANDRACS	PQ	22.3	.972	-.06	.00	.00	115.50	.00	0.	0.
153	SOLUMBRE	PQ	22.2	.972	-.06	.00	.00	40.50	.00	0.	0.
154	CALORES	PQ	22.2	.971	-.08	.00	.00	25.80	.00	0.	0.

ANEXO B 1.2

BUS		VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH		
NUM	NAME	KV	PU	ANG	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	
155	SAN PEDRO	PQ	22.2	.970	-.09	.00	.00	69.80	.00	0.	0.
156	PUEBLO NVO	PQ	22.2	.970	-.09	.00	.00	83.50	.00	0.	0.
157	BALCON.TAL	PQ	22.2	.970	-.09	.00	.00	36.60	.00	0.	0.
158	VICUS	PQ	22.5	.983	.20	.00	.00	466.50	349.90	-1.	0.
159	YECALA	PQ	22.4	.979	.24	.00	.00	76.10	.00	0.	0.
160	TIERRAS DU	PQ	22.3	.974	.31	.00	.00	71.50	.00	0.	0.
161	MATANZA	PQ	22.2	.971	.36	.00	.00	1354.00	1015.00	-10.	0.
162	KM 65	PQ	22.2	.971	.35	.00	.00	7.10	.00	0.	0.
					-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
					8864.70	4099.72	8576.30	3989.80	-26.	0.	0.
					-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

----LINE DATA----

FROM	TO	SENT		RECEIVED		LOSSES	
BUS	BUS	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
CHULUCAN	HUAPALAS	1909.71	527.65	1904.30	525.42	5.41	2.23
HUAPALAS	L.ENCANTAD	1861.05	525.45	1852.57	521.95	8.48	3.50
L.ENCANTAD	STA. ROSA	1606.42	522.23	1597.96	518.72	8.47	3.51
STA. ROSA	NNOMALA	1552.93	518.81	1549.79	517.51	3.14	1.30
NNOMALA	MALINGUITS	1405.44	517.67	1395.55	513.56	9.89	4.11
MALINGUITS	106	1181.73	513.52	1178.19	512.05	3.53	1.47
106	CHUICAS	16.70	.01	16.70	.01	.00	.00
106	LA RITA	1161.50	512.01	1158.44	510.74	3.06	1.26
LA RITA	EL PAPAYO	878.54	300.94	876.92	300.27	1.63	.67
EL PAPAYO	GREDA-LOCU	794.67	299.85	793.45	299.34	1.22	.51
GREDA-LOCU	111	396.50	1.73	395.85	1.45	.66	.28
111	ANGOSTURA	395.66	1.24	395.16	.86	.49	.37
CHULUCAN	TAMBO GNDE	1823.58	910.86	1721.79	868.63	101.79	42.23
ANGOSTURA	ACOTO ALTO	342.36	.91	342.06	.67	.30	.25
ACOTO ALTO	ACOTO BAJO	280.64	.68	280.48	.55	.16	.13
ACOTO BAJO	SANTA ANA	249.26	.55	248.85	.25	.41	.30
SANTA ANA	PROGRESO A	212.55	.26	212.29	.06	.26	.20
PROGRESO A	PROGRESO	130.77	.07	130.71	.02	.06	.05
PROGRESO A	SEREN	50.51	-.00	50.50	-.01	.01	.01
TAMBO GNDE	120	666.15	374.17	664.37	373.43	1.78	.74
120	PEDREGAL	120.54	.26	120.42	.17	.12	.09
PEDREGAL	CHICO ALTO	51.17	.48	51.15	.47	.02	.01
120	COLERA	546.23	376.14	545.29	375.42	.94	.72
COLERA	HUALTACO	540.06	375.38	538.21	373.96	1.86	1.42
HUALTACO	CRUCETA	522.89	373.87	519.16	371.03	3.73	2.84
CRUCETA	TEJEDORES	26.12	.03	26.12	.03	.01	.00
CHULUCAN	127	2215.54	1051.68	2191.21	1041.37	24.33	10.32
127	YAPATERA	579.64	258.86	578.79	258.50	.84	.36
YAPATERA	CRUZPAMPA	234.32	.28	234.13	.20	.19	.08
CRUZPAMPA	PALO BLANC	98.24	.03	98.12	-.01	.12	.05
PALO BLANC	PLATANAL	37.31	.17	37.31	.17	.00	.00
127	FATIMA	73.31	.97	73.27	.95	.05	.02

ANEXO B 1.2

BUS		VOLTAGE		GENERATION		LOAD		MISMATCH		
NUM	NAME	KV	PU	ANG	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
FATIMA	CHAPICA		34.85	.13	34.85		.13	.00		.00
127	LA VINNA	1538.81		782.19	1514.19	771.76	24.62	10.44		
LA VINNA	SOL SOL	732.75		545.81	727.42	543.56	5.32	2.25		
SOL SOL	SN.FCO.PAC	454.48		339.06	451.57	337.83	2.91	1.23		
LA VINNA	BELEN	643.72		226.14	641.93	225.38	1.79	.76		
BELEN	LAS PAMPAS	617.59		225.36	614.82	224.19	2.77	1.17		
LAS PAMPAS	RIO SEC.BJ	115.48		.11	115.48	.11	.00	.00		
RIO SEC.BJ	RIO SEC.AL	31.39		.07	31.38	.07	.01	.00		
LAS PAMPAS	PLATILLO S	201.48		.81	201.27	.73	.21	.08		
PLATILLO S	CRUZ VERDE	176.10		.65	175.92	.57	.18	.08		
CRUZ VERDE	143	14.16		.15	14.15	.15	.01	.00		
143	TINAJONES	4.92		.01	4.92	.01	.00	.00		
143	PUEBLO NVO	9.15		.04	9.14	.03	.01	.01		
CHULUCAN	146	2916.05		1609.63	2907.62	1606.16	8.43	3.47		
146	EL CINCUEN	105.70		.09	105.57	.05	.13	.04		
EL CINCUEN	ALTO L.GAL	16.59		-.07	16.58	-.08	.01	.00		
146	49	2801.91		1606.08	2770.47	1592.99	31.44	13.09		
49	BATANES	761.84		218.40	752.60	215.56	9.24	2.84		
BATANES	CHARANAL	469.44		2.51	466.66	1.65	2.78	.86		
CHARANAL	TALANDRACS	374.16		1.14	373.38	.90	.78	.24		
TALANDRACS	SOLUMBRE	40.70		.13	40.72	.14	-.02	-.01		
TALANDRACS	CALORES	216.97		.66	216.72	.58	.25	.08		
CALORES	SAN PEDRO	70.18		.22	70.15	.21	.03	.01		
CALORES	PUEBLO NVO	120.76		.40	120.71	.38	.05	.02		
PUEBLO NVO	BALCON.TAL	36.90		.18	36.90	.18	.00	.00		
49	VICUS	2005.07		1372.66	1984.63	1364.19	20.45	8.48		
VICUS	YECALA	1519.57		1015.69	1513.33	1013.10	6.24	2.60		
YECALA	TIERRAS DU	1437.07		1013.15	1428.29	1009.49	8.78	3.65		
TIERRAS DU	MATANZA	1356.34		1009.27	1351.55	1007.26	4.78	2.01		
MATANZA	KM 65	7.16		.03	7.15	.03	.00	.00		

ANEXO B 1.2 PSE CHULUCANAS - ALTERNATIVA N° 2

DECOUPLED NEWTON RAPHSON LOAD FLOW

PSE CHULUCANAS - SISTEMA MORROPÓN

MVA BASE = 100.0 CONVERGENCE TOLERANCE = .00010 MAX. NO. OF ITERATIONS = 50

SLACK BUS IS 168

BUSBAR DATA

NODE	BUS NAME	VOLTAGE KV	P. GEN MW	Q. GEN MVAR	P. LOAD MW	Q. LOAD MVAR	NOM VOLTAGE KV	BASE VOLTAGE KV
163	CRUZ VERDE	.00000	.00000	.00000	.22210	.16660	22.90000	22.90000
164	PABUR VJO.	.00000	.00000	.00000	.05790	.04340	22.90000	22.90000
165	LAYNAS	.00000	.00000	.00000	.34030	.25520	22.90000	22.90000
166	CARRASQUIL	.00000	.00000	.00000	.20750	.15560	22.90000	22.90000
167	LA HUAQUIL	.00000	.00000	.00000	.08320	.06240	22.90000	22.90000
168	MORROPON	22.90000	.00000	.00000	1.34700	1.01000	22.90000	22.90000
169	FRANCO	.00000	.00000	.00000	.03690	.02770	22.90000	22.90000
170	POLVASI-IN	.00000	.00000	.00000	.04400	.03300	22.90000	22.90000
171	PUEBLO NVO	.00000	.00000	.00000	.09530	.07150	22.90000	22.90000
172	BNOS AIRES	.00000	.00000	.00000	1.09700	.82340	22.90000	22.90000
173	HDA. B. AIRE	.00000	.00000	.00000	.03010	.02260	22.90000	22.90000
174	LA FIRCA	.00000	.00000	.00000	.03810	.02860	22.90000	22.90000
175	L. MARAVILL	.00000	.00000	.00000	.00910	.00680	22.90000	22.90000
176	PIEDRA HER	.00000	.00000	.00000	.01470	.01100	22.90000	22.90000
177	CHIHUAHUA	.00000	.00000	.00000	.01640	.01230	22.90000	22.90000
178	PEDREGAL	.00000	.00000	.00000	.09510	.07130	22.90000	22.90000
179	EL ALA	.00000	.00000	.00000	.01710	.01280	22.90000	22.90000
180	J. VELASCO	.00000	.00000	.00000	.00610	.00460	22.90000	22.90000
181	RIO SECO	.00000	.00000	.00000	.01400	.01050	22.90000	22.90000
182	MALACASI	.00000	.00000	.00000	.27780	.20840	22.90000	22.90000
183	183	.00000	.00000	.00000	.00000	.00000	22.90000	22.90000
184	LA ALBERCA	.00000	.00000	.00000	.06250	.04690	22.90000	22.90000
185	MVA. ESPERN	.00000	.00000	.00000	.00580	.00440	22.90000	22.90000
186	PALO BLANC	.00000	.00000	.00000	.06070	.04550	22.90000	22.90000
187	SERRAN	.00000	.00000	.00000	.23670	.17750	22.90000	22.90000
188	SALITRAL	.00000	.00000	.00000	.14640	.10980	22.90000	22.90000
189	FIDRA BLAN	.00000	.00000	.00000	.04710	.03530	22.90000	22.90000
190	BIGOTE	.00000	.00000	.00000	.49930	.37450	22.90000	22.90000
191	LA PAREJA	.00000	.00000	.00000	.09160	.06870	22.90000	22.90000
192	QUEHAZON	.00000	.00000	.00000	.07450	.05590	22.90000	22.90000
193	BARRIOS	.00000	.00000	.00000	.01110	.00830	22.90000	22.90000

ANEXO B 1.2 PSE CHULUCANAS - ALTERNATIVA N° 2

NETWORK DATA

NODE	TO	NODE	RESISTANCE	REACTANCE	CONDUCT.	SHUNT SUSC
CRUZ VERDE		PABUR VJO.	.13620	.05600	.00000	.00000
PABUR VJO.		LAYNAS	.18150	.07500	.00000	.00000
LAYNAS		CARRASQUIL	.27230	.11300	.00000	.00000
CARRASQUIL		LA HUAQUIL	.22690	.09400	.00000	.00000
LA HUAQUIL		MORROPON	.30260	.12600	.00000	.00000
MORROPON		FRANCO	1.73680	.53400	.00000	.00000
MORROPON		POLVASL-IN	.22690	.09400	.00000	.00000
POLVASL-IN		PUEBLO NVO	.22690	.09400	.00000	.00000
PUEBLO NVO		BNOS AIRES	.22690	.09400	.00000	.00000
MORROPON		HDA.B.AIRE	.73480	.31100	.00000	.00000
HDA.B.AIRE		LA PIRCA	.24490	.10400	.00000	.00000
LA PIRCA		L.MARAVILL	.28950	.08900	.00000	.00000
L.MARAVILL		PIEDRA HER	.60790	.18700	.00000	.00000
CARRASQUIL		CHIHUAHUA	.07560	.03100	.00000	.00000
CHIHUAHUA		PEDREGAL	.11350	.04700	.00000	.00000
PEDREGAL		EL ALA	.27230	.11300	.00000	.00000
EL ALA		J.VELASCO	.06810	.02800	.00000	.00000
J.VELASCO		RIO SECO	.18150	.07500	.00000	.00000
RIO SECO		MALACASI	.61270	.25400	.00000	.00000
MALACASI		183	.15880	.06600	.00000	.00000
183		LA ALBERCA	.27230	.11300	.00000	.00000
LA ALBERCA		NVA.ESPERN	.11350	.04700	.00000	.00000
NVA.ESPERN		PALO BLANC	.20420	.08500	.00000	.00000
PALO BLANC		SERRAN	.36310	.15100	.00000	.00000
183		SALITRAL	.13620	.05800	.00000	.00000
SALITRAL		PIDRA BLAN	.13620	.05600	.00000	.00000
PIDRA BLAN		BIGOTE	.29500	.12200	.00000	.00000
BIGOTE		LA PAREJA	.43110	.17900	.00000	.00000
LA PAREJA		QUEMAZON	.13620	.05600	.00000	.00000
QUEMAZON		BARRIOS	.24960	.10400	.00000	.00000

ANEXO B 1.2

----BUS DATA----

NO. OF ITERATIONS 6

NUM	BUS NAME		VOLTAGE			GENERATION		LOAD		MISMATCH	
			KV	PU	ANG	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
163	CRUZ VERDE	PQ	22.4	.978	.31	.00	.00	222.10	166.60	0.	0.
164	PABUR VJO.	PQ	22.4	.979	.31	.00	.00	57.90	43.40	0.	0.
165	LAYNAS	PQ	22.4	.979	.29	.00	.00	340.30	255.20	1.	0.
166	CARRASQUIL	PQ	22.5	.982	.26	.00	.00	207.50	155.60	-0.	0.
167	LA HUAQUIL	PQ	22.7	.989	.15	.00	.00	83.20	62.40	-1.	0.
168	MORROPON	SL	22.9	1.000	.00	5432.30	4021.97	1347.00	1010.00	0.	0.
169	FRANCO	PQ	22.9	.999	.02	.00	.00	36.90	27.70	0.	0.
170	POLVASL-IN	PQ	22.8	.996	.05	.00	.00	44.00	33.00	0.	0.
171	PUEBLO NVO	PQ	22.7	.993	.11	.00	.00	95.30	71.50	0.	0.
172	BNOS AIRES	PQ	22.7	.989	.16	.00	.00	1097.00	823.40	0.	0.
173	HDA.B.AIRE	PQ	22.9	.999	.01	.00	.00	30.10	22.60	0.	0.
174	LA PIRCA	PQ	22.9	.999	.02	.00	.00	38.10	28.60	0.	0.
175	L.MARAVILL	PQ	22.9	.999	.02	.00	.00	9.10	6.80	0.	0.
176	PIEDRA HER	PQ	22.9	.999	.02	.00	.00	14.70	11.00	0.	0.
177	CHIHUAHUA	PQ	22.4	.980	.29	.00	.00	16.40	12.30	0.	0.
178	PEDREGAL	PQ	22.4	.977	.32	.00	.00	95.10	71.30	0.	0.
179	EL ALA	PQ	22.2	.971	.41	.00	.00	17.10	12.80	-0.	0.
180	J.VELASCO	PQ	22.2	.970	.43	.00	.00	6.10	4.60	0.	0.
181	RIO SECO	PQ	22.1	.966	.49	.00	.00	14.00	10.50	0.	0.
182	MALACASI	PQ	21.8	.955	.68	.00	.00	277.80	208.40	1.	0.
183	183	PQ	21.8	.955	.72	.00	.00	.00	.00	0.	0.
184	LA ALBERCA	PQ	21.7	.953	.74	.00	.00	62.50	46.90	0.	0.
185	NVA.ESPERN	PQ	21.7	.953	.75	.00	.00	5.80	4.40	0.	0.
186	PALO BLANC	PQ	21.7	.953	.76	.00	.00	60.70	45.50	0.	0.
187	SERRAN	PQ	21.7	.952	.78	.00	.00	236.70	177.50	1.	0.
188	SALITRAL	PQ	21.7	.953	.74	.00	.00	146.40	109.80	0.	0.
189	PIDRA BLAN	PQ	21.7	.952	.77	.00	.00	47.10	35.30	0.	0.
190	BIGOTE	PQ	21.6	.952	.81	.00	.00	499.30	374.50	1.	0.
191	LA PAREJA	PQ	21.6	.951	.82	.00	.00	91.60	68.70	0.	0.
192	QUEHAZON	PQ	21.6	.949	.83	.00	.00	74.50	55.90	0.	0.
193	BARRIOS	PQ	21.6	.946	.83	.00	.00	11.10	8.30	0.	0.
						5432.30	4021.97	5285.40	3964.50	6.	0.

ANEXO B 1.2

----LINE DATA----

FROM BUS	TO BUS	SENT		RECEIVED		LOSSES	
		KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
PABUR VJO.	CRUZ VERDE	222.54	166.56	222.42	166.52	.11	.05
LAYNAS	PABUR VJO.	280.65	210.04	280.43	209.95	.22	.09
CARRASQUIL	LAYNAS	623.19	465.85	621.49	465.13	1.70	.71
LA HUAQUIL	CARRASQUIL	2587.81	1904.28	2563.86	1894.36	23.94	9.92
MORROPON	LA HUAQUIL	2704.44	1981.03	2670.45	1966.89	33.98	14.14
MORROPON	FRANCO	36.94	27.71	36.90	27.70	.04	.01
MORROPON	POLVASL-IN	1251.75	934.16	1246.17	931.87	5.58	2.30
POLVASL-IN	PUEBLO NVO	1202.23	898.84	1197.08	896.72	5.15	2.11
PUEBLO NVO	BNOS AIRES	1101.86	825.21	1097.48	823.39	4.38	1.82
MORROPON	HDA.B.AIRE	92.18	69.06	92.09	69.02	.09	.04
HDA.B.AIRE	LA PIRCA	61.99	46.43	61.97	46.42	.02	.01
LA PIRCA	L.MARAVILL	23.78	17.80	23.80	17.81	-.02	-.01
L.MARAVILL	PIEDRA HER	14.71	11.00	14.70	11.00	.01	.00
CARRASQUIL	CHIHUAHUA	1733.27	1272.92	1729.71	1271.45	3.56	1.48
CHIHUAHUA	PEDREGAL	1713.24	1259.08	1707.81	1256.84	5.43	2.23
PEDREGAL	EL ALA	1612.69	1185.52	1601.28	1180.78	11.41	4.74
EL ALA	J.VELASCO	1584.30	1167.86	1581.50	1166.69	2.80	1.17
J.VELASCO	RIO SECO	1575.42	1162.08	1568.02	1159.03	7.40	3.05
RIO SECO	MALACASI	1553.64	1148.27	1529.15	1138.11	24.49	10.15
MALACASI	183	1250.20	929.81	1245.94	928.06	4.26	1.75
183	LA ALBERCA	368.08	274.38	367.42	274.10	.66	.28
LA ALBERCA	NVA.ESPERN	304.73	227.29	304.55	227.22	.18	.07
NVA.ESPERN	PALO BLANC	298.81	222.86	298.51	222.73	.30	.12
PALO BLANC	SERRAN	237.60	177.30	237.22	177.14	.38	.15
183	SALITRAL	877.59	653.67	875.77	652.88	1.83	.78
SALITRAL	PIDRA BLAN	729.19	543.24	727.90	542.70	1.28	.54
PIDRA BLAN	BIGOTE	680.61	507.45	678.20	506.46	2.41	.99
BIGOTE	LA PAREJA	177.80	132.75	177.54	132.64	.26	.11
LA PAREJA	QUEMAZON	85.81	64.10	85.77	64.09	.04	.02
QUEMAZON	BARRIOS	11.12	8.28	11.10	8.27	.02	.01

ANEXO : C

INVERSIONES

ANEXO C 1.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE CHULUCANAS
ALTERNATIVA N° 01

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS I ETAPA				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	11	7,003	77,032
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	1	7,575	7,575
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	2	8,417	12,626
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm ²	km	89	10,601	945,638
Sub total 1				1,042,871
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	12,441	111	1,375,158
Redes Secundarias	Viviend.	12,441	258	3,208,703
Sub total 2				4,583,861
COSTO TOTAL DIRECTO				5,626,733
• Ingeniería y Supervisión	10%			562,673
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			281,337
COSTO TOTAL INDIRECTO				844,010
INVERSIÓN TOTAL				6,470,743

ANEXO C 1.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE CHULUCANAS
ALTERNATIVA N° 01

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS II ETAPA				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	31	7,003	213,590
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	47	7,575	353,743
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	53	9,063	483,039
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm ²	km	27	10,601	286,236
Sub total 1				1,336,607
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	7,888	111	871,879
Redes Secundarias	Viviend.	7,888	258	2,034,385
Sub total 2				2,906,264
COSTO TOTAL DIRECTO				4,242,871
• Ingeniería y Supervisión	10%			424,287
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			212,144
COSTO TOTAL INDIRECTO				636,431
INVERSIÓN TOTAL				4,879,302

ANEXO C 1.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE CHULUCANAS
ALTERNATIVA N° 02**

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS I ETAPA				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm²	km	11.00	7,002.95	77,032.42
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm²	km	1.00	7,574.80	7,574.80
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm²	km	56.50	10,601.33	598,974.94
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm² Doble Terna	km	30.60	11,031.69	337,569.64
Sub total 1				1,021,151.81
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	12,441	110.54	1,375,158.44
Redes Secundarias	Viviend.	12,441	257.92	3,208,703.02
Sub total 2				4,583,861.46
COSTO TOTAL DIRECTO				5,605,013.26
• Ingeniería y Supervisión	10%			560,501.33
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			280,250.66
COSTO TOTAL INDIRECTO				840,751.99
INVERSIÓN TOTAL				6,445,765.25

ANEXO C 1.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE CHULUCANAS
ALTERNATIVA N° 02

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS II ETAPA				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	30.50	7,002.95	213,589.90
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	46.70	7,574.80	353,743.04
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	1.50	8,417.10	12,625.64
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	53.30	9,062.64	483,038.61
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm ²	km	29.10	10,601.33	308,498.60
Sub total 1				1,371,495.80
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	7,888	110.54	871,879.15
Redes Secundarias	Viviend.	7,888	257.92	2,034,384.67
Sub total 2				2,906,263.82
COSTO TOTAL DIRECTO				4,277,759.62
• Ingeniería y Supervisión	10%			427,775.96
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			213,887.98
COSTO TOTAL INDIRECTO				641,663.94
INVERSIÓN TOTAL				4,919,423.56

ANEXO C 2.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE MÁNCORA
ALTERNATIVA N° 01

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	44.00	7,574.80	333,291.08
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	20.50	4,991.16	102,318.72
Sub total 1				435,609.80
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	6,175	110.54	682,571.85
Redes Secundarias	Viviend.	6,175	257.92	1,592,667.65
Sub total 2				2,275,239.50
COSTO TOTAL DIRECTO				2,710,849.30
• Ingeniería y Supervisión	10%			271,084.93
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			135,542.46
COSTO TOTAL INDIRECTO				406,627.39
INVERSIÓN TOTAL				3,117,476.69

ANEXO C 2.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE MÁNCORA
ALTERNATIVA N° 02**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	44.00	7,574.80	333,291.08
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	59.20	4,991.16	295,476.49
Sub total 1				628,767.58
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	6,175	110.54	682,571.85
Redes Secundarias	Viviend.	6,175	257.92	1,592,667.65
Sub total 2				2,275,239.50
COSTO TOTAL DIRECTO				2,904,007.07
• Ingeniería y Supervisión		10%		290,400.71
• Gastos Generales DEP/MEM		5%		145,200.35
COSTO TOTAL INDIRECTO				435,601.06
INVERSIÓN TOTAL				3,339,608.14

ANEXO C 3.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE MEDIO PIURA
ALTERNATIVA N° 01

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	36.40	7,002.95	254,907.30
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	9.20	7,574.80	69,688.14
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	6.40	4,991.16	31,943.40
Sub total 1				356,538.84
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	1,918	110.54	212,011.79
Redes Secundarias	Viviend.	1,918	257.92	494,694.18
Sub total 2				706,705.97
COSTO TOTAL DIRECTO				1,063,244.80
• Ingeniería y Supervisión		10%		106,324.48
• Gastos Generales DEP/MEM		5%		53,162.24
COSTO TOTAL INDIRECTO				159,486.72
INVERSIÓN TOTAL				1,222,731.53

ANEXO C 3.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE MEDIO PIURA
ALTERNATIVA N° 02

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	52.80	7,002.95	369,755.64
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	4.60	4,991.16	22,959.32
Sub total 1				392,714.96
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	1,918	110.54	212,011.79
Redes Secundarias	Viviend.	1,918	257.92	494,694.18
Sub total 2				706,705.97
COSTO TOTAL DIRECTO				1,099,420.93
• Ingeniería y Supervisión	10%			109,942.09
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			54,971.05
COSTO TOTAL INDIRECTO				164,913.14
INVERSIÓN TOTAL				1,264,334.07

ANEXO C 4.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE SULLANA
ALTERNATIVA N° 01**

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS II ETAPA				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	13.90	4,991.16	69,377.08
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	46.30	7,574.80	350,713.12
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	35.70	9,062.64	323,536.18
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 y 70 mm ² Doble Terna.	km	20.20	11,031.69	222,840.09
Sub total 1				966,466.47
• REDES DE DISTRIBUCIÓN II ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	4,844	110.54	535,445.84
Redes Secundarias	Viviend.	4,844	257.92	1,249,373.62
Sub total 2				1,784,819.45
COSTO TOTAL DIRECTO				2,751,285.92
• Ingeniería y Supervisión	10%			275,128.59
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			137,564.30
COSTO TOTAL INDIRECTO				412,692.89
INVERSIÓN TOTAL				3,163,978.81

ANEXO C 4.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE SULLANA
ALTERNATIVA N° 01**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS III ETAPA				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	51.50	4,991.16	257,044.58
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	25.30	7,574.80	191,642.37
Sub total 1				448,686.96
• REDES DE DISTRIBUCIÓN III ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	1,092	110.54	120,707.44
Redes Secundarias	Viviend.	1,092	257.92	281,650.70
Sub total 2				402,358.14
COSTO TOTAL DIRECTO				851,045.10
• Ingeniería y Supervisión	10%			85,104.51
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			42,552.25
COSTO TOTAL INDIRECTO				127,656.76
INVERSIÓN TOTAL				978,701.86

ANEXO C 4.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE SULLANA
ALTERNATIVA N° 02**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS II ETAPA				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	7.00	4,991.16	34,938.10
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	42.10	7,574.80	318,898.97
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm ²	km	18.10	10,601.33	191,884.01
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 120 mm ²	km	31.10	13,633.01	423,986.74
Sub total 1				969,707.81
• REDES DE DISTRIBUCIÓN II ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	4,844	110.54	535,445.84
Redes Secundarias	Viviend.	4,844	257.92	1,249,373.62
Sub total 2				1,784,819.45
COSTO TOTAL DIRECTO				2,754,527.27
• Ingeniería y Supervisión	10%			275,452.73
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			137,726.36
COSTO TOTAL INDIRECTO				413,179.09
INVERSIÓN TOTAL				3,167,706.36

ANEXO C 4.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE SULLANA
ALTERNATIVA N° 02

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS III ETAPA				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	53.10	4,991.16	265,030.43
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	25.30	7,574.80	191,642.37
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	1.20	8,417.10	10,100.52
Sub total 1				466,773.32
• REDES DE DISTRIBUCIÓN III ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	1,092	110.54	120,707.44
Redes Secundarias	Viviend.	1,092	257.92	281,650.70
Sub total 2				402,358.14
COSTO TOTAL DIRECTO				869,131.47
• Ingeniería y Supervisión	10%			86,913.15
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			43,456.57
COSTO TOTAL INDIRECTO				130,369.72
INVERSIÓN TOTAL				999,501.19

ANEXO C 5.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE SANTO DOMINGO - CHALACO
ALTERNATIVA N° 01

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS I ETAPA				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	21.40	4,991.16	106,810.76
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	6.00	7,002.95	42,017.69
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 35 mm ²	km	11.50	5,372.14	61,779.66
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	5.00	7,574.80	37,873.99
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 50 mm ²	km	8.00	5,943.26	47,546.06
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	13.70	8,417.10	115,314.22
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	5.00	9,062.64	45,313.19
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm ²	km	43.80	10,601.33	464,338.10
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 120 mm ²	km	8.50	13,633.01	115,880.62
Sub total 1				1,036,874.28
• REDES DE DISTRIBUCIÓN I ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	2,522	110.54	278,776.71
Redes Secundarias	Viviend.	2,522	257.92	650,479.00
Sub total 2				929,255.71
COSTO TOTAL DIRECTO				1,966,129.99
• Ingeniería y Supervisión	10%			196,613.00
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			98,306.50
COSTO TOTAL INDIRECTO				294,919.50
INVERSIÓN TOTAL				2,261,049.49

ANEXO C 5.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE SANTO DOMINGO - CHALACO
ALTERNATIVA N° 01

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS II ETAPA				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	6.50	4,991.16	32,442.52
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	6.00	7,002.95	42,017.69
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 35 mm ²	km	7.00	5,372.14	37,605.01
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	15.20	7,574.80	115,136.92
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	25.60	8,417.10	215,477.67
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	19.60	9,062.64	177,627.71
Sub total 1				620,307.52
• REDES DE DISTRIBUCIÓN II ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	1,013	110.54	111,974.94
Redes Secundarias	Viviend.	1,013	257.92	261,274.87
Sub total 2				373,249.82
COSTO TOTAL DIRECTO				993,557.33
• Ingeniería y Supervisión	10%			99,355.73
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			49,677.87
COSTO TOTAL INDIRECTO				149,033.60
INVERSIÓN TOTAL				1,142,590.93

ANEXO C 5.1

INVERSIONES

PROYECTO : PSE SANTO DOMINGO - CHALACO
ALTERNATIVA N° 02

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS I ETAPA				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	29.60	4,991.16	147,738.25
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 35 mm ²	km	24.40	5,372.14	131,080.32
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 70 mm ²	km	1.00	6,373.62	6,373.62
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	1.50	7,002.95	10,504.42
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	24.70	7,574.80	187,097.49
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	37.00	8,417.10	311,432.57
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	24.00	9,062.64	217,503.32
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 y 70 mm ² Doble Terna.	km	22.10	11,039.06	243,963.15
Sub total 1				1,255,693.15
• REDES DE DISTRIBUCIÓN I ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	2,522	110.54	278,776.71
Redes Secundarias	Viviend.	2,522	257.92	650,479.00
Sub total 2				929,255.71
COSTO TOTAL DIRECTO				2,184,948.86
• Ingeniería y Supervisión	10%			218,494.89
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			109,247.44
COSTO TOTAL INDIRECTO				327,742.33
INVERSIÓN TOTAL				2,512,691.19

ANEXO C 5.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE SANTO DOMINGO - CHALACO
ALTERNATIVA N° 02**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS II ETAPA				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	12.10	4,991.16	60,393.00
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 35 mm ²	km	3.60	5,372.14	19,339.72
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	15.20	7,574.80	115,136.92
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	39.00	8,417.10	328,266.76
Sub total 1				523,136.40
• REDES DE DISTRIBUCIÓN II ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	1,013	110.54	111,974.94
Redes Secundarias	Viviend.	1,013	257.92	261,274.87
Sub total 2				373,249.82
COSTO TOTAL DIRECTO				896,386.22
• Ingeniería y Supervisión	10%			89,638.62
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			44,819.31
COSTO TOTAL INDIRECTO				134,457.93
INVERSIÓN TOTAL				1,030,844.15

ANEXO C 6.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE BAJO PIURA
ALTERNATIVA N° 01**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	27.00	4,991.16	134,761.24
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	25.90	7,574.80	196,187.25
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	58.70	8,417.10	494,083.57
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	39.20	9,062.64	355,255.42
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	6.00	11,053.80	66,322.77
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 y 70 mm ² Doble Terna.	km	12.90	11,039.06	142,403.83
Sub total 1				1,389,014.08
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	9,950	110.54	1,099,852.62
Redes Secundarias	Viviend.	9,950	257.92	2,566,322.77
Sub total 2				3,666,175.39
COSTO TOTAL DIRECTO				5,055,189.46
• Ingeniería y Supervisión	10%			505,518.95
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			252,759.47
COSTO TOTAL INDIRECTO				758,278.42
INVERSIÓN TOTAL				5,813,467.88

ANEXO C 6.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE BAJO PIURA
ALTERNATIVA N° 02**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	27.50	4,991.16	137,256.82
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	25.90	7,574.80	196,187.25
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	60.30	8,417.10	507,550.92
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	35.00	9,062.64	317,192.34
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm ²	km	20.20	10,601.33	214,146.79
Sub total 1				1,372,334.12
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	9,950	110.54	1,099,852.62
Redes Secundarias	Viviend.	9,950	257.92	2,566,322.77
Sub total 2				3,666,175.39
COSTO TOTAL DIRECTO				5,038,509.51
• Ingeniería y Supervisión	10%			503,850.95
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			251,925.48
COSTO TOTAL INDIRECTO				755,776.43
INVERSIÓN TOTAL				5,794,285.93

ANEXO C 7.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE AYABACA
ALTERNATIVA N° 01**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• CH LANCHIPAMPA (0.8 MW)	MW	0.8	700.07	560,058.95
• LINEAS PRIMARIAS II ETAPA				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	13.60	7,002.95	95,240.09
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	7.40	7,574.80	56,053.50
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	12.50	9,062.64	113,282.98
Sub total 1				264,576.57
• REDES DE DISTRIBUCIÓN II ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	510	110.54	56,374.36
Redes Secundarias	Viviend.	510	257.92	131,540.16
Sub total 2				187,914.52
COSTO TOTAL DIRECTO				1,012,550.04
• Ingeniería y Supervisión	10%			101,255.00
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			50,627.50
COSTO TOTAL INDIRECTO				151,882.51
INVERSIÓN TOTAL				1,164,432.54

ANEXO C 7.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE AYABACA
ALTERNATIVA N° 01**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS III ETAPA				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	88.70	7,002.95	621,161.46
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	4.10	7,574.80	31,056.67
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	23.00	8,417.10	193,593.22
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	6.90	9,062.64	62,532.20
Sub total 1				908,343.55
• REDES DE DISTRIBUCIÓN III ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	3,458	110.54	382,240.24
Redes Secundarias	Viviend.	3,458	257.92	891,893.88
Sub total 2				1,274,134.12
COSTO TOTAL DIRECTO				2,182,477.67
• Ingeniería y Supervisión	10%			218,247.77
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			109,123.88
COSTO TOTAL INDIRECTO				327,371.65
INVERSIÓN TOTAL				2,509,849.32

ANEXO C 7.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE AYABACA
ALTERNATIVA N° 02**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• AMPLIACIÓN CH SICACATE EN 1.2 MW	kW	1200	700.07	840,088.43
• LINEAS PRIMARIAS II ETAPA				
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	7.00	7,002.95	49,020.63
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	42.10	7,574.80	318,898.97
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	18.10	9,062.64	164,033.75
Sub total 1				531,953.35
• REDES DE DISTRIBUCIÓN II ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	510	110.54	56,374.36
Redes Secundarias	Viviend.	510	257.92	131,540.16
Sub total 2				187,914.52
COSTO TOTAL DIRECTO				1,559,956.30
• Ingeniería y Supervisión	10%			155,995.63
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			77,997.82
COSTO TOTAL INDIRECTO				233,993.45
INVERSIÓN TOTAL				1,793,949.75

ANEXO C 7.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE AYABACA
ALTERNATIVA N° 02**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS III ETAPA				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	88.70	7,002.95	621,161.46
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	4.10	7,574.80	31,056.67
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	23.00	8,417.10	193,593.22
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	6.90	9,062.64	62,532.20
Sub total 1				908,343.55
• REDES DE DISTRIBUCIÓN III ETAPA				
Redes Primarias	Viviend.	3,458	110.54	382,240.24
Redes Secundarias	Viviend.	3,458	257.92	891,893.88
Sub total 2				1,274,134.12
COSTO TOTAL DIRECTO				2,182,477.67
• Ingeniería y Supervisión	10%			218,247.77
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			109,123.88
COSTO TOTAL INDIRECTO				327,371.65
INVERSIÓN TOTAL				2,509,849.32

ANEXO C 8.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE HUANCABAMBA
ALTERNATIVA N° 01**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS Y REGULADOR DE TENSIÓN				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	3.80	4,991.16	18,966.40
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	13.70	7,574.80	103,774.72
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 50 mm ²	km	2.30	5,943.26	13,669.49
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	28.50	8,417.10	239,887.25
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm ²	km	33.10	10,601.33	350,903.91
REGULADOR DE TENSION-22,9 kV; 1,7MVA	und	1.00	184,229.92	184,229.92
Sub total 1				911,431.69
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	2,494	110.54	275,681.65
Redes Secundarias	Viviend.	2,494	257.92	643,257.18
Sub total 2				918,938.84
COSTO TOTAL DIRECTO				1,830,370.52
• Ingeniería y Supervisión	10%			183,037.05
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			91,518.53
COSTO TOTAL INDIRECTO				274,555.58
INVERSIÓN TOTAL				2,104,926.10

ANEXO C 8.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE HUANCABAMBA
ALTERNATIVA N° 02**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS Y REGULADOR DE TENSIÓN				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	6.10	4,991.16	30,446.06
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 50 mm ²	km	1.00	5,943.26	5,943.26
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	51.90	8,417.10	436,847.31
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 70 mm ²	km	1.60	9,062.64	14,500.22
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 95 mm ²	km	30.50	10,601.33	323,340.46
REGULADOR DE TENSION-22,9 kV; 2,0MVA	und	1.00	221,075.90	221,075.90
Sub total 1				1,032,153.21
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	2,494	110.54	275,681.65
Redes Secundarias	Viviend.	2,494	257.92	643,257.18
Sub total 2				918,938.84
COSTO TOTAL DIRECTO				1,951,092.04
• Ingeniería y Supervisión	10%			195,109.20
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			97,554.60
COSTO TOTAL INDIRECTO				292,663.81
INVERSIÓN TOTAL				2,243,755.85

ANEXO C 9.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE HUARMACA
ALTERNATIVA N° 01**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	11.10	4,991.16	55,401.84
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	18.40	7,002.95	128,854.24
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	47.10	7,574.80	356,772.96
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	21.00	8,417.10	176,759.03
Sub total 1				717,788.06
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	2,094	110.54	231,466.47
Redes Secundarias	Viviend.	2,094	257.92	540,088.43
Sub total 2				771,554.90
COSTO TOTAL DIRECTO				1,489,342.96
• Ingeniería y Supervisión	10%			148,934.30
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			74,467.15
COSTO TOTAL INDIRECTO				223,401.44
INVERSIÓN TOTAL				1,712,744.41

ANEXO C 9.1

INVERSIONES

**PROYECTO : PSE HUARMACA
ALTERNATIVA N° 02**

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO UNIT. (US\$)	PARCIAL (US\$)
• LINEAS PRIMARIAS				
LP 22.9 kV - 1Ø AAAC - 25 mm ²	km	4.30	4,991.16	21,461.97
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 25 mm ²	km	21.60	7,002.95	151,263.67
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 35 mm ²	km	50.70	7,574.80	384,042.23
LP 22.9 kV - 3Ø AAAC - 50 mm ²	km	26.00	8,417.10	218,844.51
Sub total 1				775,612.38
• REDES DE DISTRIBUCIÓN				
Redes Primarias	Viviend.	2,094	110.54	231,466.47
Redes Secundarias	Viviend.	2,094	257.92	540,088.43
Sub total 2				771,554.90
COSTO TOTAL DIRECTO				1,547,167.28
• Ingeniería y Supervisión	10%			154,716.73
• Gastos Generales DEP/MEM	5%			77,358.36
COSTO TOTAL INDIRECTO				232,075.09
INVERSIÓN TOTAL				1,779,242.37

ANEXO : D

**COMPARACIÓN DE COSTOS
(MÍNIMO COSTO)**

ANEXO D 1.1
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 01

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE CHULUCANAS

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1999			1,042,871							1042871.2
2000	5572.1	16132.8	1,336,607	55.72	85.90	5517.3	2849.2	8366.6	10428.7	18795.3
2001	7528.0	20804.4		91.27	131.09	9037.5	4347.9	13385.4	10977.6	24363.0
2002	7870.5	21875.2		112.14	162.53	11104.2	5390.6	16494.8	11526.5	28021.3
2003	8198.1	22936.3		134.23	196.29	13290.9	6510.2	19801.1	12075.4	31876.4
2004	8512.8	23977.9		157.46	233.36	15591.7	7740.0	23331.7	12624.2	35955.9
2005	8818.8	25018.8		181.86	271.91	18007.1	9018.6	27025.7	13173.1	40198.8
2006	9121.3	26064.0		207.47	312.96	20543.5	10379.9	30923.3	13722.0	44645.3
2007	9418.7	27104.3		234.25	358.01	23194.5	11874.2	35068.7	14270.9	49339.5
2008	9706.8	28146.8		262.03	403.97	25945.7	13398.7	39344.4	14819.7	54164.2
2009	10001.1	29211.9		291.22	452.88	28836.1	15020.7	43856.8	15368.6	59225.4
2010	10286.4	30275.2		321.38	506.27	31822.4	16791.5	48613.9	15917.5	64531.4
2011	10572.8	31345.0		352.79	560.52	34932.4	18590.8	53523.1	16466.4	69989.5
2012	10862.6	32442.9		385.54	620.40	38174.8	20576.9	58751.6	17015.3	75766.9
2013	11148.0	33545.5		419.35	683.40	41522.7	22666.4	64189.1	17564.1	81753.2
2014	11433.4	34660.9		454.37	746.71	44990.7	24766.2	69756.9	18113.0	87870.0
2015	11720.9	35798.8		490.70	816.55	48587.5	27082.6	75670.0	18661.9	94331.9
2016	12014.3	36953.8		528.50	886.77	52330.9	29411.8	81742.6	19210.8	100953.4
2017	12307.7	38134.3		567.56	964.14	56197.7	31977.6	88175.3	19759.7	107935.0
2018	12603.7	39329.0		607.98	1041.30	60200.4	34536.8	94737.2	20308.5	115045.8
2019	12906.8	40561.2		650.02	1122.41	64363.2	37227.0	101590.2	20857.4	122447.6

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 99.02 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.033 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	250,159.77	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	102,578.46	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,042,871.19	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,395,609.42	US \$

ANEXO D 1.2
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 02

PROYECTO PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE CHULUCANAS

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1999			1021151.8							1021151.8
2000	5572.1	16132.8	1371495.8	55.72	85.90	5517.3	2849.2	8366.6	10211.5	18578.1
2001	7528.0	20804.4		86.40	124.09	8554.9	4115.7	12670.6	10749.0	23419.6
2002	7870.5	21875.2		101.95	147.76	10095.1	4900.7	14995.8	11286.4	26282.2
2003	8198.1	22936.3		118.30	173.00	11714.2	5737.9	17452.1	11823.9	29276.0
2004	8512.8	23977.9		135.42	200.69	13408.8	6656.4	20065.1	12361.3	32426.5
2005	8818.8	25018.8		153.31	229.23	15180.4	7602.9	22783.3	12898.8	35682.0
2006	9121.3	26064.0		172.04	259.51	17035.0	8607.2	25642.2	13436.2	39078.4
2007	9418.7	27104.3		191.56	292.77	18967.9	9710.4	28678.3	13973.7	42651.9
2008	9706.8	28146.8		211.76	326.47	20967.6	10827.9	31795.5	14511.1	46306.6
2009	10001.1	29211.9		232.95	362.26	23065.9	12015.0	35080.9	15048.6	50129.4
2010	10286.4	30275.2		254.79	401.36	25228.1	13312.0	38540.1	15586.0	54126.1
2011	10572.8	31345.0		277.49	440.89	27476.7	14622.9	42099.6	16123.4	58223.1
2012	10862.6	32442.9		301.14	484.60	29818.4	16072.6	45891.1	16660.9	62551.9
2013	11148.0	33545.5		325.52	530.49	32232.1	17594.9	49827.0	17198.3	67025.3
2014	11433.4	34660.9		350.74	576.40	34729.3	19117.6	53846.9	17735.8	71582.7
2015	11720.9	35798.8		376.87	627.13	37316.7	20800.2	58116.9	18273.2	76390.2
2016	12014.3	36953.8		404.05	677.95	40007.8	22485.7	62493.5	18810.7	81304.2
2017	12307.7	38134.3		432.09	734.02	42784.7	24345.3	67130.0	19348.1	86478.1
2018	12603.7	39329.0		461.10	789.73	45656.8	26193.2	71850.0	19885.6	91735.5
2019	12906.8	40561.2		491.25	848.26	48642.3	28134.3	76776.6	20423.0	97199.6

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 99.02 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.033 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	204,255.50	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	100,442.10	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,021,151.81	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,325,849.41	US \$

ANEXO D 2.1
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 01

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO MÁNCORA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1998			102318.7							102318.7
1999	1587.4	5489.0		15.87	31.67	1469.5	1067.6	2537.1	1023.2	3560.2
2000	1668.9	5808.9		17.84	35.85	1651.5	1208.8	2860.3	1077.0	3937.3
2001	1745.9	6125.6		19.87	40.53	1839.1	1366.3	3205.4	1130.9	4336.3
2002	1821.8	6440.8		21.99	45.35	2035.4	1528.9	3564.3	1184.7	4749.1
2003	1892.6	6752.6		24.15	50.36	2235.3	1697.7	3933.0	1238.6	5171.6
2004	1962.7	7066.3		26.39	55.85	2443.4	1882.9	4326.4	1292.4	5618.8
2005	2030.5	7381.7		28.71	61.63	2657.5	2077.7	4735.1	1346.3	6081.4
2006	2097.1	7697.3		31.09	67.71	2878.5	2282.9	5161.5	1400.2	6561.6
2007	2161.9	8012.1		33.55	74.10	3644.5	2498.2	6142.7	1454.0	7596.7
2008	2225.3	8329.9		36.07	80.79	3338.6	2723.9	6062.5	1507.9	7570.3
2009	2288.9	8654.0		38.67	88.17	3580.2	2972.4	6552.6	1561.7	8114.3
2010	2351.9	8979.3		41.36	95.60	3828.8	3223.3	7052.1	1615.6	8667.7
2011	2414.9	9307.3		44.13	103.43	4085.6	3487.0	7572.6	1669.4	9242.0
2012	2476.1	9637.4		46.96	111.56	4347.2	3761.3	8108.5	1723.3	9831.7
2013	2540.7	9980.5		49.94	120.25	4622.8	4054.3	8677.1	1777.1	10454.2
2014	2603.2	10322.4		52.96	129.69	4902.7	4372.5	9275.3	1831.0	11106.2
2015	2665.1	10667.0		56.06	139.12	5189.5	4690.3	9879.8	1884.8	11764.6
2016	2728.5	11017.1		61.80	155.41	5720.9	5239.5	10960.4	1938.7	12899.0
2017	2791.5	11375.3		65.15	166.00	6031.2	5596.6	11627.9	1992.5	13620.4
2018	2855.1	11737.0		68.61	177.09	6350.9	5970.6	12321.5	2046.4	14367.9

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 92.57 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.034 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	37,587.67	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	10,064.23	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	102,318.72	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	149,970.62	US \$

ANEXO D 2.2

EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 02

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO MÁNCORA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1998			295476.49							295476.5
1999	1587.4	5489.0		15.87	31.67	1469.5	1067.6	2537.1	2954.8	5491.8
2000	1668.9	5808.9		17.80	35.78	1647.9	1206.2	2854.1	3110.3	5964.4
2001	1745.9	6125.6		19.79	40.36	1831.7	1360.8	3192.5	3265.8	6458.3
2002	1821.8	6440.8		21.86	45.09	2023.8	1520.2	3544.0	3421.3	6965.3
2003	1892.6	6752.6		23.97	49.99	2219.2	1685.4	3904.7	3576.8	7481.5
2004	1962.7	7066.3		26.17	55.37	2422.5	1866.8	4289.4	3732.3	8021.7
2005	2030.5	7381.7		28.43	61.02	2631.5	2057.4	4688.9	3887.8	8576.8
2006	2097.1	7697.3		30.76	66.98	2847.3	2258.2	5105.4	4043.4	9148.8
2007	2161.9	8012.1		33.15	73.22	3644.5	2468.6	6113.1	4198.9	10312.0
2008	2225.3	8329.9		35.60	79.76	3296.0	2689.1	5985.1	4354.4	10339.5
2009	2288.9	8654.0		38.15	86.97	3531.4	2932.0	6463.4	4509.9	10973.3
2010	2351.9	8979.3		40.77	94.23	3773.8	3176.9	6950.7	4665.4	11616.1
2011	2414.9	9307.3		43.47	101.87	4023.9	3434.4	7458.3	4820.9	12279.2
2012	2476.1	9637.4		46.22	109.80	4278.7	3702.0	7980.7	4976.4	12957.1
2013	2540.7	9980.5		49.12	118.28	4547.1	3987.9	8535.0	5132.0	13667.0
2014	2603.2	10322.4		52.06	127.50	4819.6	4298.4	9118.1	5287.5	14405.5
2015	2665.1	10667.0		55.08	136.69	5098.7	4608.3	9707.0	5443.0	15150.0
2016	2728.5	11017.1		60.70	152.64	5619.1	5146.2	10765.3	5598.5	16363.8
2017	2791.5	11375.3		63.96	162.97	5921.1	5494.4	11415.6	5754.0	17169.6
2018	2855.1	11737.0		67.32	173.78	6232.2	5859.0	12091.2	5909.5	18000.7

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 92.57 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.034 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	37,192.01	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	29,063.53	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	295,476.49	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	361,732.04	US \$

ANEXO D 3.1
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 01

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DEL MEDIO PIURA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1998			356538.8							356538.8
1999	414.8	697.0		0.66	0.48	55.8	14.8	70.7	3565.4	3636.0
2000	432.4	736.6		0.79	0.59	66.6	17.9	84.5	3753.0	3837.5
2001	450.0	777.4		0.93	0.70	78.0	21.4	99.4	3940.7	4040.1
2002	466.7	817.0		1.07	0.82	89.9	25.2	115.1	4128.3	4243.4
2003	480.6	852.8		1.21	0.95	101.9	29.1	131.0	4316.0	4447.0
2004	496.2	892.3		1.36	1.09	114.8	33.2	148.0	4503.6	4651.6
2005	508.8	927.1		1.52	1.23	127.5	37.6	165.2	4691.3	4856.5
2006	522.0	963.4		1.68	1.39	140.9	42.4	183.3	4879.0	5062.3
2007	534.9	1000.2		1.84	1.54	154.8	47.1	201.9	5066.6	5268.5
2008	545.8	1033.5		2.00	1.71	168.5	52.3	220.7	5254.3	5475.0
2009	559.1	1071.9		2.18	1.90	183.4	57.9	241.3	5441.9	5683.3
2010	569.6	1105.7		2.35	2.08	197.9	63.7	261.5	5629.6	5891.1
2011	581.3	1142.3		2.53	2.27	213.2	69.4	282.6	5817.2	6099.8
2012	593.0	1179.1		2.72	2.48	228.9	75.9	304.8	6004.9	6309.7
2013	605.1	1217.9		2.92	2.71	245.3	82.8	328.1	6192.5	6520.6
2014	614.4	1251.6		3.10	2.93	261.0	89.6	350.6	6380.2	6730.7
2015	625.6	1289.1		3.30	3.16	277.8	96.5	374.3	6567.8	6942.1
2016	638.2	1329.9		3.60	3.50	302.9	107.0	409.9	6755.5	7165.4
2017	649.2	1368.5		3.81	3.77	320.7	115.3	435.9	6943.1	7379.1
2018	659.9	1407.0		4.03	4.03	338.7	123.1	461.9	7130.8	7592.6

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 84.14 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.031 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	1,303.34	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	35,069.72	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	356,538.84	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	392,911.90	US \$

ANEXO D 3.2
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 02

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DEL MEDIO PIURA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1998			392714.96							392715.0
1999	414.8	697.0		1.72	1.26	144.8	38.4	183.3	3927.1	4110.4
2000	432.4	736.6		1.90	1.41	160.0	43.0	203.1	4133.8	4336.9
2001	450.0	777.4		2.09	1.58	175.9	48.3	224.2	4340.5	4564.8
2002	466.7	817.0		2.28	1.76	192.2	53.8	246.0	4547.2	4793.2
2003	480.6	852.8		2.47	1.94	208.0	59.4	267.4	4753.9	5021.3
2004	496.2	892.3		2.68	2.13	225.1	65.1	290.2	4960.6	5250.8
2005	508.8	927.1		2.87	2.33	241.4	71.2	312.6	5167.3	5479.9
2006	522.0	963.4		3.07	2.54	258.6	77.7	336.3	5374.0	5710.3
2007	534.9	1000.2		3.28	2.75	276.1	84.1	360.2	5580.7	5940.9
2008	545.8	1033.5		3.48	2.97	293.2	90.9	384.1	5787.4	6171.5
2009	559.1	1071.9		3.71	3.22	312.0	98.6	410.5	5994.1	6404.6
2010	569.6	1105.7		3.92	3.47	329.7	106.1	435.8	6200.8	6636.6
2011	581.3	1142.3		4.14	3.71	348.7	113.5	462.2	6407.5	6869.6
2012	593.0	1179.1		4.37	3.99	368.1	122.0	490.1	6614.1	7104.2
2013	605.1	1217.9		4.61	4.29	388.2	131.0	519.2	6820.8	7340.0
2014	614.4	1251.6		4.84	4.57	407.0	139.8	546.8	7027.5	7574.3
2015	625.6	1289.1		5.08	4.86	427.5	148.5	576.0	7234.2	7810.2
2016	638.2	1329.9		5.50	5.35	462.8	163.5	626.3	7440.9	8067.2
2017	649.2	1368.5		5.76	5.70	484.3	174.1	658.4	7647.6	8306.0
2018	659.9	1407.0		6.01	6.02	506.1	184.0	690.0	7854.3	8544.3

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 84.14 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.031 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	2,404.41	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	38,628.06	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	392,714.96	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	433,747.43	US \$

ANEXO D 4.1
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 01

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE SULLANA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1999			966466.5							966466.5
2000	2928.0	6672.1	448687.0	29.28	32.14	2737.6	1020.4	3758.0	9664.7	462109.6
2001	3271.1	7427.4		34.79	38.00	3253.2	1206.2	4459.4	14896.4	19355.7
2002	3419.7	7814.4		38.55	42.55	3604.6	1350.7	4955.4	15641.2	20596.5
2003	3560.3	8188.9		42.41	47.30	3964.9	1501.4	5466.3	16386.0	21852.3
2004	3697.0	8560.0		46.39	52.01	4337.3	1651.1	5988.4	17130.8	23119.2
2005	3827.1	8921.9		50.46	57.17	4717.8	1814.8	6532.6	17875.6	24408.2
2006	3956.3	9286.6		54.68	62.60	5112.7	1987.2	7099.9	18620.4	25720.3
2007	4082.2	9644.0		59.02	68.27	5518.5	2167.1	7685.6	19365.3	27050.9
2008	4206.3	10004.4		63.50	74.19	5936.8	2355.4	8292.1	20110.1	28402.2
2009	4330.4	10368.7		68.13	80.01	6369.8	2540.1	8909.9	20854.9	29764.8
2010	4448.5	10724.2		72.82	86.40	6808.4	2742.7	9551.1	21599.7	31150.8
2011	4571.0	11091.7		77.74	93.16	7268.1	2957.6	10225.7	22344.5	32570.2
2012	4689.9	11455.7		82.75	100.17	7736.5	3179.9	10916.3	23089.3	34005.7
2013	4811.6	11830.9		87.96	107.54	8223.8	3414.0	11637.8	23834.2	35472.0
2014	4932.5	12209.1		93.31	115.22	8724.2	3657.8	12382.0	24579.0	36960.9
2015	5050.2	12583.6		98.75	122.55	9233.1	3890.3	13123.4	25323.8	38447.2
2016	5174.9	12976.3		104.49	130.94	9769.3	4156.8	13926.1	26068.6	39994.7
2017	5295.2	13362.9		110.29	139.57	10311.7	4430.7	14742.4	26813.4	41555.9
2018	5418.1	13761.6		116.30	148.61	10873.7	4717.7	15591.5	27558.3	43149.7
2019	5543.9	14172.3		122.53	158.10	11456.2	5019.0	16475.3	28303.1	44778.3

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 93.50 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.032 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	54,913.56	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	135,190.59	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,367,079.82	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,557,183.98	US \$

ANEXO D 4.2
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 02

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE SULLANA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1999			969707.8							969707.8
2000	2928.0	6672.1	466773.3	29.28	32.14	2737.6	1020.4	3758.0	9697.1	480228.4
2001	3271.1	7427.4		33.99	37.11	3177.6	1178.2	4355.8	15120.9	19476.6
2002	3419.7	7814.4		36.86	40.68	3446.6	1291.5	4738.1	15876.9	20615.0
2003	3560.3	8188.9		39.77	44.35	3718.1	1408.0	5126.1	16632.9	21759.0
2004	3697.0	8560.0		42.73	47.91	3995.6	1521.0	5516.6	17389.0	22905.6
2005	3827.1	8921.9		45.73	51.81	4275.7	1644.7	5920.4	18145.0	24065.4
2006	3956.3	9286.6		48.82	55.88	4564.2	1774.0	6338.2	18901.1	25239.3
2007	4082.2	9644.0		51.96	60.10	4858.3	1907.9	6766.1	19657.1	26423.2
2008	4206.3	10004.4		55.18	64.48	5159.3	2046.9	7206.2	20413.2	27619.3
2009	4330.4	10368.7		58.50	68.70	5469.3	2181.0	7650.3	21169.2	28819.5
2010	4448.5	10724.2		61.83	73.35	5780.6	2328.7	8109.3	21925.2	30034.5
2011	4571.0	11091.7		65.31	78.27	6106.4	2484.8	8591.2	22681.3	31272.5
2012	4689.9	11455.7		68.84	83.33	6436.2	2645.4	9081.6	23437.3	32518.9
2013	4811.6	11830.9		72.50	88.64	6778.6	2814.0	9592.6	24193.4	33786.0
2014	4932.5	12209.1		76.25	94.15	7128.7	2988.8	10117.5	24949.4	35067.0
2015	5050.2	12583.6		80.03	99.32	7482.9	3152.9	10635.7	25705.5	36341.2
2016	5174.9	12976.3		84.03	105.30	7856.3	3342.8	11199.1	26461.5	37660.6
2017	5295.2	13362.9		88.04	111.42	8231.9	3537.0	11768.9	27217.5	38986.5
2018	5418.1	13761.6		92.20	117.82	8620.4	3740.1	12360.6	27973.6	40334.1
2019	5543.9	14172.3		96.50	124.52	9022.6	3952.8	12975.4	28729.6	41705.0

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 93.50 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.032 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	48,355.03	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	137,126.93	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,386,469.71	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,571,951.67	US \$

ANEXO D 5.1
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 01

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE SANTO DOMINGO - CHALACO

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1999			1036874.3							1036874.3
2000	758.5	1633.7	620307.5	7.59	7.72	751.0	256.0	1007.0	10368.7	11375.8
2001	1325.9	2807.4		14.83	14.76	1468.9	489.6	1958.5	10914.5	12872.9
2002	1387.5	2961.7		17.17	17.28	1700.3	573.1	2273.5	11460.2	13733.7
2003	1445.2	3110.6		19.60	19.95	1941.1	661.6	2602.7	12005.9	14608.6
2004	1501.2	3257.0		22.15	22.79	2192.9	755.8	2948.6	12551.6	15500.3
2005	1551.1	3394.1		24.73	25.72	2448.3	853.1	3301.3	13097.4	16398.7
2006	1599.4	3529.6		27.40	28.81	2712.7	955.6	3668.2	13643.1	17311.3
2007	1646.9	3664.5		30.17	32.07	2987.0	1063.7	4050.6	14188.8	18239.5
2008	1693.8	3799.6		33.04	35.50	3271.3	1177.5	4448.8	14734.5	19183.4
2009	1737.1	3930.0		35.95	39.04	3559.3	1295.0	4854.3	15280.3	20134.5
2010	1777.7	4056.2		38.90	42.70	3851.6	1416.3	5267.9	15826.0	21093.9
2011	1819.3	4186.3		41.97	46.81	4155.8	1552.5	5708.3	16371.7	22080.0
2012	1858.1	4310.7		45.07	50.80	4463.0	1684.9	6147.9	16917.4	23065.3
2013	1897.3	4438.2		48.28	54.98	4780.4	1823.5	6603.9	17463.1	24067.0
2014	1937.0	4568.5		51.59	59.36	5108.3	1968.9	7077.1	18008.9	25086.0
2015	1975.3	4697.3		54.96	63.89	5441.7	2119.0	7560.7	18554.6	26115.3
2016	2013.1	4826.0		58.40	68.94	5782.6	2286.5	8069.1	19100.3	27169.4
2017	2053.1	4960.5		62.00	73.93	6139.1	2452.1	8591.2	19646.0	28237.2
2018	2091.5	5092.9		65.64	79.07	6499.9	2622.5	9122.4	20191.8	29314.2
2019	2127.2	5221.4		69.29	84.30	6861.1	2796.0	9657.1	20737.5	30394.6

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 99.02 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.033 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	28,159.70	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	101,988.59	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,590,720.28	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,720,868.57	US \$

ANEXO D 5.2
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 02

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE SANTO DOMINGO - CHALACO

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1999			1255693.1							1255693.1
2000	758.5	1633.7	523136.4	7.59	7.72	751.0	256.0	1007.0	12556.9	13564.0
2001	1325.9	2807.4		15.00	14.92	1485.0	495.0	1980.0	13217.8	15197.8
2002	1387.5	2961.7		17.51	17.62	1734.2	584.6	2318.7	13878.7	16197.4
2003	1445.2	3110.6		20.14	20.49	1993.9	679.6	2673.6	14539.6	17213.2
2004	1501.2	3257.0		22.89	23.55	2266.1	781.0	3047.1	15200.5	18247.6
2005	1551.1	3394.1		25.68	26.71	2542.9	886.0	3428.9	15861.4	19290.3
2006	1599.4	3529.6		28.58	30.05	2829.7	996.8	3826.5	16522.3	20348.8
2007	1646.9	3664.5		31.59	33.58	3127.6	1113.8	4241.4	17183.2	21424.5
2008	1693.8	3799.6		34.71	37.30	3436.6	1237.0	4673.6	17844.1	22517.7
2009	1737.1	3930.0		37.87	41.14	3750.0	1364.4	5114.4	18505.0	23619.3
2010	1777.7	4056.2		41.09	45.11	4068.5	1496.1	5564.5	19165.8	24730.4
2011	1819.3	4186.3		44.44	49.56	4399.9	1643.7	6043.7	19826.7	25870.4
2012	1858.1	4310.7		47.82	53.90	4735.0	1787.5	6522.5	20487.6	27010.2
2013	1897.3	4438.2		51.32	58.44	5081.2	1938.3	7019.6	21148.5	28168.1
2014	1937.0	4568.5		54.93	63.21	5439.1	2096.4	7535.4	21809.4	29344.8
2015	1975.3	4697.3		58.61	68.13	5803.1	2259.8	8062.9	22470.3	30533.2
2016	2013.1	4826.0		62.37	73.62	6175.5	2441.8	8617.4	23131.2	31748.6
2017	2053.1	4960.5		66.30	79.06	6564.8	2622.2	9187.0	23792.1	32979.1
2018	2091.5	5092.9		70.28	84.65	6959.2	2807.8	9766.9	24453.0	34219.9
2019	2127.2	5221.4		74.27	90.36	7354.2	2996.9	10351.1	25113.9	35465.0

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 99.02 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.033 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	29,500.17	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	123,511.96	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,722,779.22	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,875,791.35	US \$

ANEXO D 6.1
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 01

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DEL BAJO PIURA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1998			1389014.1							1389014.1
1999	3649.8	8283.6		36.50	39.86	3427.5	1269.1	4696.5	13890.1	18586.7
2000	3843.6	8779.3		47.47	52.39	4457.8	1668.1	6125.9	14621.2	20747.1
2001	4028.9	9261.6		59.23	65.71	5562.0	2092.3	7654.3	15352.3	23006.5
2002	4206.5	9727.9		71.72	80.42	6735.6	2560.6	9296.1	16083.3	25379.5
2003	4376.8	10188.1		84.92	96.20	7974.3	3063.2	11037.5	16814.4	27851.9
2004	4545.0	10648.5		98.86	112.59	9283.9	3584.9	12868.8	17545.4	30414.2
2005	4705.3	11096.9		113.41	130.49	10649.9	4155.0	14804.9	18276.5	33081.4
2006	4865.8	11551.0		128.71	149.63	12087.1	4764.5	16851.6	19007.6	35859.1
2007	5022.5	11996.1		144.66	169.90	13584.9	5409.8	18994.7	19738.6	38733.3
2008	5177.2	12447.2		161.28	190.39	15146.0	6062.2	21208.2	20469.7	41677.9
2009	5333.4	12905.8		178.69	213.07	16780.2	6784.5	23564.7	21200.7	44765.5
2010	5483.3	13355.1		196.60	236.80	18462.0	7540.0	26002.0	21931.8	47933.8
2011	5638.6	13817.0		215.42	262.07	20229.5	8344.8	28574.3	22662.9	51237.1
2012	5791.9	14284.8		234.89	288.61	22057.8	9189.9	31247.7	23393.9	54641.6
2013	5944.7	14756.2		255.05	314.95	23951.8	10028.4	33980.3	24125.0	58105.2
2014	6099.6	15237.0		276.04	344.23	25922.2	10960.8	36883.1	24856.0	61739.1
2015	6252.7	15719.4		297.66	374.85	27952.9	11935.8	39888.7	25587.1	65475.8
2016	6411.7	16214.8		320.30	407.31	30078.9	12969.2	43048.2	26318.2	69366.3
2017	6569.2	16717.5		343.61	441.20	32267.7	14048.3	46316.0	27049.2	73365.3
2018	6729.4	17232.4		367.80	474.55	34539.9	15110.2	49650.1	27780.3	77430.4

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 93.91 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.032 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	120,944.33	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	136,625.62	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,389,014.08	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,646,584.02	US \$

ANEXO D 6.2
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 02

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DEL BAJO PIURA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1998			1372334.1							1372334.1
1999	3649.8	8283.6		36.50	39.86	3427.5	1269.1	4696.5	13723.3	18419.9
2000	3843.6	8779.3		45.78	50.52	4299.2	1608.8	5908.0	14445.6	20353.6
2001	4028.9	9261.6		55.69	61.78	5229.4	1967.2	7196.7	15167.9	22364.6
2002	4206.5	9727.9		66.18	74.20	6214.8	2362.6	8577.4	15890.2	24467.6
2003	4376.8	10188.1		77.22	87.49	7251.8	2785.7	10037.5	16612.5	26650.0
2004	4545.0	10648.5		88.87	101.21	8346.1	3222.7	11568.8	17334.7	28903.6
2005	4705.3	11096.9		101.00	116.22	9484.8	3700.5	13185.3	18057.0	31242.3
2006	4865.8	11551.0		113.74	132.23	10681.5	4210.4	14891.9	18779.3	33671.2
2007	5022.5	11996.1		127.00	149.16	11926.8	4749.5	16676.2	19501.6	36177.8
2008	5177.2	12447.2		140.81	166.22	13223.1	5292.6	18515.7	20223.9	38739.6
2009	5333.4	12905.8		155.25	185.12	14579.2	5894.6	20473.8	20946.2	41419.9
2010	5483.3	13355.1		170.09	204.87	15972.9	6523.4	22496.3	21668.4	44164.7
2011	5638.6	13817.0		185.68	225.90	17437.1	7192.9	24630.0	22390.7	47020.7
2012	5791.9	14284.8		201.80	247.96	18950.5	7895.3	26845.8	23113.0	49958.8
2013	5944.7	14756.2		218.48	269.79	20517.2	8590.4	29107.6	23835.3	52942.9
2014	6099.6	15237.0		235.83	294.09	22146.4	9364.3	31510.7	24557.6	56068.2
2015	6252.7	15719.4		253.70	319.49	23824.3	10172.9	33997.2	25279.8	59277.0
2016	6411.7	16214.8		272.40	346.40	25580.7	11029.7	36610.4	26002.1	62612.5
2017	6569.2	16717.5		291.64	374.47	27387.9	11923.8	39311.7	26724.4	66036.1
2018	6729.4	17232.4		311.62	402.05	29263.4	12801.9	42065.2	27446.7	69511.9

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 93.91 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.032 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	106880.5	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	134984.9	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1372334.1	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1614199.6	US \$

ANEXO D 7.1
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 01

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE AYABACA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1999			264576.6							264576.6
2000	1087.2	2414.7	908343.6	10.87	11.56	1076.5	383.4	1459.9	2645.8	912449.2
2001	1801.9	3942.2		19.20	19.97	1901.0	662.4	2563.5	12346.5	14910.0
2002	1884.0	4151.7		21.31	22.41	2109.8	743.2	2853.1	12963.9	15816.9
2003	1959.1	4349.7		23.44	24.79	2321.0	822.1	3143.1	13581.2	16724.2
2004	2036.2	4552.6		25.70	27.47	2544.4	911.0	3455.4	14198.5	17653.9
2005	2107.8	4749.7		27.98	30.23	2770.6	1002.7	3773.2	14815.8	18589.0
2006	2176.9	4942.1		30.32	33.11	3002.6	1098.3	4100.8	15433.2	19534.0
2007	2243.3	5130.9		32.72	36.11	3239.6	1197.6	4437.2	16050.5	20487.7
2008	2308.1	5319.5		35.17	39.23	3482.9	1301.2	4784.0	16667.8	21451.9
2009	2373.3	5510.7		37.72	42.51	3735.2	1410.1	5145.3	17285.1	22430.4
2010	2436.8	5701.2		40.33	45.93	3993.1	1523.2	5516.4	17902.5	23418.9
2011	2497.3	5887.5		42.96	49.44	4254.2	1639.7	5893.9	18519.8	24413.7
2012	2556.6	6073.4		45.66	53.08	4521.1	1760.5	6281.6	19137.1	25418.7
2013	2621.0	6272.3		48.53	56.99	4804.9	1890.3	6695.2	19754.4	26449.6
2014	2678.7	6458.8		51.35	60.92	5084.4	2020.6	7105.0	20371.8	27476.8
2015	2741.0	6657.9		54.34	65.12	5380.4	2159.9	7540.3	20989.1	28529.4
2016	2800.8	6852.6		57.36	69.43	5679.4	2302.9	7982.4	21606.4	29588.8
2017	2861.6	7053.0		60.48	73.94	5988.3	2452.5	8440.8	22223.7	30664.6
2018	2922.1	7253.7		63.67	78.62	6304.4	2607.7	8912.1	22841.1	31753.2
2019	2983.9	7460.1		66.97	83.52	6631.2	2770.2	9401.4	23458.4	32859.8

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 99.02 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.033 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	30,982.34	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	107,260.06	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,075,597.59	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,213,840.00	US \$

ANEXO D 7.2
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 02

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE AYABACA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1999			531953.4							531953.4
2000	1087.2	2414.7	908343.6	10.87	11.56	1076.5	383.4	1459.9	5319.5	915123.0
2001	1801.9	3942.2		19.84	20.64	1964.6	684.6	2649.2	15161.0	17810.2
2002	1884.0	4151.7		22.65	23.82	2242.8	790.1	3032.8	15919.1	18951.9
2003	1959.1	4349.7		25.53	27.00	2528.3	895.5	3423.8	16677.1	20101.0
2004	2036.2	4552.6		28.60	30.57	2831.7	1013.9	3845.6	17435.2	21280.8
2005	2107.8	4749.7		31.74	34.29	3142.4	1137.2	4279.6	18193.2	22472.8
2006	2176.9	4942.1		34.98	38.19	3463.3	1266.8	4730.2	18951.3	23681.4
2007	2243.3	5130.9		38.31	42.28	3793.6	1402.4	5196.0	19709.3	24905.3
2008	2308.1	5319.5		41.75	46.57	4134.3	1544.5	5678.8	20467.4	26146.2
2009	2373.3	5510.7		45.33	51.09	4488.7	1694.6	6183.3	21225.4	27408.7
2010	2436.8	5701.2		49.01	55.81	4852.8	1851.2	6704.0	21983.5	28687.5
2011	2497.3	5887.5		52.75	60.70	5223.4	2013.2	7236.6	22741.5	29978.1
2012	2556.6	6073.4		56.59	65.79	5603.4	2182.0	7785.4	23499.6	31284.9
2013	2621.0	6272.3		60.67	71.25	6007.0	2363.1	8370.1	24257.6	32627.7
2014	2678.7	6458.8		64.71	76.77	6407.4	2546.4	8953.8	25015.7	33969.5
2015	2741.0	6657.9		68.99	82.68	6830.9	2742.2	9573.1	25773.7	35346.8
2016	2800.8	6852.6		73.32	88.76	7260.4	2944.0	10204.4	26531.8	36736.1
2017	2861.6	7053.0		77.81	95.13	7704.5	3155.4	10859.9	27289.8	38149.7
2018	2922.1	7253.7		82.41	101.76	8160.0	3375.2	11535.2	28047.9	39583.1
2019	2983.9	7460.1		87.17	108.71	8631.3	3605.7	12237.0	28805.9	41042.9

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 99.02 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.033 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	36,362.48	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	133,559.67	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,342,974.38	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,512,896.53	US \$

ANEXO D 8.1
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 01

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE HUANCABAMBA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2000			911431.7							911431.7
2001	1025.5	2301.9		4.26	4.57	369.3	409.9	779.2	9114.3	9893.5
2002	1070.1	2425.9		5.19	5.67	450.5	508.1	958.6	9594.0	10552.6
2003	1111.9	2545.1		6.17	6.81	535.8	610.7	1146.5	10073.7	11220.2
2004	1153.1	2664.4		7.21	8.09	625.8	724.7	1350.5	10553.4	11903.9
2005	1192.9	2782.9		8.30	9.40	720.0	842.5	1562.6	11033.1	12595.7
2006	1230.1	2896.0		9.42	10.84	817.4	971.4	1788.8	11512.8	13301.6
2007	1269.0	3014.3		10.61	12.33	920.4	1105.2	2025.7	11992.5	14018.2
2008	1308.1	3134.1		11.85	13.92	1028.4	1247.5	2276.0	12472.2	14748.2
2009	1344.2	3248.4		13.12	15.65	1138.6	1402.4	2541.0	12951.9	15492.9
2010	1379.3	3362.2		14.43	17.38	1252.3	1558.0	2810.3	13431.6	16241.9
2011	1416.8	3481.4		15.82	19.34	1372.6	1733.4	3106.0	13911.3	17017.3
2012	1453.2	3600.0		17.24	21.29	1496.3	1908.4	3404.7	14391.0	17795.8
2013	1492.1	3726.7		18.75	23.38	1627.2	2095.9	3723.1	14870.7	18593.8
2014	1526.8	3844.0		20.26	25.51	1758.0	2286.6	4044.6	15350.4	19395.0
2015	1566.1	3974.0		21.88	27.96	1898.5	2505.7	4404.3	15830.1	20234.4
2016	1604.0	4101.1		23.53	30.36	2042.1	2721.4	4763.5	16309.8	21073.3
2017	1640.7	4226.8		25.22	32.86	2188.7	2944.8	5133.6	16789.5	21923.1
2018	1679.7	4360.5		27.00	35.51	2343.0	3182.6	5525.6	17269.2	22794.8
2019	1719.6	4498.4		28.85	38.30	2503.3	3432.9	5936.2	17748.9	23685.2
2020	1760.5	4640.7		30.77	41.24	2670.0	3696.2	6366.2	18228.6	24594.8

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 86.78 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.090 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	16,428.57	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	89,649.86	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	911,431.69	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,017,510.12	US \$

ANEXO D 8.2
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 02

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE HUANCABAMBA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2000			1032153.21							1032153.2
2001	1025.5	2301.9		4.26	4.57	369.3	409.9	779.2	10321.5	11100.8
2002	1070.1	2425.9		4.56	4.98	395.4	445.9	841.3	10864.8	11706.1
2003	1111.9	2545.1		4.85	5.36	421.2	480.2	901.4	11408.0	12309.4
2004	1153.1	2664.4		5.16	5.78	447.6	518.4	966.0	11951.2	12917.2
2005	1192.9	2782.9		5.47	6.19	474.2	554.9	1029.2	12494.5	13523.7
2006	1230.1	2896.0		5.77	6.64	500.5	594.9	1095.4	13037.7	14133.1
2007	1269.0	3014.3		6.09	7.08	528.2	634.3	1162.5	13581.0	14743.5
2008	1308.1	3134.1		6.42	7.54	556.8	675.4	1232.1	14124.2	15356.3
2009	1344.2	3248.4		6.74	8.03	584.7	720.1	1304.8	14667.4	15972.3
2010	1379.3	3362.2		7.06	8.51	612.9	762.5	1375.4	15210.7	16586.0
2011	1416.8	3481.4		7.41	9.06	642.8	811.8	1454.6	15753.9	17208.5
2012	1453.2	3600.0		7.75	9.58	672.9	858.2	1531.2	16297.2	17828.3
2013	1492.1	3726.7		8.12	10.13	704.9	907.9	1612.8	16840.4	18453.2
2014	1526.8	3844.0		8.48	10.67	735.6	956.8	1692.3	17383.6	19076.0
2015	1566.1	3974.0		8.86	11.33	769.2	1015.1	1784.3	17926.9	19711.2
2016	1604.0	4101.1		9.25	11.94	802.8	1069.8	1872.6	18470.1	20342.7
2017	1640.7	4226.8		9.64	12.56	836.5	1125.5	1962.0	19013.3	20975.3
2018	1679.7	4360.5		10.05	13.22	872.1	1184.6	2056.8	19556.6	21613.3
2019	1719.6	4498.4		10.47	13.91	908.9	1246.4	2155.4	20099.8	22255.2
2020	1760.5	4640.7		10.91	14.63	947.0	1311.0	2258.0	20643.1	22901.0

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 86.78 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.090 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	8,893.83	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	101,524.22	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	1,032,153.21	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	1,142,571.25	US \$

ANEXO D 9.1
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 01

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE HUARMACA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2000			717788.1							717788.1
2001	578.8	1263.2		5.79	5.99	502.3	536.7	1039.0	7177.9	8216.8
2002	606.6	1332.9		7.10	7.43	616.4	665.9	1282.3	7555.7	8838.0
2003	635.5	1405.8		8.53	9.02	740.1	808.2	1548.3	7933.4	9481.7
2004	662.3	1476.4		10.02	10.65	869.5	954.8	1824.3	8311.2	10135.6
2005	685.8	1539.7		11.55	12.41	1002.1	1112.3	2114.5	8689.0	10803.5
2006	712.5	1611.1		13.22	14.36	1146.9	1286.7	2433.6	9066.8	11500.4
2007	735.9	1676.5		14.91	16.37	1293.7	1466.9	2760.7	9444.6	12205.3
2008	762.9	1750.0		16.76	18.59	1454.4	1666.6	3121.0	9822.4	12943.4
2009	786.7	1817.5		18.63	20.89	1616.5	1871.9	3488.4	10200.1	13688.6
2010	811.1	1887.9		20.59	23.33	1787.0	2091.1	3878.1	10577.9	14456.0
2011	834.4	1956.0		22.61	25.88	1962.1	2319.9	4282.1	10955.7	15237.8
2012	858.3	2026.0		24.73	28.45	2145.7	2550.1	4695.8	11333.5	16029.3
2013	883.2	2099.8		26.95	31.33	2339.0	2808.5	5147.5	11711.3	16858.8
2014	908.5	2174.9		29.28	34.39	2540.8	3082.1	5622.9	12089.1	17712.0
2015	931.8	2247.0		31.62	37.52	2744.2	3362.8	6107.0	12466.8	18573.9
2016	959.4	2329.4		34.20	40.99	2967.9	3673.7	6641.6	12844.6	19486.2
2017	983.9	2405.2		36.76	44.50	3189.6	3988.0	7177.7	13222.4	20400.1
2018	1008.5	2482.4		39.40	48.17	3419.0	4317.6	7736.7	13600.2	21336.9
2019	1033.7	2562.1		42.15	52.05	3657.9	4665.3	8323.2	13978.0	22301.1
2020	1059.6	2644.3		45.02	56.14	3906.6	5031.8	8938.3	14355.8	23294.1

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 86.78 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.090 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	22,570.05	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	70,602.77	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	717,788.06	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	810,960.88	US \$

ANEXO D 9.2
EVALUACIÓN DE COSTOS - ALTERNATIVA N° 02

PROYECTO : PEQUEÑO SISTEMA ELÉCTRICO DE HUARMACA

AÑO	DEMANDA		COSTO DE INVERSIÓN (US\$)	PÉRDIDAS		COSTO DE PÉRDIDAS		SUBTOTAL (US\$)	COSTO DE OPER.Y MANT. (US\$)	SUB-TOTAL COSTOS (US\$)
	POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)		POTENCIA (kW)	ENERGÍA (MWh)	POTENCIA (US\$)	ENERGÍA (US\$)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2000			775612.38							775612.4
2001	578.8	1263.2		5.79	5.99	502.3	536.7	1039.0	7756.1	8795.1
2002	606.6	1332.9		6.82	7.14	592.1	639.7	1231.8	8164.3	9396.2
2003	635.5	1405.8		7.94	8.40	689.2	752.7	1442.0	8572.6	10014.5
2004	662.3	1476.4		9.10	9.68	790.1	867.6	1657.7	8980.8	10638.4
2005	685.8	1539.7		10.28	11.05	892.5	990.6	1883.0	9389.0	11272.0
2006	712.5	1611.1		11.57	12.57	1004.4	1126.9	2131.3	9797.2	11928.5
2007	735.9	1676.5		12.87	14.13	1117.2	1266.8	2383.9	10205.4	12589.4
2008	762.9	1750.0		14.30	15.86	1240.9	1421.9	2662.8	10613.6	13276.4
2009	786.7	1817.5		15.73	17.63	1364.9	1580.5	2945.4	11021.9	13967.2
2010	811.1	1887.9		17.23	19.52	1495.1	1749.5	3244.6	11430.1	14674.7
2011	834.4	1956.0		18.77	21.48	1628.5	1925.4	3553.9	11838.3	15392.2
2012	858.3	2026.0		20.38	23.45	1768.2	2101.4	3869.6	12246.5	16116.1
2013	883.2	2099.8		22.07	25.66	1915.2	2299.6	4214.8	12654.7	16869.6
2014	908.5	2174.9		23.84	28.00	2068.5	2509.2	4577.8	13062.9	17640.7
2015	931.8	2247.0		25.61	30.39	2222.6	2723.6	4946.2	13471.2	18417.4
2016	959.4	2329.4		27.57	33.04	2392.4	2961.4	5353.8	13879.4	19233.2
2017	983.9	2405.2		29.50	35.71	2560.2	3201.0	5761.1	14287.6	20048.7
2018	1008.5	2482.4		31.50	38.51	2733.5	3451.9	6185.4	14695.8	20881.2
2019	1033.7	2562.1		33.58	41.46	2913.9	3716.4	6630.2	15104.0	21734.3
2020	1059.6	2644.3		35.74	44.57	3101.6	3994.9	7096.5	15512.2	22608.7

TASA DE DESCUENTO : 12 %
 COSTO DE POTENCIA : 86.78 US\$/kW-AÑO
 COSTO DE ENERGÍA : 0.090 US\$/kWh

A. COSTO ACTUALIZADO DE PÉRDIDAS	19,241.83	US \$
B. COSTO ACTUALIZADO DE Op. Y Mant.	76,290.46	US \$
C. COSTO ACTUALIZADO DE INVERSIÓN	775,612.38	US \$
D. COSTO TOTAL ACTUALIZADO (A+B+C)	871,144.67	US \$

ANEXO : E

TARIFAS - RESUMEN

ANEXO E 1
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA FRONTERA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE PIURA
RESÚMEN DE TARIFAS EMPLEADAS

N°	PROYECTO	COMPRA EN BARRA EQUIVALENTE MT				VENTA A CLIENTE FINAL BT	
		Potencia S./kW-mes	Energía HP ctm. S./kW.h	Energía HFP ctm. S./kW.h	Precio Medio ctm. S./kW.h	Cargo Fijo Mensual S./cliente	Cargo por Energía Activa Cent.S./kWh
1	P.S.E. AYABACA	22.30	27.64	27.64	33.27	1.78	61.00
2	P.S.E. BAJO PIURA	27.39	14.70	9.23	18.06	1.78	35.96
3	P.S.E. CHULUCANAS	28.88	15.32	9.61	18.90	1.78	37.09
4	P.S.E. HUANCABAMBA	28.88	15.32	9.61	18.90	1.78	37.09
5	P.S.E. HUARMACA	28.88	15.32	9.61	18.90	1.78	37.09
6	P.S.E. MÁNCORA	27.00	15.44	9.84	18.62	1.78	36.58
7	P.S.E. MEDIO PIURA	24.54	14.11	8.86	16.90	1.78	34.02
8	P.S.E. STO.DOMINGO - CHALACO	28.88	15.32	9.61	18.90	1.78	37.09
9	P.S.E. SULLANA	27.27	14.66	9.20	18.00	1.78	35.57

ANEXO : F

EVALUACIÓN ECONÓMICA

ANEXO F1.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

PSE CHULUCANAS

N°	AÑO	COMPRA DE ENERGÍA (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO (Bi)-(Ci) miles US\$	
			INVERSIÓN	O & M	COMPRA DE ENERGÍA	TOTAL	VENTA DE ENERGÍA		VALOR RESIDUAL	TOTAL		
			miles US\$	miles US\$	miles US\$	(Ci) miles US\$	(MWH)	miles US\$	miles US\$	(Bi) miles US\$		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	
0	1999	0.0	6445.77	0.00	0.00	6445.77	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-6445.77
1	2000	16132.8	4919.42	56.05	1086.81	6062.28	14693.79	1658.56	0.00	1658.56	1658.56	-4403.72
2	2001	20804.4	0.00	59.00	1435.42	1494.42	18944.53	2146.54	0.00	2146.54	2146.54	652.12
3	2002	21875.2	0.00	61.95	1504.85	1566.80	19907.89	2253.79	0.00	2253.79	2253.79	686.99
4	2003	22936.3	0.00	64.90	1572.48	1637.38	20861.09	2359.77	0.00	2359.77	2359.77	722.39
5	2004	23977.9	0.00	67.85	1638.19	1706.04	21795.38	2463.56	0.00	2463.56	2463.56	757.52
6	2005	25018.8	0.00	70.80	1703.02	1773.82	22727.74	2567.02	0.00	2567.02	2567.02	793.20
7	2006	26064.0	0.00	73.75	1767.63	1841.38	23662.68	2670.70	0.00	2670.70	2670.70	829.31
8	2007	27104.3	0.00	76.70	1831.58	1908.28	24592.00	2773.67	0.00	2773.67	2773.67	865.39
9	2008	28146.8	0.00	79.65	1894.69	1974.34	25522.01	2876.62	0.00	2876.62	2876.62	902.28
10	2009	29211.9	0.00	82.60	1959.16	2041.76	26471.26	2981.69	0.00	2981.69	2981.69	939.93
11	2010	30275.2	0.00	85.55	2022.67	2108.22	27417.46	3086.31	0.00	3086.31	3086.31	978.09
12	2011	31345.0	0.00	88.50	2086.51	2175.01	28368.35	3191.41	0.00	3191.41	3191.41	1016.39
13	2012	32442.9	0.00	91.45	2151.62	2243.07	29343.28	3299.14	0.00	3299.14	3299.14	1056.07
14	2013	33545.5	0.00	94.40	2216.45	2310.85	30321.09	3407.11	0.00	3407.11	3407.11	1096.25
15	2014	34660.9	0.00	97.35	2281.70	2379.06	31309.00	3516.15	0.00	3516.15	3516.15	1137.10
16	2015	35798.8	0.00	100.30	2347.91	2448.21	32315.82	3627.23	0.00	3627.23	3627.23	1179.02
17	2016	36953.8	0.00	103.25	2415.27	2518.52	33336.80	3739.84	0.00	3739.84	3739.84	1221.31
18	2017	38134.3	0.00	106.20	2483.48	2589.68	34379.21	3854.76	0.00	3854.76	3854.76	1265.08
19	2018	39329.0	0.00	109.15	2552.41	2661.56	35432.96	3970.91	0.00	3970.91	3970.91	1309.35
20	2019	40561.2	0.00	112.10	2623.30	2735.40	36519.00	4090.58	0.00	4090.58	4090.58	1355.18

C : COSTO
B : BENEFICIO
i : (0 - 20) AÑOS

INDICADORES ECONÓMICOS

VALOR PRESENTE NETO : -4,682.0 Miles de US\$
RELACIÓN B/C : 0.81
TIR : 5.08%
PERÍODO DE RECUPERACIÓN : Mayor de 20 años

ANEXO F 2.1 EVALUACION ECONOMICA

PSE MÁNCORA

Nº	AÑO	COMPRA DE ENERGÍA (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO (Bi)-(Ci) miles US\$
			INVERSIÓN miles US\$	O & M miles US\$	COMPRA DE ENERGÍA miles US\$	TOTAL (Ci) miles US\$	VENTA DE ENERGÍA (MWH) miles US\$		VALOR RESIDUAL miles US\$	TOTAL (Bi) miles US\$	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
0	2000	0.0	3117.48	0.00	0.00	3117.48	0.00	0.00	0.00	0.00	-3117.48
1	2001	6125.6	0.00	27.11	394.21	421.32	5567.45	634.25	0.00	634.25	212.93
2	2002	6440.8	0.00	28.54	413.13	441.66	5849.98	665.98	0.00	665.98	224.32
3	2003	6752.6	0.00	29.96	431.42	461.38	6128.92	697.26	0.00	697.26	235.87
4	2004	7066.3	0.00	31.39	449.72	481.11	6409.16	728.67	0.00	728.67	247.56
5	2005	7381.7	0.00	32.82	467.85	500.67	6690.45	760.16	0.00	760.16	259.49
6	2006	7697.3	0.00	34.24	485.87	520.11	6971.45	791.60	0.00	791.60	271.49
7	2007	8012.1	0.00	35.67	503.69	539.36	7251.30	822.89	0.00	822.89	283.53
8	2008	8329.9	0.00	37.10	521.48	558.57	7533.34	854.40	0.00	854.40	295.83
9	2009	8654.0	0.00	38.52	539.51	578.04	7820.64	886.49	0.00	886.49	308.45
10	2010	8979.3	0.00	39.95	557.54	597.48	8108.50	918.63	0.00	918.63	321.15
11	2011	9307.3	0.00	41.38	575.66	617.04	8398.46	950.99	0.00	950.99	333.95
12	2012	9637.4	0.00	42.80	593.68	636.48	8689.61	983.46	0.00	983.46	346.98
13	2013	9980.5	0.00	44.23	612.51	656.74	8992.18	1017.23	0.00	1017.23	360.50
14	2014	10322.4	0.00	45.66	631.09	676.74	9293.06	1050.78	0.00	1050.78	374.04
15	2015	10667.0	0.00	47.08	649.70	696.79	9595.79	1084.53	0.00	1084.53	387.74
16	2016	11017.1	0.00	48.51	668.67	717.18	9903.06	1118.78	0.00	1118.78	401.60
17	2017	11375.3	0.00	49.94	687.89	737.82	10216.94	1153.75	0.00	1153.75	415.92
18	2018	11737.0	0.00	51.36	707.29	758.66	10533.47	1189.02	0.00	1189.02	430.36
19	2019	12110.1	0.00	52.79	727.06	779.85	10859.81	1225.37	0.00	1225.37	445.52
20	2020	12495.2	0.00	54.22	747.46	801.67	11196.26	1262.84	0.00	1262.84	461.17

C : COSTO
B : BENEFICIO
i : (0 - 20) ANOS

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO : -979.5 Miles de US\$
RELACIÓN B/C : 0.86
TIR : 7.32%
PERÍODO DE RECUPERACIÓN : Mayor de 20 años

ANEXO F 3.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

PSE MEDIO PIURA

Nº	AÑO	COMPRA DE ENERGÍA (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO (Bi)-(Ci) miles US\$
			INVERSIÓN miles US\$	O & M miles US\$	COMPRA DE ENERGÍA miles US\$	TOTAL (Ci) miles US\$	VENTA DE ENERGÍA (MWH) miles US\$		VALOR RESIDUAL miles US\$	TOTAL (Bi) miles US\$	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
0	1999	0.0	1222.73	0.00	0.00	1222.73	0.00	0.00	0.00	0.00	-1222.73
1	2000	777.4	0.00	10.63	69.44	80.08	672.89	80.06	0.00	80.06	-0.02
2	2001	817.0	0.00	11.19	72.55	83.74	709.75	84.33	0.00	84.33	0.59
3	2002	852.8	0.00	11.75	75.43	87.18	745.55	88.47	0.00	88.47	1.29
4	2003	892.3	0.00	12.31	78.16	90.47	777.79	92.19	0.00	92.19	1.72
5	2004	927.1	0.00	12.87	80.90	93.77	813.39	96.30	0.00	96.30	2.54
6	2005	963.4	0.00	13.43	83.39	96.82	844.65	99.91	0.00	99.91	3.08
7	2006	1000.2	0.00	13.99	85.96	99.95	877.30	103.67	0.00	103.67	3.72
8	2007	1033.5	0.00	14.55	88.38	102.93	910.33	107.47	0.00	107.47	4.54
9	2008	1071.9	0.00	15.11	90.78	105.88	940.09	110.89	0.00	110.89	5.01
10	2009	1105.7	0.00	15.67	93.25	108.92	974.45	114.84	0.00	114.84	5.92
11	2010	1142.3	0.00	16.23	95.55	111.78	1004.68	118.31	0.00	118.31	6.53
12	2011	1179.1	0.00	16.79	97.97	114.76	1037.31	122.06	0.00	122.06	7.30
13	2012	1217.9	0.00	17.35	100.46	117.81	1070.10	125.82	0.00	125.82	8.01
14	2013	1251.6	0.00	17.91	102.81	120.72	1104.69	129.78	0.00	129.78	9.06
15	2014	1289.1	0.00	18.47	105.02	123.49	1134.63	133.21	0.00	133.21	9.72
16	2015	1329.9	0.00	19.03	107.53	126.56	1167.97	137.03	0.00	137.03	10.47
17	2016	1368.5	0.00	19.59	110.11	129.69	1204.23	141.18	0.00	141.18	11.48
18	2017	1407.0	0.00	20.15	112.52	132.66	1238.52	145.10	0.00	145.10	12.44
19	2018	1446.5	0.00	20.71	114.93	135.64	1272.55	148.98	0.00	148.98	13.34
20	2019	1487.1	0.00	21.26	117.40	138.67	1307.52	152.97	0.00	152.97	14.30

C : COSTO
B : BENEFICIO
i : (0 - 20) ANOS

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO : -1,192.8 Miles de US\$
RELACIÓN B/C : 0.39
PERÍODO DE RECUPERACIÓN : Mayor de 20 años

**ANEXO F4.1
EVALUACIÓN ECONÓMICA**

PSE SULLANA

Nº	AÑO	COMPRA DE ENERGÍA (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO (Bi)-(Ci) miles US\$
			INVERSIÓN miles US\$	O & M miles US\$	COMPRA DE ENERGÍA miles US\$	TOTAL (Ci) miles US\$	VENTA DE ENERGÍA (MWH)	VALOR RESIDUAL miles US\$	TOTAL (Bi) miles US\$		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
0	1999	0.0	3163.98	0.00	0.00	3163.98	0.00	0.00	0.00	0.00	-3163.98
1	2000	6672.1	978.70	27.51	485.57	1491.78	6086.18	675.55	0.00	675.55	-816.23
2	2001	7427.4	0.00	37.92	541.63	579.54	6771.88	751.58	0.00	751.58	172.04
3	2002	7814.4	0.00	39.82	567.81	607.62	7120.91	789.39	0.00	789.39	181.76
4	2003	8188.9	0.00	41.71	592.84	634.55	7458.09	825.87	0.00	825.87	191.32
5	2004	8560.0	0.00	43.61	617.40	661.01	7791.79	861.96	0.00	861.96	200.95
6	2005	8921.9	0.00	45.50	641.05	686.56	8116.67	897.05	0.00	897.05	210.49
7	2006	9286.6	0.00	47.40	664.71	712.11	8443.75	932.35	0.00	932.35	220.24
8	2007	9644.0	0.00	49.30	687.83	737.12	8763.81	966.88	0.00	966.88	229.76
9	2008	10004.4	0.00	51.19	710.87	762.06	9086.23	1001.63	0.00	1001.63	239.56
10	2009	10368.7	0.00	53.09	734.04	787.13	9411.78	1036.71	0.00	1036.71	249.58
11	2010	10724.2	0.00	54.98	756.37	811.35	9728.93	1070.85	0.00	1070.85	259.49
12	2011	11091.7	0.00	56.88	779.49	836.37	10056.62	1106.09	0.00	1106.09	269.73
13	2012	11455.7	0.00	58.77	802.16	860.94	10380.69	1140.93	0.00	1140.93	280.00
14	2013	11830.9	0.00	60.67	825.45	886.12	10714.51	1176.82	0.00	1176.82	290.70
15	2014	12209.1	0.00	62.57	848.76	911.33	11050.63	1212.92	0.00	1212.92	301.60
16	2015	12583.6	0.00	64.46	871.65	936.12	11382.93	1248.59	0.00	1248.59	312.48
17	2016	12976.3	0.00	66.36	895.78	962.14	11731.33	1285.98	0.00	1285.98	323.84
18	2017	13362.9	0.00	68.25	919.30	987.56	12073.77	1322.71	0.00	1322.71	335.15
19	2018	13761.6	0.00	70.15	943.45	1013.60	12426.73	1360.56	0.00	1360.56	346.96
20	2019	14172.3	0.00	72.05	968.24	1040.29	12790.01	1399.49	0.00	1399.49	359.20

C : COSTO
B : BENEFICIO
i : (0 - 20) ANOS

INDICADORES ECONOMICOS

VALOR PRESENTE NETO : -2,383.0 Miles de US\$
RELACIÓN B/C : 0.74
TIR : 1.92%
PERÍODO DE RECUPERACIÓN : Mayor de 20 años

ANEXO F5.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

PSE SANTO DOMINGO - CHALACO

N°	AÑO	COMPRA DE ENERGÍA (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO (Bi)-(Ci) miles US\$
			INVERSIÓN miles US\$	O & M miles US\$	COMPRA DE ENERGÍA miles US\$	TOTAL (Ci) miles US\$	VENTA DE ENERGÍA (MWH)	VALOR RESIDUAL miles US\$	TOTAL (Bi) miles US\$		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
0	1999	0.0	2261.05	0.00	0.00	2261.05	0.00	0.00	0.00	0.00	-2261.05
1	2000	1633.7	1142.59	19.66	129.29	1291.54	1491.40	173.27	0.00	173.27	-1118.27
2	2001	2807.4	0.00	31.15	224.40	255.56	2561.91	298.10	0.00	298.10	42.54
3	2002	2961.7	0.00	32.71	235.62	268.33	2701.28	313.93	0.00	313.93	45.60
4	2003	3110.6	0.00	34.27	246.27	280.54	2835.56	329.15	0.00	329.15	48.61
5	2004	3257.0	0.00	35.83	256.67	292.50	2967.40	344.10	0.00	344.10	51.60
6	2005	3394.1	0.00	37.39	266.16	303.54	3090.62	358.05	0.00	358.05	54.51
7	2006	3529.6	0.00	38.94	275.43	314.38	3212.18	371.80	0.00	371.80	57.43
8	2007	3664.5	0.00	40.50	284.61	325.11	3333.10	385.49	0.00	385.49	60.37
9	2008	3799.6	0.00	42.06	293.74	335.80	3454.10	399.16	0.00	399.16	63.36
10	2009	3930.0	0.00	43.62	302.35	345.97	3570.62	412.30	0.00	412.30	66.34
11	2010	4056.2	0.00	45.17	310.55	355.73	3683.16	424.99	0.00	424.99	69.26
12	2011	4186.3	0.00	46.73	318.99	365.72	3799.12	438.06	0.00	438.06	72.34
13	2012	4310.7	0.00	48.29	326.96	375.25	3909.78	450.52	0.00	450.52	75.28
14	2013	4438.2	0.00	49.85	335.07	384.91	4023.13	463.28	0.00	463.28	78.36
15	2014	4568.5	0.00	51.41	343.32	394.72	4138.84	476.29	0.00	476.29	81.57
16	2015	4697.3	0.00	52.96	351.39	404.35	4253.10	489.14	0.00	489.14	84.79
17	2016	4826.0	0.00	54.52	359.40	413.92	4367.09	501.95	0.00	501.95	88.04
18	2017	4960.5	0.00	56.08	367.82	423.90	4486.12	515.32	0.00	515.32	91.42
19	2018	5092.9	0.00	57.64	376.01	433.65	4603.16	528.47	0.00	528.47	94.82
20	2019	5221.4	0.00	59.19	383.81	443.00	4716.54	541.18	0.00	541.18	98.18

C : COSTO
B : BENEFICIO
i : (0 - 20) ANOS

INDICADORES ECONÓMICOS

VALOR PRESENTE NETO : -2,864.4 Miles de US\$
RELACIÓN B/C : 0.48
TIR : -6.97%
PERÍODO DE RECUPERACIÓN : Mayor de 20 años

ANEXO F 6.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

PSE BAJO PIURA

Nº	AÑO	COMPRA DE ENERGÍA (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO (Bi)-(Ci) miles US\$
			INVERSIÓN miles US\$	O & M miles US\$	COMPRA DE ENERGÍA miles US\$	TOTAL (Ci) miles US\$	VENTA DE ENERGÍA (MWH)	VALOR RESIDUAL miles US\$	TOTAL (Bi) miles US\$		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
0	1999	0.0	5794.29	0.00	0.00	5794.29	0.00	0.00	0.00	0.00	-5794.29
1	2000	8283.6	0.00	50.39	664.55	714.94	8008.24	920.81	0.00	920.81	205.87
2	2001	8779.3	0.00	53.04	699.91	752.94	8443.61	969.99	0.00	969.99	217.05
3	2002	9261.6	0.00	55.69	734.04	789.73	8863.90	1017.44	0.00	1017.44	227.71
4	2003	9727.9	0.00	58.34	766.90	825.24	9278.13	1064.11	0.00	1064.11	238.87
5	2004	10188.1	0.00	60.99	799.34	860.34	9692.08	1110.66	0.00	1110.66	250.32
6	2005	10648.5	0.00	63.64	831.01	894.66	10094.55	1155.96	0.00	1155.96	261.30
7	2006	11096.9	0.00	66.30	862.29	928.59	10501.79	1201.65	0.00	1201.65	273.06
8	2007	11551.0	0.00	68.95	893.39	962.34	10900.37	1246.42	0.00	1246.42	284.09
9	2008	11996.1	0.00	71.60	923.98	995.58	11303.88	1291.64	0.00	1291.64	296.06
10	2009	12447.2	0.00	74.25	954.92	1029.18	11713.79	1337.52	0.00	1337.52	308.35
11	2010	12905.8	0.00	76.90	985.51	1062.41	12114.69	1382.48	0.00	1382.48	320.07
12	2011	13355.1	0.00	79.56	1016.30	1095.86	12526.56	1428.51	0.00	1428.51	332.65
13	2012	13817.0	0.00	82.21	1047.33	1129.54	12943.23	1475.09	0.00	1475.09	345.55
14	2013	14284.8	0.00	84.86	1078.52	1163.37	13362.62	1521.95	0.00	1521.95	358.58
15	2014	14756.2	0.00	87.51	1110.03	1197.54	13790.02	1569.67	0.00	1569.67	372.12
16	2015	15237.0	0.00	90.16	1141.69	1231.85	14218.37	1617.51	0.00	1617.51	385.66
17	2016	15719.4	0.00	92.81	1173.99	1266.81	14657.97	1666.52	0.00	1666.52	399.71
18	2017	16214.8	0.00	95.47	1206.59	1302.06	15103.49	1716.18	0.00	1716.18	414.13
19	2018	16717.5	0.00	98.12	1239.70	1337.82	15559.55	1767.00	0.00	1767.00	429.18
20	2019	17232.4	0.00	100.77	1272.73	1373.50	16029.37	1819.33	0.00	1819.33	445.83

C : COSTO
B : BENEFICIO
i : (0 - 20) ANOS

INDICADORES ECONÓMICOS

VALOR PRESENTE NETO : -3,735.9 Miles de US\$
RELACIÓN B/C : 0.71
TIR : 0.81%
PERÍODO DE RECUPERACIÓN : Mayor de 20 años

ANEXO F 7.1
EVALUACIÓN ECONÓMICA

PSE AYABACA

N°	AÑO	COMPRA DE ENERGÍA (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO (Bi)-(Ci) miles US\$
			INVERSIÓN miles US\$	O & M miles US\$	COMPRA DE ENERGÍA miles US\$	TOTAL (Ci) miles US\$	VENTA DE ENERGÍA (MWH)	VALOR RESIDUAL miles US\$	TOTAL (Bi) miles US\$		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
0	1999	0.0	1164.43	0.00	0.00	1164.43	0.00	0.00	0.00	0.00	-1164.43
1	2000	2414.7	2509.85	10.13	187.74	2707.71	2202.97	254.67	0.00	254.67	-2453.04
2	2001	3942.2	0.00	10.66	309.17	319.83	3595.05	416.84	0.00	416.84	97.01
3	2002	4151.7	0.00	11.19	324.25	335.44	3784.03	438.24	0.00	438.24	102.81
4	2003	4349.7	0.00	11.72	338.25	349.98	3962.35	458.43	0.00	458.43	108.45
5	2004	4552.6	0.00	12.26	352.62	364.87	4144.97	479.09	0.00	479.09	114.22
6	2005	4749.7	0.00	12.79	366.24	379.03	4322.00	499.08	0.00	499.08	120.05
7	2006	4942.1	0.00	13.32	379.47	392.79	4494.58	518.58	0.00	518.58	125.79
8	2007	5130.9	0.00	13.86	392.30	406.16	4663.70	537.65	0.00	537.65	131.49
9	2008	5319.5	0.00	14.39	404.98	419.36	4832.44	556.67	0.00	556.67	137.31
10	2009	5510.7	0.00	14.92	417.77	432.69	5003.29	575.92	0.00	575.92	143.23
11	2010	5701.2	0.00	15.45	430.38	445.83	5173.32	595.06	0.00	595.06	149.23
12	2011	5887.5	0.00	15.99	442.55	458.53	5339.31	613.71	0.00	613.71	155.17
13	2012	6073.4	0.00	16.52	454.59	471.11	5504.77	632.31	0.00	632.31	161.20
14	2013	6272.3	0.00	17.05	467.56	484.61	5681.76	652.20	0.00	652.20	167.59
15	2014	6458.8	0.00	17.59	479.46	497.04	5847.30	670.79	0.00	670.79	173.75
16	2015	6657.9	0.00	18.12	492.23	510.35	6024.00	690.63	0.00	690.63	180.28
17	2016	6852.6	0.00	18.65	504.61	523.26	6196.57	709.98	0.00	709.98	186.72
18	2017	7053.0	0.00	19.19	517.27	536.46	6374.04	729.87	0.00	729.87	193.41
19	2018	7253.7	0.00	19.72	529.92	549.64	6551.54	749.78	0.00	749.78	200.14
20	2019	7460.1	0.00	20.25	542.88	563.14	6733.97	770.22	0.00	770.22	207.09

C : COSTO
B : BENEFICIO
i : (0 - 20) AÑOS

INDICADORES ECONÓMICOS

VALOR PRESENTE NETO : -2,491.8 Miles de US\$
RELACIÓN B/C : 0.60
TIR : -1.98%
PERÍODO DE RECUPERACIÓN : Mayor de 20 años

ANEXO F 8.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

PSE HUANCABAMBA

Nº	AÑO	COMPRA DE ENERGÍA (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO (Bi)-(Ci) miles US\$
			INVERSIÓN miles US\$	O & M miles US\$	COMPRA DE ENERGÍA miles US\$	TOTAL (Ci) miles US\$	VENTA DE ENERGÍA (MWH) miles US\$		VALOR RESIDUAL miles US\$	TOTAL (Bi) miles US\$	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
0	2000	0.0	2104.93	0.00	0.00	2104.93	0.00	0.00	0.00	0.00	-2104.93
1	2001	2301.9	0.00	18.30	295.30	313.61	2098.87	419.53	0.00	419.53	105.92
2	2002	2425.9	0.00	19.27	310.29	329.56	2210.74	441.59	0.00	441.59	112.03
3	2003	2545.1	0.00	20.23	324.60	344.83	2318.01	462.73	0.00	462.73	117.90
4	2004	2664.4	0.00	21.19	338.87	360.06	2425.29	483.87	0.00	483.87	123.81
5	2005	2782.9	0.00	22.16	352.95	375.10	2531.77	504.84	0.00	504.84	129.73
6	2006	2896.0	0.00	23.12	366.31	389.43	2633.08	524.78	0.00	524.78	135.35
7	2007	3014.3	0.00	24.08	380.29	404.37	2739.10	545.64	0.00	545.64	141.26
8	2008	3134.1	0.00	25.05	394.42	419.46	2846.30	566.72	0.00	566.72	147.25
9	2009	3248.4	0.00	26.01	407.79	433.80	2948.38	586.79	0.00	586.79	152.98
10	2010	3362.2	0.00	26.97	421.04	448.02	3049.93	606.74	0.00	606.74	158.73
11	2011	3481.4	0.00	27.94	434.98	462.91	3156.15	627.61	0.00	627.61	164.70
12	2012	3600.0	0.00	28.90	448.77	477.67	3261.77	648.36	0.00	648.36	170.69
13	2013	3726.7	0.00	29.86	463.50	493.36	3374.58	670.50	0.00	670.50	177.14
14	2014	3844.0	0.00	30.83	477.03	507.85	3478.74	690.95	0.00	690.95	183.09
15	2015	3974.0	0.00	31.79	492.08	523.88	3594.21	713.61	0.00	713.61	189.73
16	2016	4101.1	0.00	32.75	506.77	539.52	3706.99	735.73	0.00	735.73	196.20
17	2017	4226.8	0.00	33.72	521.22	554.94	3818.28	757.55	0.00	757.55	202.62
18	2018	4360.5	0.00	34.68	536.59	571.27	3936.67	780.76	0.00	780.76	209.50
19	2019	4498.4	0.00	35.64	552.41	588.06	4058.72	804.69	0.00	804.69	216.63
20	2020	4640.7	0.00	36.61	568.71	605.32	4184.56	829.34	0.00	829.34	224.02

C : COSTO
B : BENEFICIO
i : (0 - 20) ANOS

INDICADORES ECONÓMICOS

VALOR PRESENTE NETO : -1,045.6 Miles de US\$
RELACIÓN B/C : 0.80
TIR : 4.01%
PERÍODO DE RECUPERACIÓN : Mayor de 20 años

ANEXO F 9.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

PSE HUARMACA

Nº	AÑO	COMPRA DE ENERGÍA (MWH)	COSTOS				BENEFICIOS				FLUJO ECONÓMICO (Bi)-(Ci) miles US\$
			INVERSIÓN miles US\$	O & M miles US\$	COMPRA DE ENERGÍA miles US\$	TOTAL (Ci) miles US\$	VENTA DE ENERGÍA (MWH)	VALOR RESIDUAL miles US\$	TOTAL (Bi) miles US\$		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)
0	2000	0.0	1712.74	0.00	0.00	1712.74	0.00	0.00	0.00	0.00	-1712.74
1	2001	1263.2	0.00	14.89	163.45	178.34	1152.01	230.61	0.00	230.61	52.26
2	2002	1332.9	0.00	15.68	172.11	187.78	1214.89	243.04	0.00	243.04	55.26
3	2003	1405.8	0.00	16.46	181.14	197.61	1280.62	256.03	0.00	256.03	58.42
4	2004	1476.4	0.00	17.25	189.80	207.04	1344.21	268.58	0.00	268.58	61.53
5	2005	1539.7	0.00	18.03	197.51	215.54	1401.08	279.81	0.00	279.81	64.26
6	2006	1611.1	0.00	18.81	206.23	225.04	1465.26	292.47	0.00	292.47	67.42
7	2007	1676.5	0.00	19.60	214.13	233.72	1523.93	304.03	0.00	304.03	70.31
8	2008	1750.0	0.00	20.38	223.05	243.43	1589.80	317.02	0.00	317.02	73.58
9	2009	1817.5	0.00	21.16	231.17	252.33	1650.20	328.92	0.00	328.92	76.59
10	2010	1887.9	0.00	21.95	239.60	261.55	1713.21	341.32	0.00	341.32	79.77
11	2011	1956.0	0.00	22.73	247.72	270.45	1773.96	353.28	0.00	353.28	82.83
12	2012	2026.0	0.00	23.52	256.07	279.58	1836.39	365.57	0.00	365.57	85.98
13	2013	2099.8	0.00	24.30	264.84	289.14	1902.19	378.51	0.00	378.51	89.37
14	2014	2174.9	0.00	25.08	273.77	298.85	1969.09	391.67	0.00	391.67	92.82
15	2015	2247.0	0.00	25.87	282.25	308.12	2033.17	404.27	0.00	404.27	96.15
16	2016	2329.4	0.00	26.65	292.04	318.69	2106.56	418.69	0.00	418.69	100.01
17	2017	2405.2	0.00	27.44	300.96	328.39	2173.87	431.91	0.00	431.91	103.52
18	2018	2482.4	0.00	28.22	310.01	338.23	2242.32	445.36	0.00	445.36	107.13
19	2019	2562.1	0.00	29.00	319.34	348.34	2312.92	459.23	0.00	459.23	110.89
20	2020	2644.3	0.00	29.79	328.95	358.74	2385.75	473.53	0.00	473.53	114.80

C : COSTO
B : BENEFICIO
i : (0 - 20) ANOS

INDICADORES ECONÓMICOS

VALOR PRESENTE NETO : -1,182.9 Miles de US\$
RELACIÓN B/C : 0.66
TIR : -0.35%
PERÍODO DE RECUPERACIÓN : Mayor de 20 años

ANEXO : G

PRIORIZACIÓN DE PROYECTOS

ANEXO G 1
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA FRONTERA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE PIURA
PRIORIZACIÓN DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELECTRICOS

PRI ORI DAD	PROYECTO	NIVEL DE ESTUDIO	PROGRAMA DE FINANCIAMIENTO	INVERSIÓN (US\$ ± 1.000)				LONGITUD TOTAL (km)	NÚMERO DE LOCALIDADES	POBLACION BENEFICIADA	NIVEL DE ESTUDIO	NIVEL DE FINANCIAMIENTO	INVERSIÓN PERCAPITA (US\$/hab.)	ÍNDICE DE POBREZA	TIR (%)	UTILIZAC. INFRAESTR. ELÉCTRICA	C.E. PROVINCIAL (%)	PUNTAJE TOTAL
				L.P. Y C.H.	R.P.	R.S.	TOTAL											
1	P.S.E. CHULUCANAS	E. DEFINITIVO	OECF	2.751.54	2.584.09	6.029.55	11.365.19	260.20	88	117.901	EDC	FT	96.40	17.51	5.08%	EX	22.53%	135.50
2	P.S.E. AYABACA	E. DEFINITIVO	OECF	1.992.91	505.56	1.176.95	3.675.42	156.20	63	19.883	EDC	FT	184.85	23.33	-1.98%	AMP	16.56%	121.50
3	P.S.E. SULLANA	E. DEFINITIVO/I. BASICA	OECF	1.627.43	754.56	1.760.68	4.142.68	98.30	69	28.281	ERP	FT	146.48	15.70	1.92%	AMP	60.29%	111.50
4	P.S.E. STO.DOMINGO - CHALACO	E. DEFINITIVO/I. BASICA	OECF	1.905.76	449.36	1.048.52	3.403.64	122.90	76	28.319	ERP	FT	120.19	21.70	-6.97%	PG	22.53%	105.50
5	P.S.E. BAJO PIURA	I. BASICA	SIN FINANCIAMIENTO	1.578.18	1.264.83	2.951.27	5.794.29	168.90	56	74.623	IB	SF	77.65	22.43	0.81%	EX	61.50%	104.50
6	P.S.E. MEDIO PIURA	E. DEFINITIVO	OECF	410.02	243.81	588.90	1.222.73	52.00	20	9.668	EDC	FT	126.47	8.39	-11.68%	EX	61.50%	95.00
7	P.S.E. MANCORA	E. DEFINITIVO/I. BASICA	SIN FINANCIAMIENTO	500.95	784.96	1.831.57	3.117.48	64.50	11	29.738	ERP	SF	104.83	9.35	0.66%	EJ	90.37%	94.00
8	P.S.E. HUANCABAMBA	I. BASICA	SIN FINANCIAMIENTO	1.048.15	317.03	739.75	2.104.93	81.40	27	21.557	P	SF	97.64	25.50	4.01%	AMP	9.52%	92.00
9	P.S.E. HUARMACA	I. BASICA	SIN FINANCIAMIENTO	825.46	266.19	621.10	1.712.74	97.60	25	10.931	IB	SF	156.69	25.38	-0.35%	PG	9.52%	92.00
TOTAL				12,640.40	7,170.41	16,728.28	36,539.09	1,102.00	435	340,901								

Notas :
EDC : Estudio Definitivo Completo
ERP : Estudio Remitido por Pobladores
IB : Ingeniería Básica
FT : Financiamiento Total
SF : Sin Financiamiento
EX : Existente
AMP : Ampliación
PG : Programado en el período
EJ : En Ejecución

ANEXO : H

**CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN
DE LOS PSE**

ANEXO H 1

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA FRONTERA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE PIURA

CRONOGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

N°	PROYECTO	NÚMERO DE LOCALIDADES	POBLACIÓN BENEFICIADA	DEMANDA (MW)	INVERSIONES (miles US \$)	CRONOGRAMA DE INVERSIONES (miles US \$)					
						1998		1999		2000	
1	P.S.E. CHULUCANAS	88	117,901	12.6	11,365.19	ESTUDIOS IE	FINANCIA. IE	6,445.77	ESTUDIOS IIE	FINANCIA. IIE	4,919.42
2	P.S.E. AYABACA	63	19,883	2.9	3,674.28	ESTUDIOS IE	FINANCIA. IE	1,164.43	ESTUDIOS IIE	FINANCIA. IIE	2,509.85
3	P.S.E. SULLANA	69	28,281	5.4	4,142.68	ESTUDIOS IE	FINANCIA. IE	3,163.98	ESTUDIOS IIE	FINANCIA. IIE	978.70
4	P.S.E. STO.DOMINGO - CHALACO	76	28,319	2.2	3,403.64	ESTUDIOS IE	FINANCIA. IE	2,261.05	ESTUDIOS IIE	FINANCIA. IIE	1,142.59
5	P.S.E. BAJO PIURA	56	74,623	7.2	5,794.29		ESTUDIOS	FINANCIAM.	5,794.29		
6	P.S.E. MEDIO PIURA	20	9,668	0.7	1,222.73		ESTUDIOS	FINANCIAM.	1,222.73		
7	P.S.E. MÁNCORA	11	29,738	2.9	3,117.48			ESTUDIOS	FINANCIAM.	3,117.48	
8	P.S.E. HUANCABAMBA	27	21,557	1.7	2,104.93				ESTUDIOS	FINANCIAM.	2,104.93
9	P.S.E. HUARMACA	25	10,931	1.0	1,712.74				ESTUDIOS	FINANCIAM.	1,712.74

 Elaboración de Estudios Definitivos

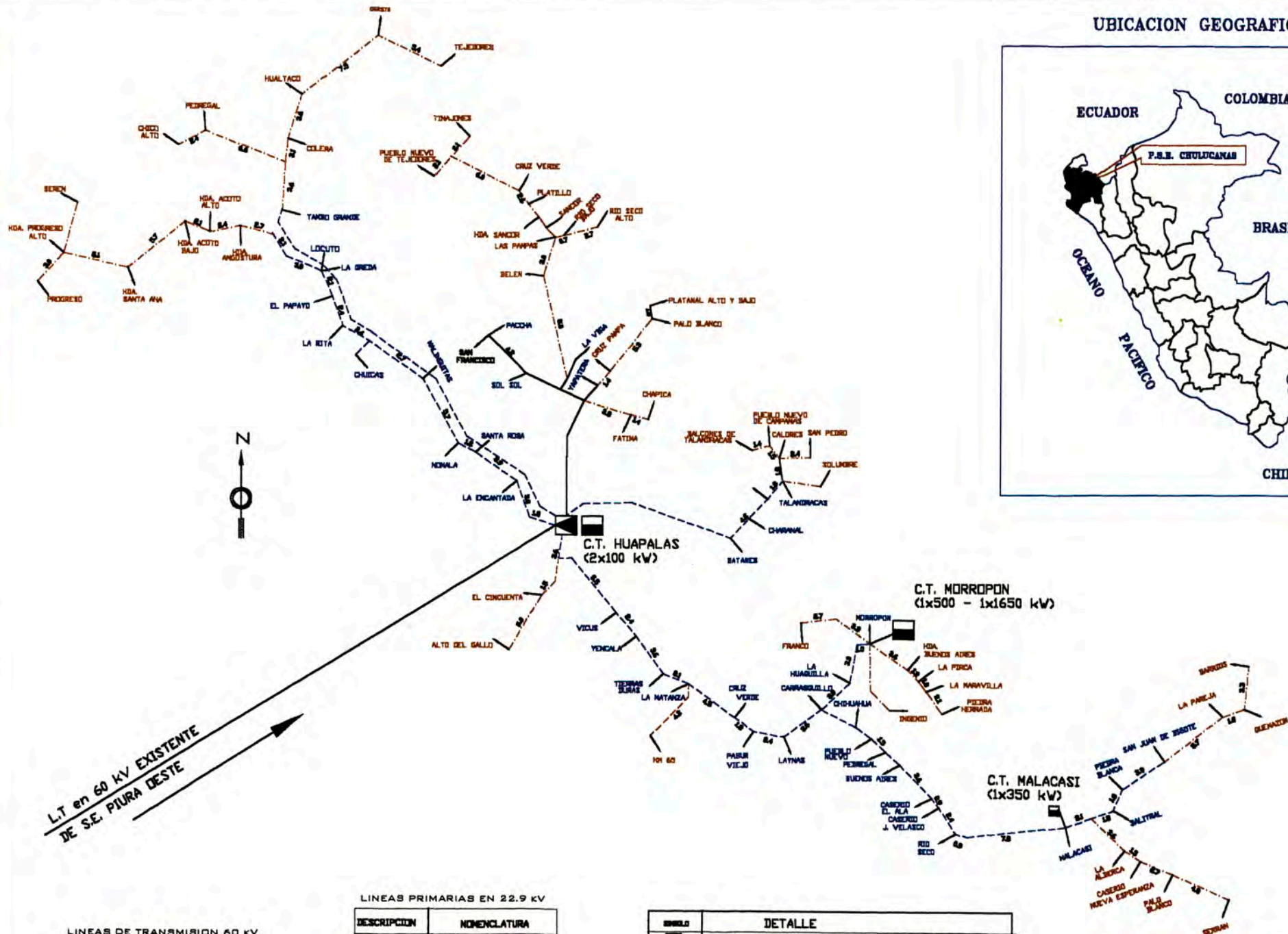
 Gestión de Financiamiento

 Ejecución de Obras

ANEXO : I

DIAGRAMAS DE CONFIGURACION GEOGRÁFICA DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

UBICACION GEOGRAFICA



L.T en 60 kv EXISTENTE
DE S.E. PIURA DESTE



LINEAS DE TRANSMISION 60 KV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	—————
I ETAPA	- - - - -
II ETAPA	· · · · ·

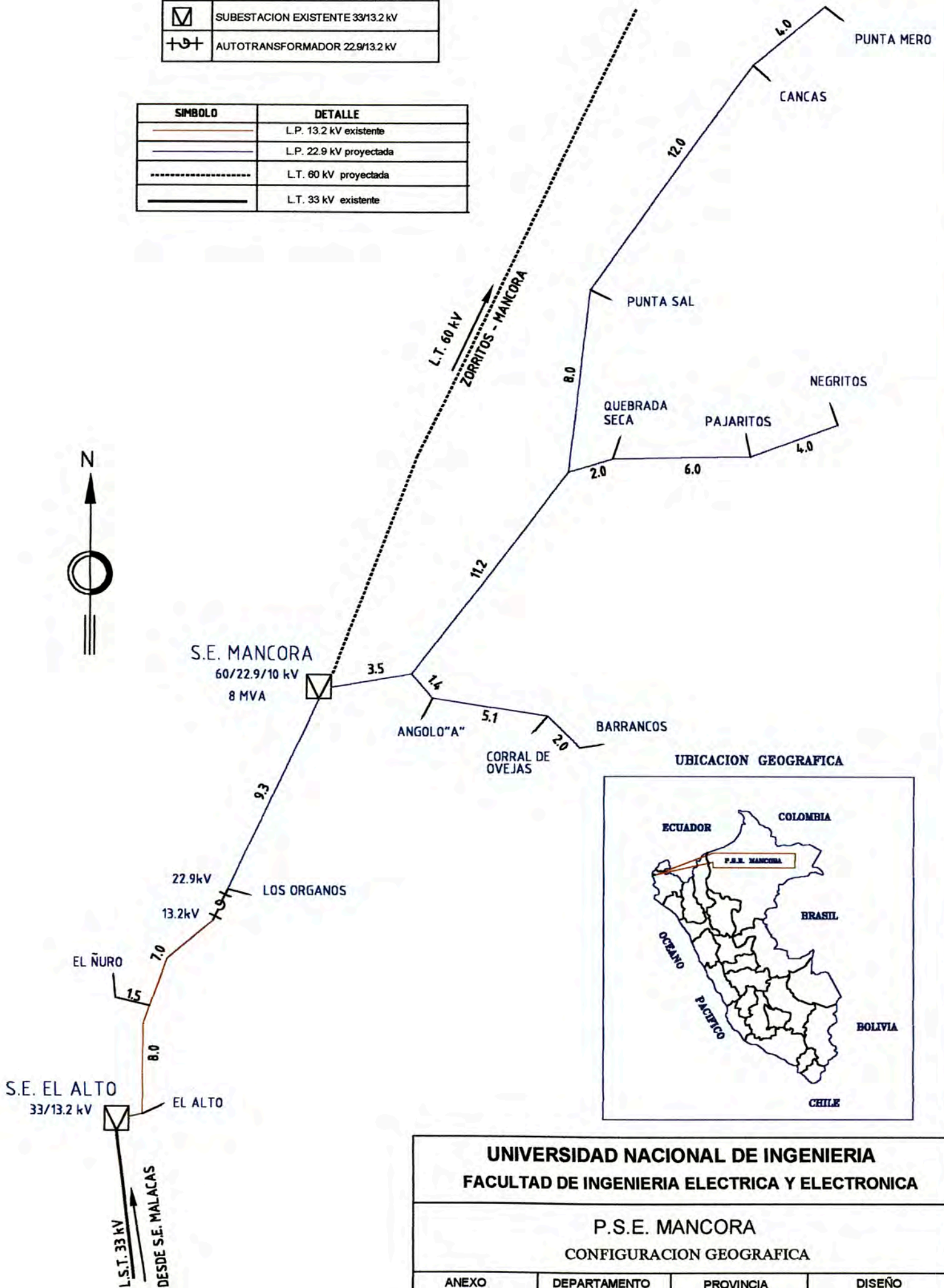
LINEAS PRIMARIAS EN 22.9 KV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	—————
I ETAPA	- - - - -
II ETAPA	· · · · ·

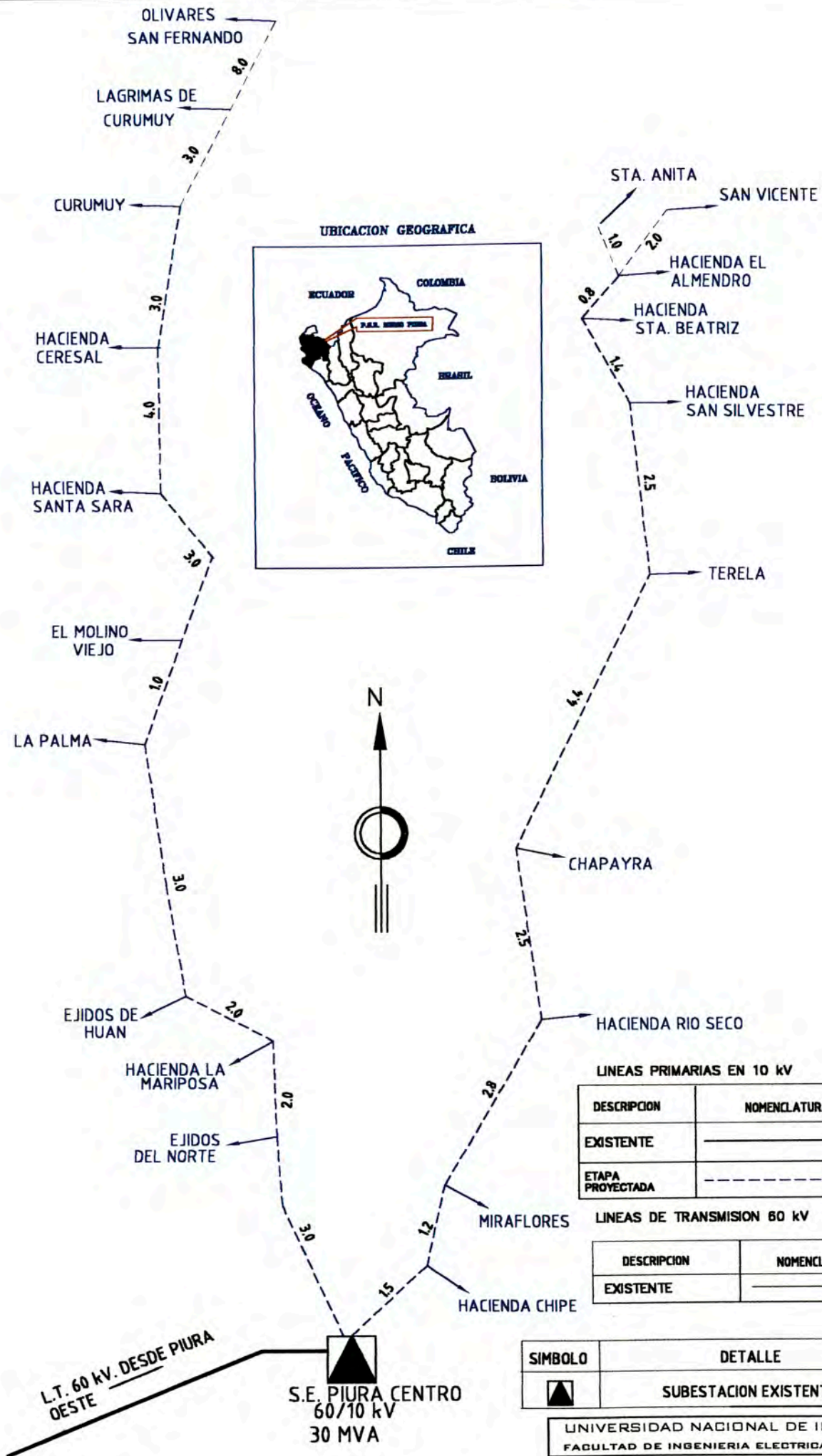
SIMBOLO	DETALLE
	CENTRAL TERMICA EXISTENTE > 1 MW
	CENTRAL TERMICA EXISTENTE << 1 MW
	SUBSTACION EXISTENTE > 1 MW

SIMBOLO	DETALLE
	SUBESTACION PROYECTADA 60/22.9/10 kV
	SUBESTACION EXISTENTE 33/13.2 kV
	AUTOTRANSFORMADOR 22.9/13.2 kV

SIMBOLO	DETALLE
	L.P. 13.2 kV existente
	L.P. 22.9 kV proyectada
	L.T. 60 kV proyectada
	L.T. 33 kV existente



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
P.S.E. MANCORA			
CONFIGURACION GEOGRAFICA			
ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO I.2	PIURA	TALARA	A.S.M.



LINEAS PRIMARIAS EN 10 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	_____
ETAPA PROYECTADA	-----

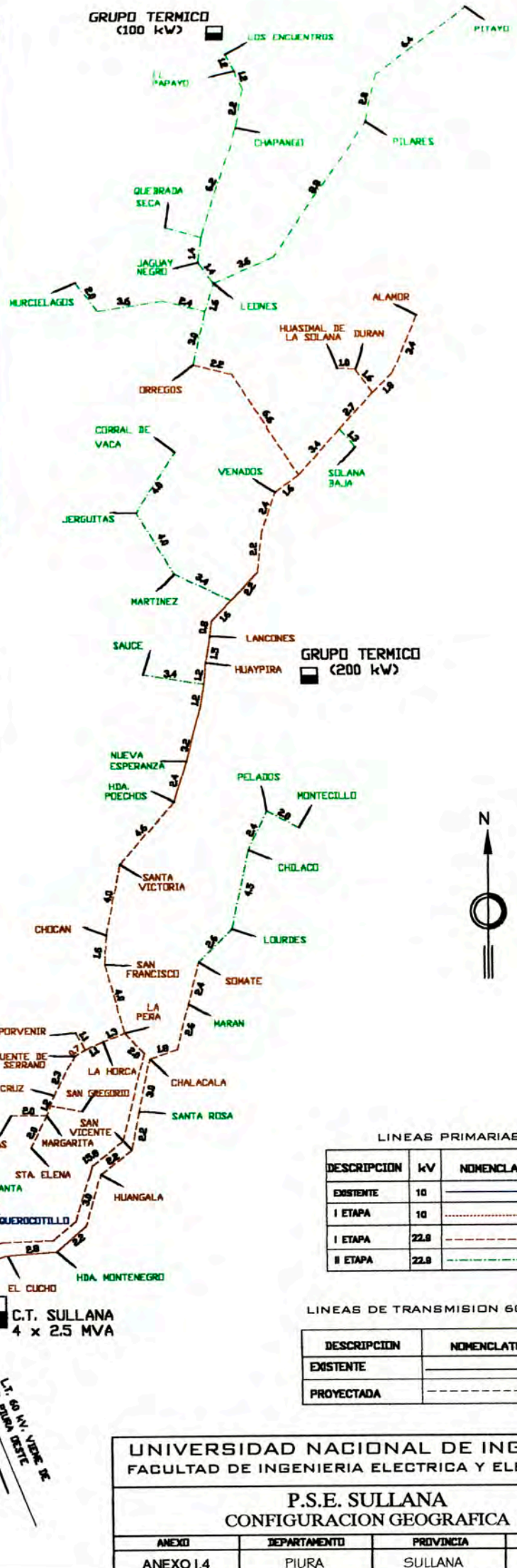
LINEAS DE TRANSMISION 60 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	_____

SIMBOLO	DETALLE
▲	SUBESTACION EXISTENTE

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
P.S.E. MEDIO PIURA CONFIGURACION GEOGRAFICA			
ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO
ANEXO 13	PIURA	PIURA	A.S.M.

UBICACION GEOGRAFICA



LINEAS PRIMARIAS

DESCRIPCION	kV	NOMENCLATURA
EXISTENTE	10	_____
I ETAPA	10	-----
I ETAPA	22.9	-----
II ETAPA	22.9	-----

LINEAS DE TRANSMISION 60 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	_____
PROYECTADA	-----

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

P.S.E. SULLANA
 CONFIGURACION GEOGRAFICA

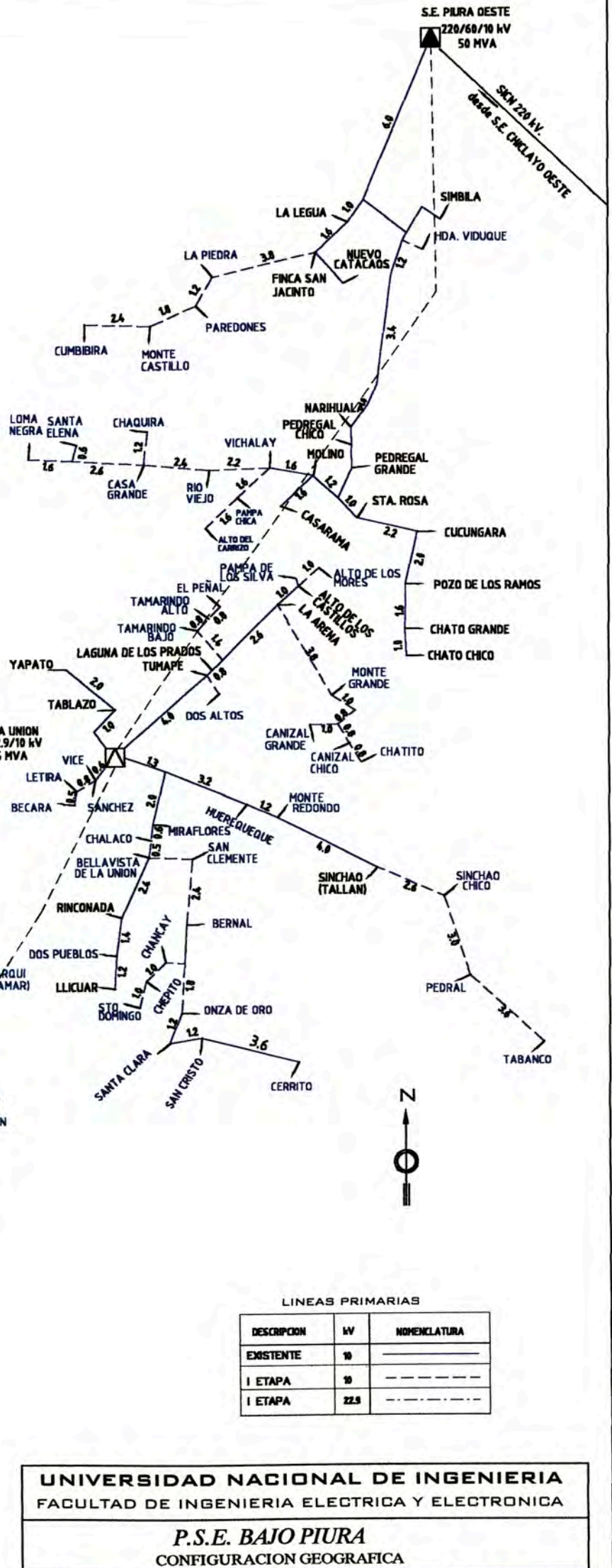
ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO I.4	PIURA	SULLANA	A.S.M.

LINEAS DE TRANSMISION 60 KV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
PROYECTADA	-----

SIMBOLO	DETALLE
	SUBSTACION EXISTENTE (> 1 MW)
	SUBSTACION PROYECTADA (> 1 MW)

UBICACION GEOGRAFICA



LINEAS PRIMARIAS

DESCRIPCION	kV	NOMENCLATURA
EXISTENTE	10	-----
I ETAPA	10	-----
I ETAPA	22.5	-----

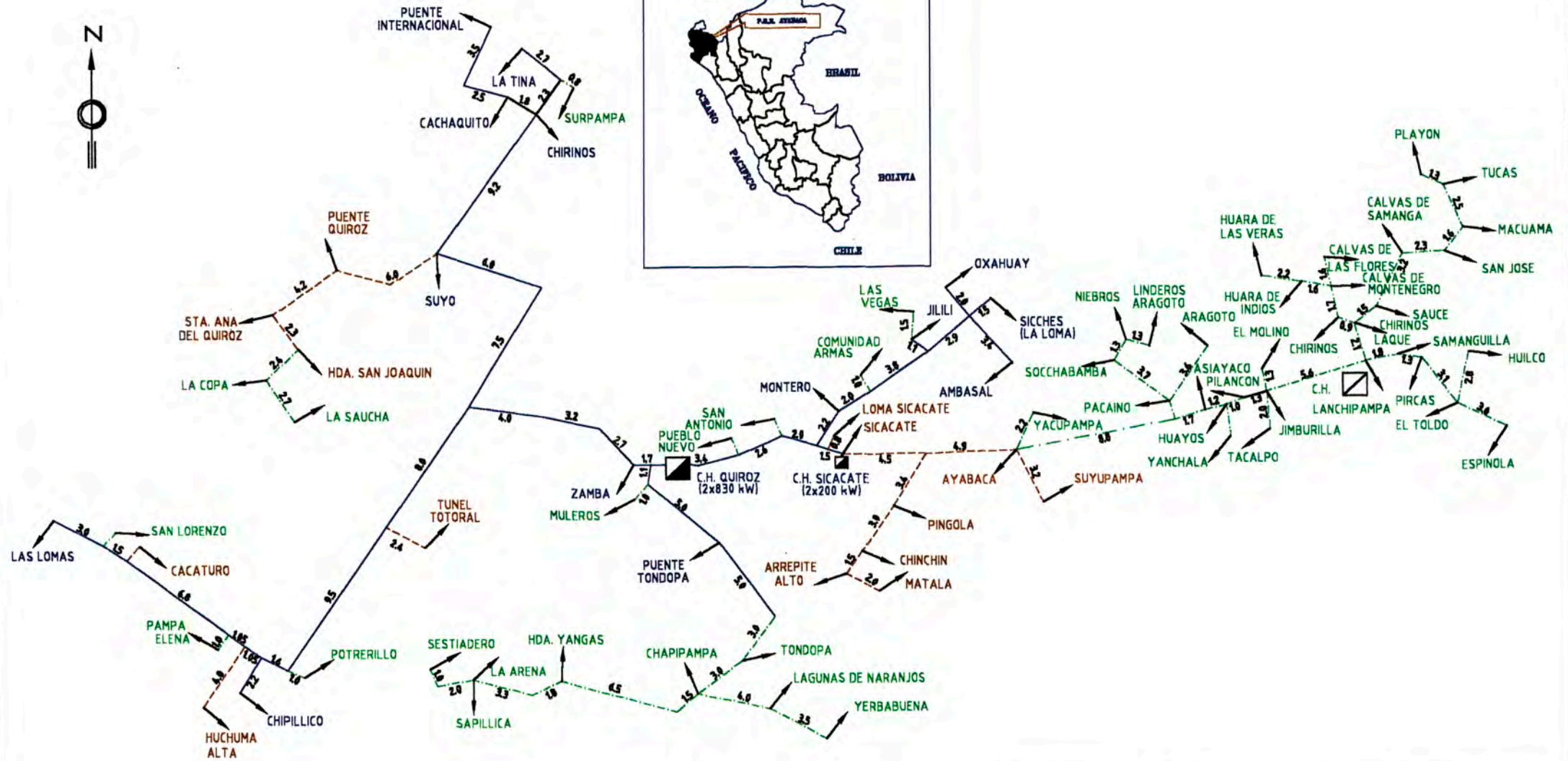
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

P.S.E. BAJO PIURA
 CONFIGURACION GEOGRAFICA

ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISENO
ANEXO I.6	PIURA	PIURA	A.S.M.

PUERTO NUEVO
PARACHIQUE

UBICACION GEOGRAFICA



LINEAS PRIMARIAS EN 22.9KV

SIMBOLO	DETALLE
■	CENTRAL HIDROELECTRICA EXISTENTE
□	CENTRAL HIDROELECTRICA PROYECTADA

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
I ETAPA	(existente)
II ETAPA	---
III ETAPA	-.-.-

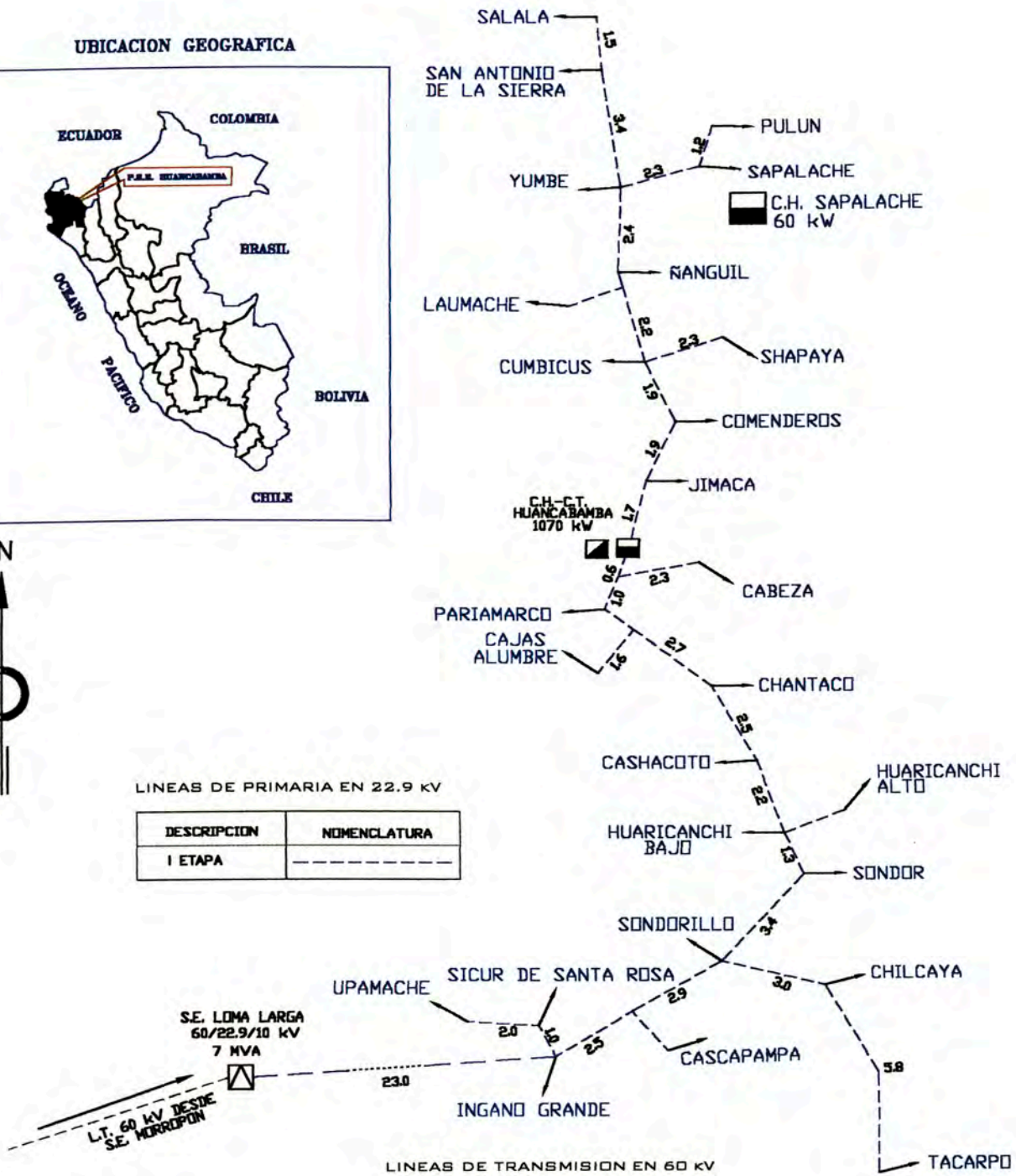
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
P.S.E. AYABACA CONFIGURACION GEOGRAFICA			
ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO I.7	PIURA	PIURA	A.S.M.

UBICACION GEOGRAFICA



LINEAS DE PRIMARIA EN 22.9 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
I ETAPA	-----



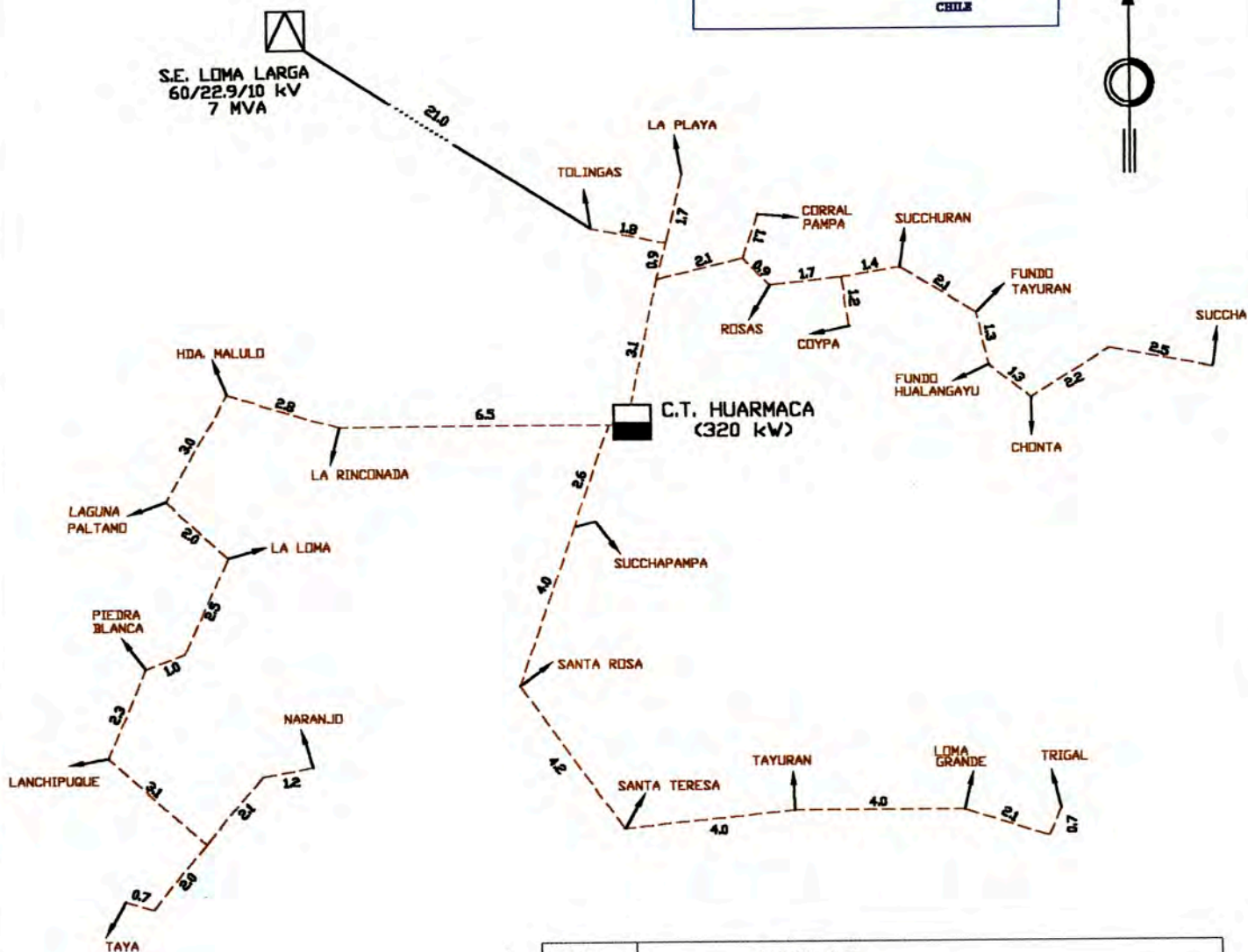
LINEAS DE TRANSMISION EN 60 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	_____
PROYECTADA	-----

SIMBOLO	DETALLE
▣	CENTRAL HIDROELECTRICA EXISTENTE (>1MW)
■	CENTRAL TERMICA EXISTENTE (> 1 MW)
⚡	SUBESTACION PROYECTADA (> 1 MW)

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
P.S.E. HUANCABAMBA CONFIGURACION GEOGRAFICA			
ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO 1.8	PIURA	HUANCABAMBA	A.S.M.

UBICACION GEOGRAFICA

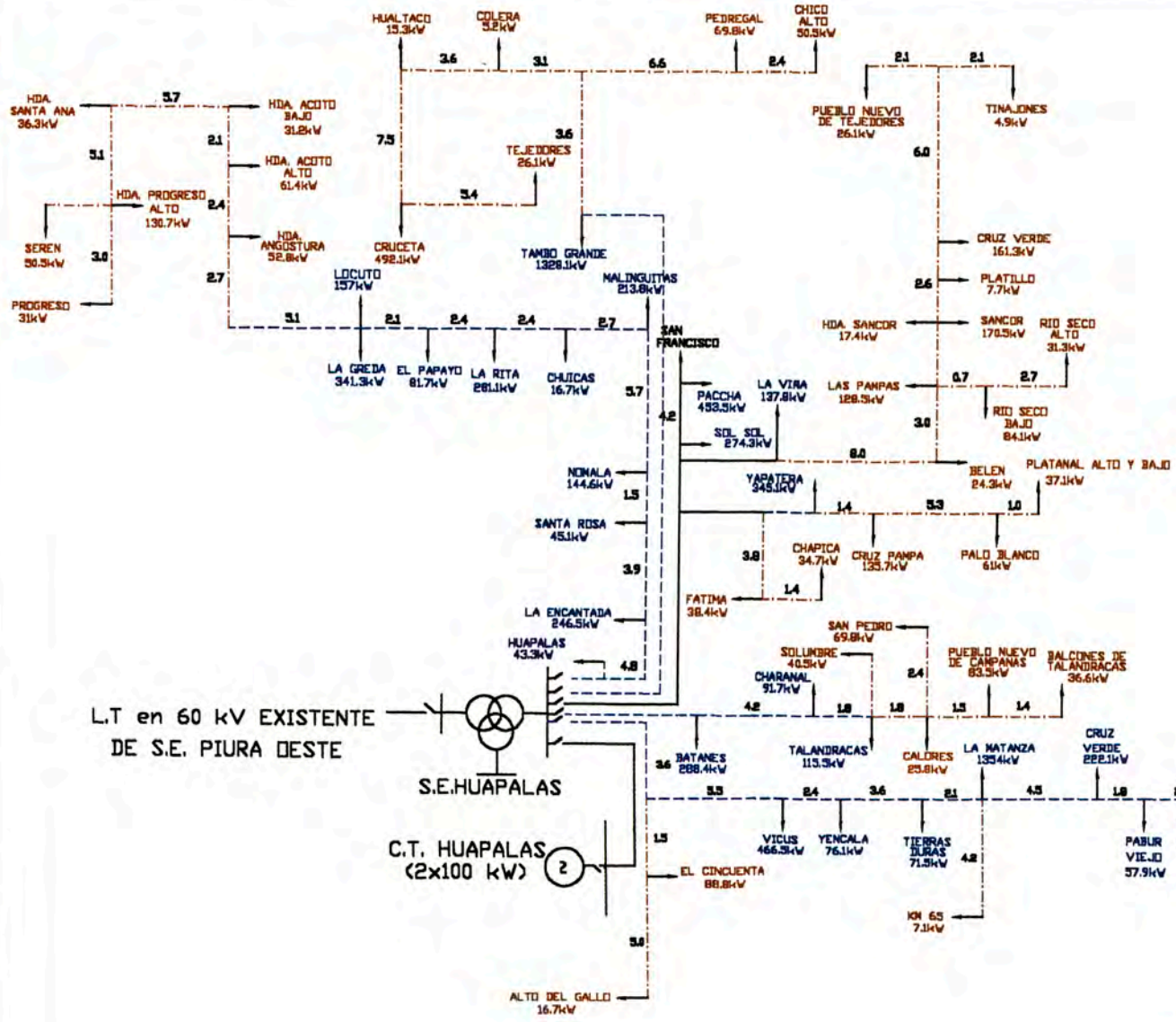


SIMB.	DETALLE
	SUBESTACION PROYECTADA
	CENTRAL TERMICA EXISTENTE (< 1 MW)

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
P.S.E. HUARMACA			
CONFIGURACION GEOGRAFICA			
ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO I.9	PIURA	HUANCABAMBA	A.S.M.

ANEXO : J

DIAGRAMAS UNIFILARES DE LOS PEQUEÑOS SISTEMAS ELÉCTRICOS



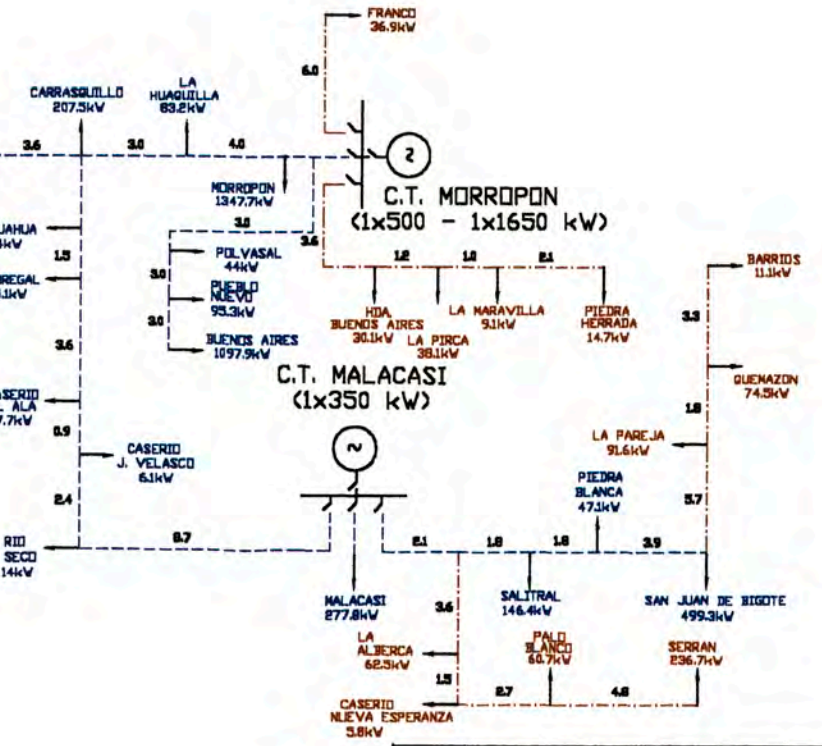
LT en 60 kV EXISTENTE
DE S.E. PIURA DESTA

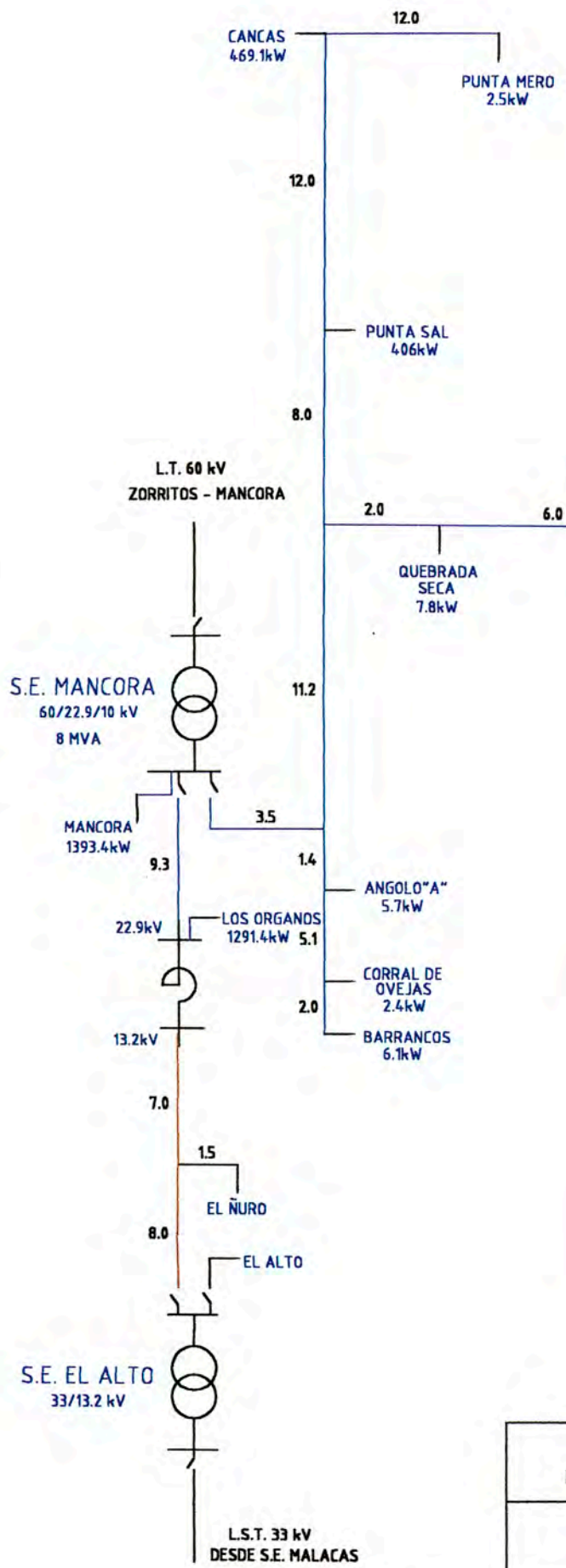
LÍNEAS DE TRANSMISION 60 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	---

LÍNEAS PRIMARIAS EN 22.9 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENT.	---
I ETAPA	---
II ETAPA	---



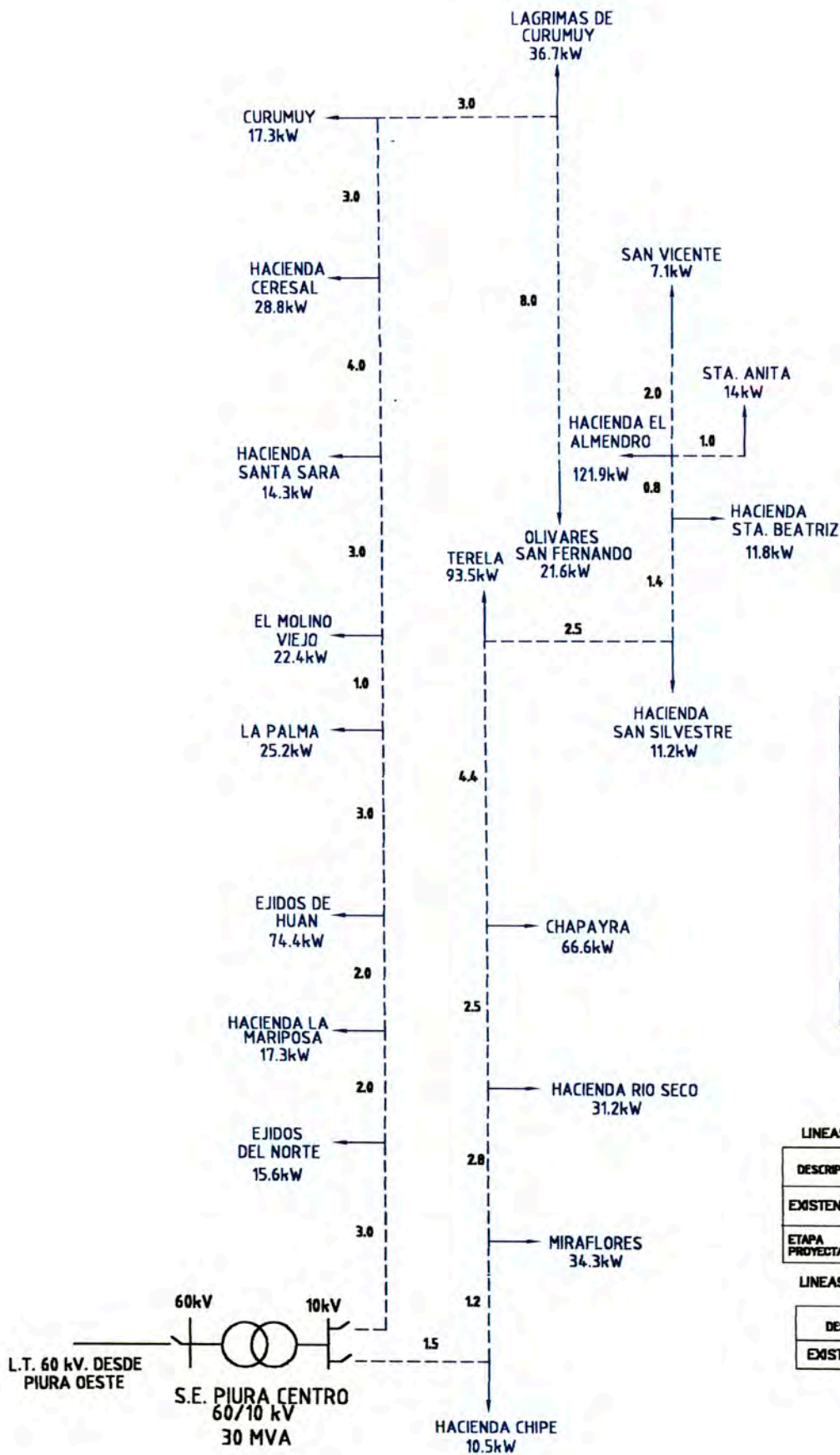


SIMBOLO	DETALLE
— (solid red)	L.P. 13.2 kV existente
— (solid blue)	L.P. 22.9 kV proyectada
- - - - - (dashed)	L.T. 60 kV proyectada
— (solid black)	L.T. 33 kV existente

UBICACION GEOGRAFICA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
P.S.E. MANCORA			
DIAGRAMA UNIFILAR			
ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO J.2	PIURA	TALARA	A.S.M.



UBICACION GEOGRAFICA



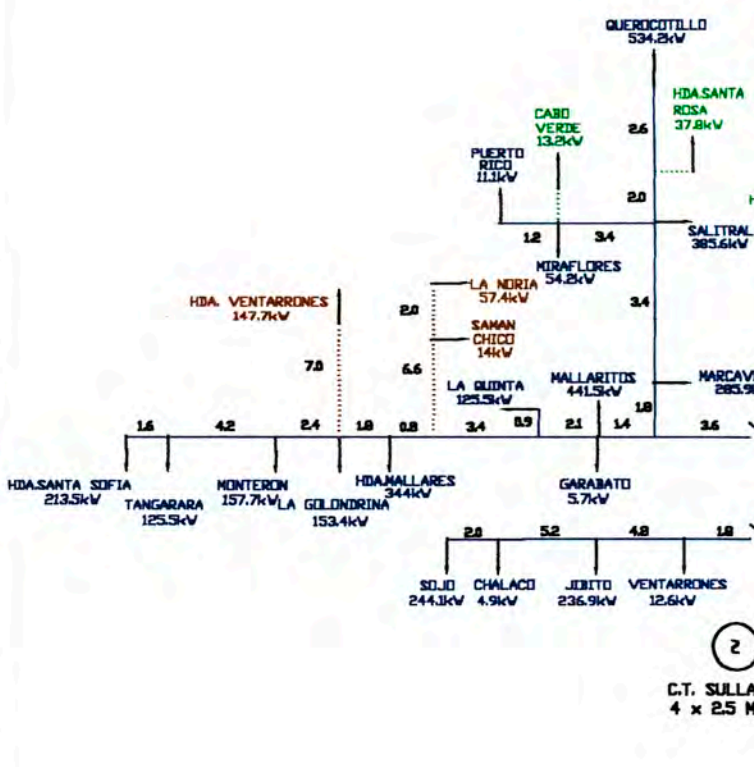
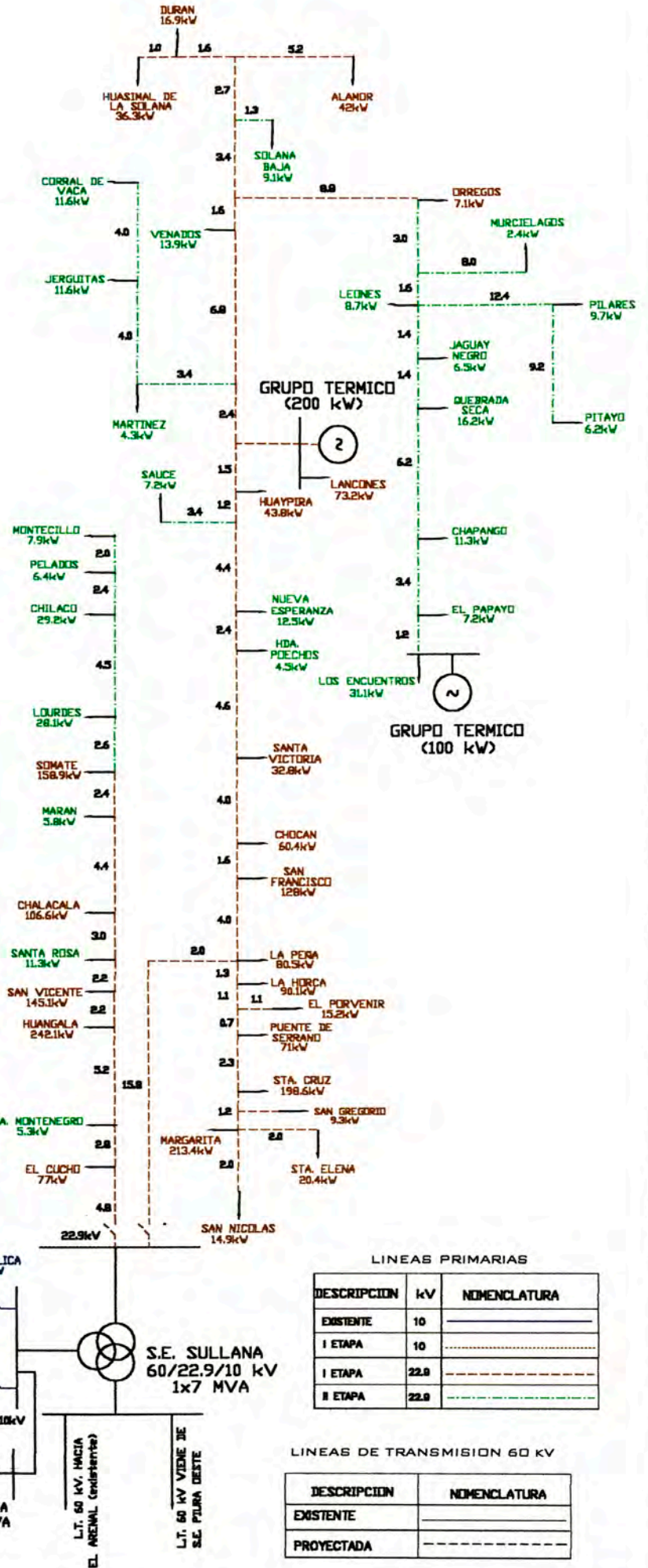
LINEAS PRIMARIAS EN 10 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	_____
ETAPA PROYECTADA	-----

LINEAS DE TRANSMISION 60 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	_____

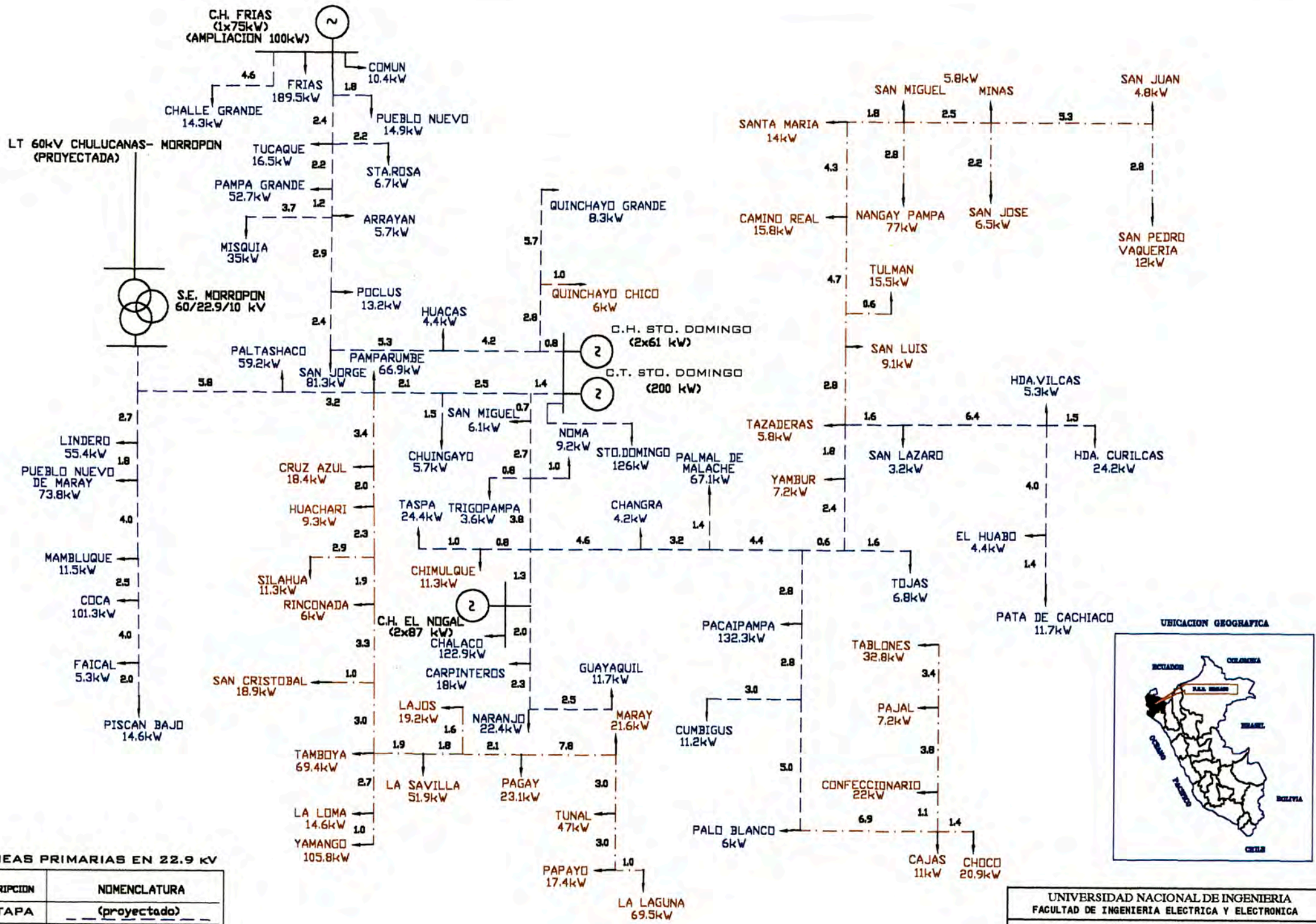
UBICACION GEOGRAFICA



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

P.S.E. SULLANA DIAGRAMA UNIFILAR

ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO J.4	PIURA	SULLANA	A.S.M.



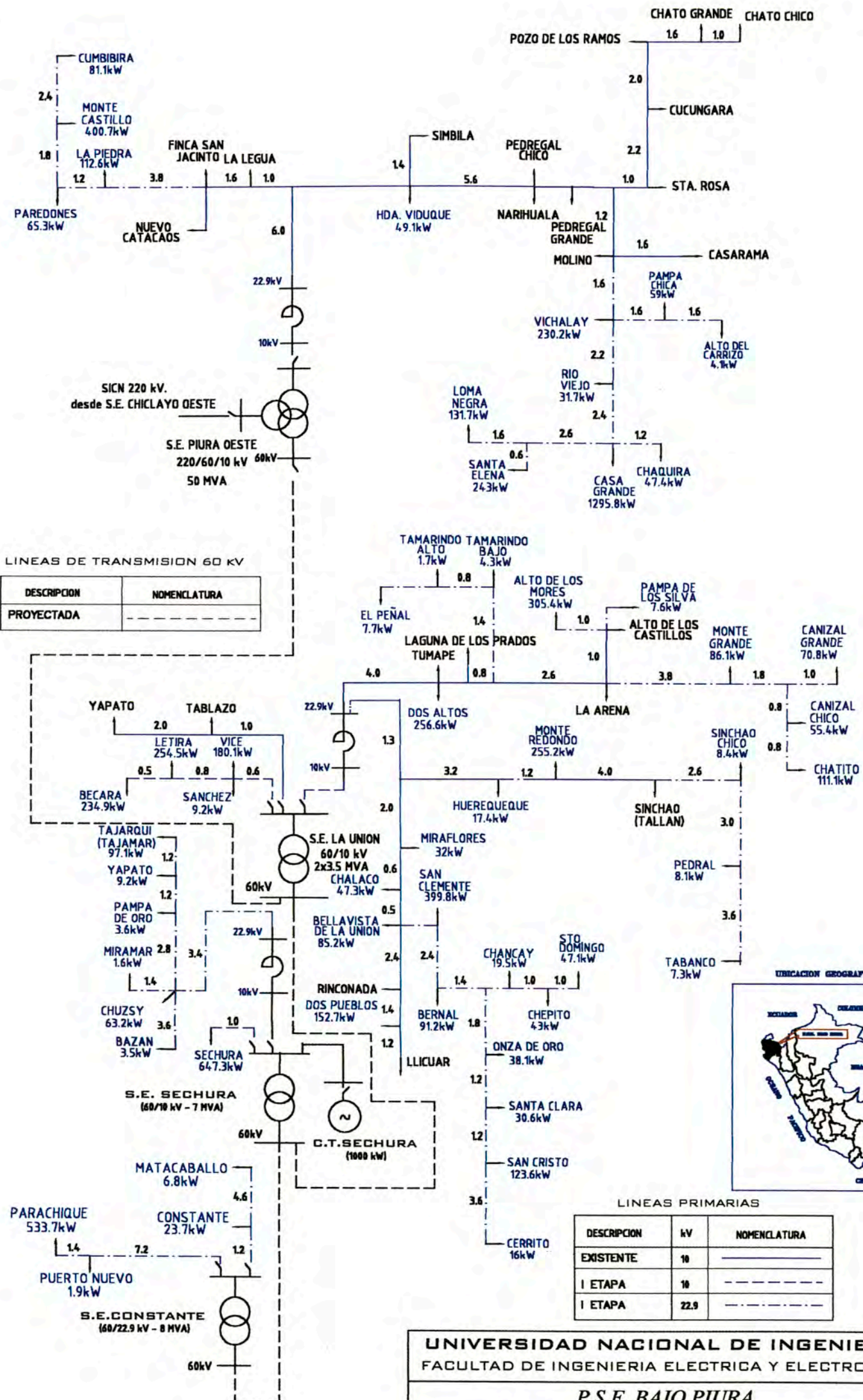
LÍNEAS PRIMARIAS EN 22.9 kV

DESCRIPCIÓN	NOMENCLATURA
I ETAPA	(proyectado)
II ETAPA	(proyectado)

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

P.S.E. SANTO DOMINGO - CHALACO
 DIAGRAMA UNIFILAR

ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISTRITO
ANEXO J.5	PIURA	MORROPON	A.S.M.



LINEAS DE TRANSMISION 60 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
PROYECTADA	---

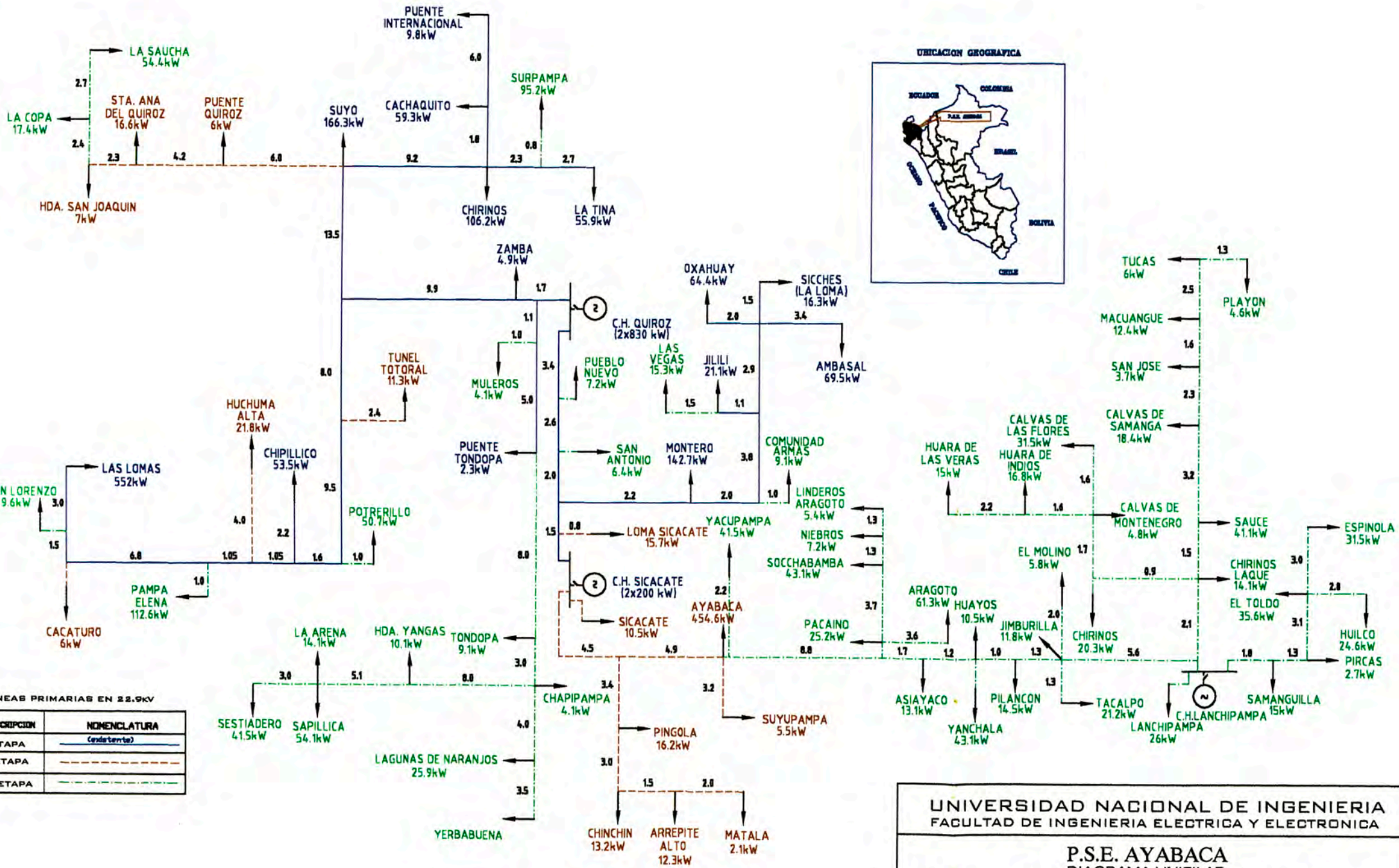
LINEAS PRIMARIAS

DESCRIPCION	kV	NOMENCLATURA
EXISTENTE	10	---
I ETAPA	10	---
I ETAPA	22.9	---

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

P.S.E. BAJO PIURA
DIAGRAMA UNIFILAR

ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO J.6	PIURA	PIURA	A.S.M.



LINEAS PRIMARIAS EN 22.9kV

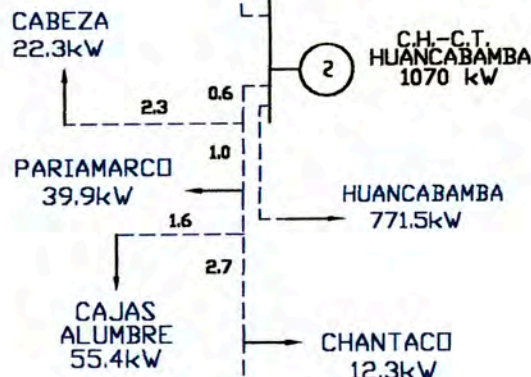
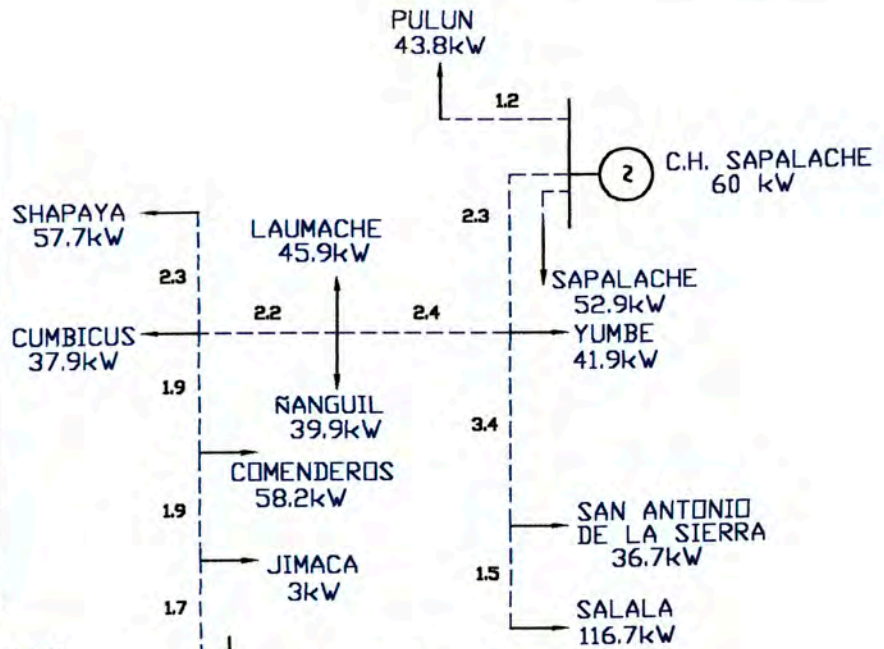
DESCRIPCION	NOMENCLATURA
I ETAPA	— (línea sólida)
II ETAPA	- - - (línea punteada)
III ETAPA	... (línea trazo y punto)

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

P.S.E. AYABACA
DIAGRAMA UNIFILAR

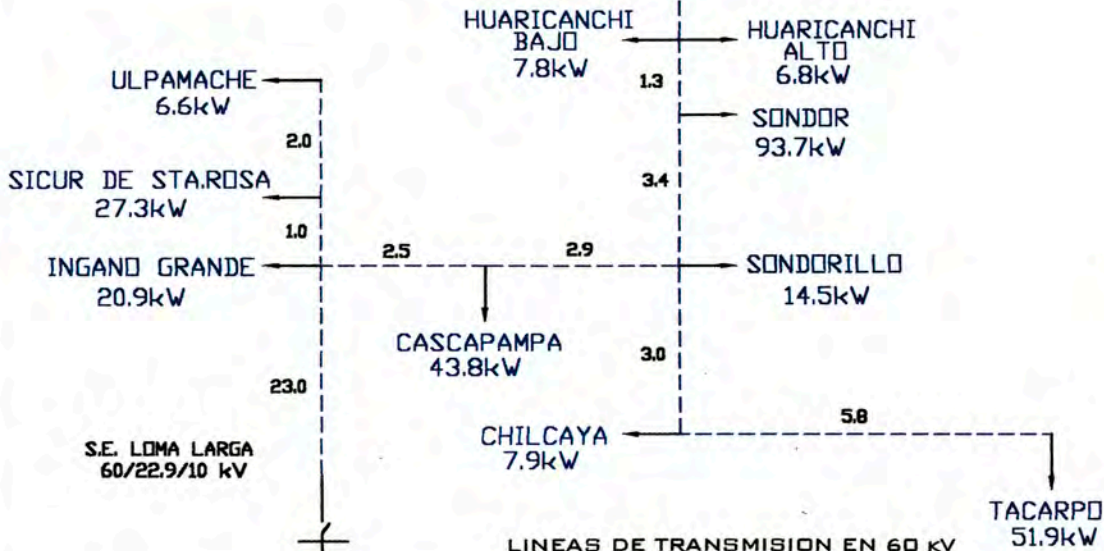
ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO J.7	PIURA	PIURA	A.S.M.

UBICACION GEOGRAFICA



LINEAS DE PRIMARIA EN 22.9 kV

DESCRIPCION	NOMENCLATURA
I ETAPA	-----



LINEAS DE TRANSMISION EN 60 kV

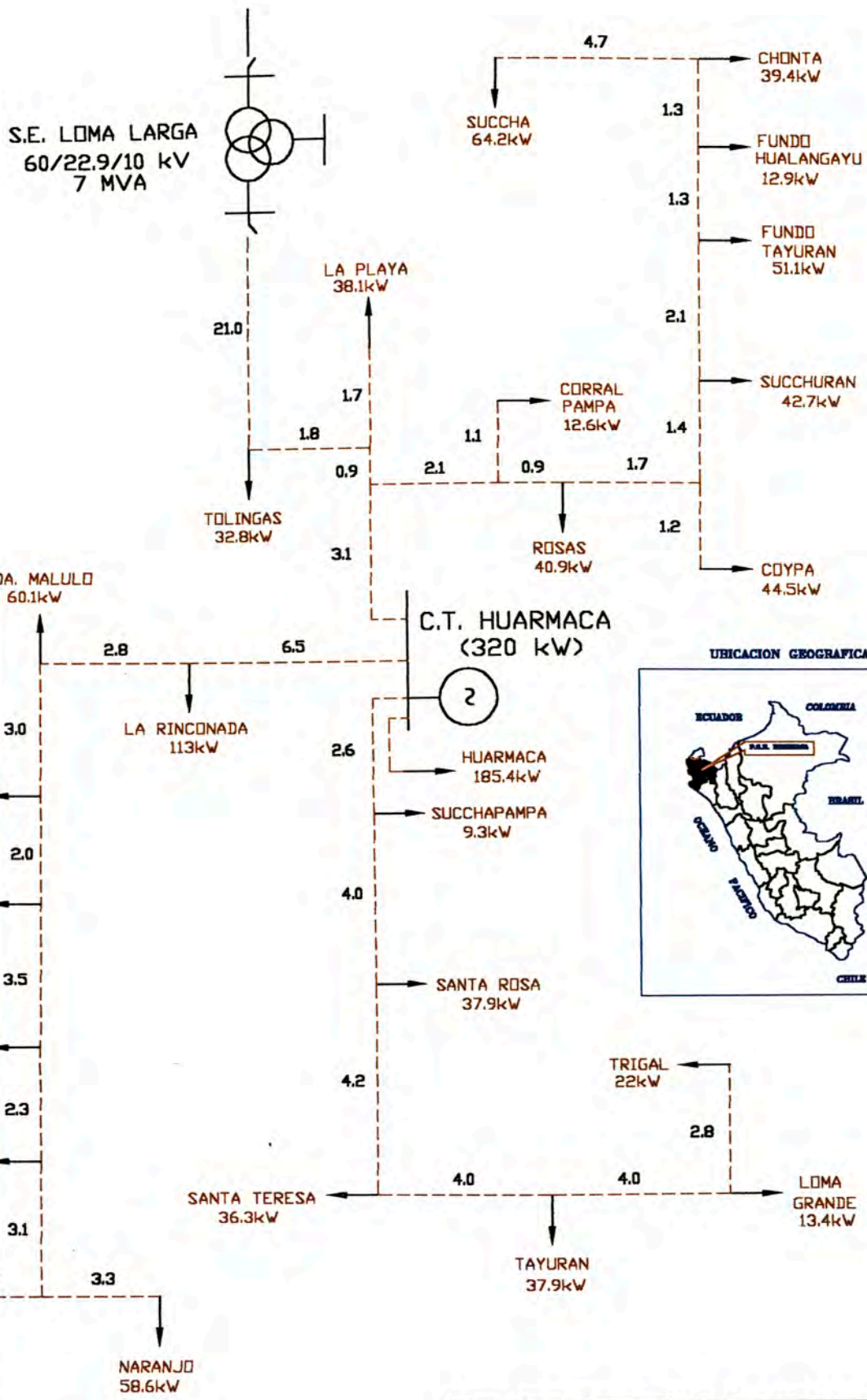
DESCRIPCION	NOMENCLATURA
EXISTENTE	=====
PROYECTADA	-----

L.T. 60 kV DESDE
S.E. MORROPON

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

P.S.E. HUANCABAMBA
DIAGRAMA UNIFILAR

ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO J.8	PIURA	HUANCABAMBA	A.S.M.

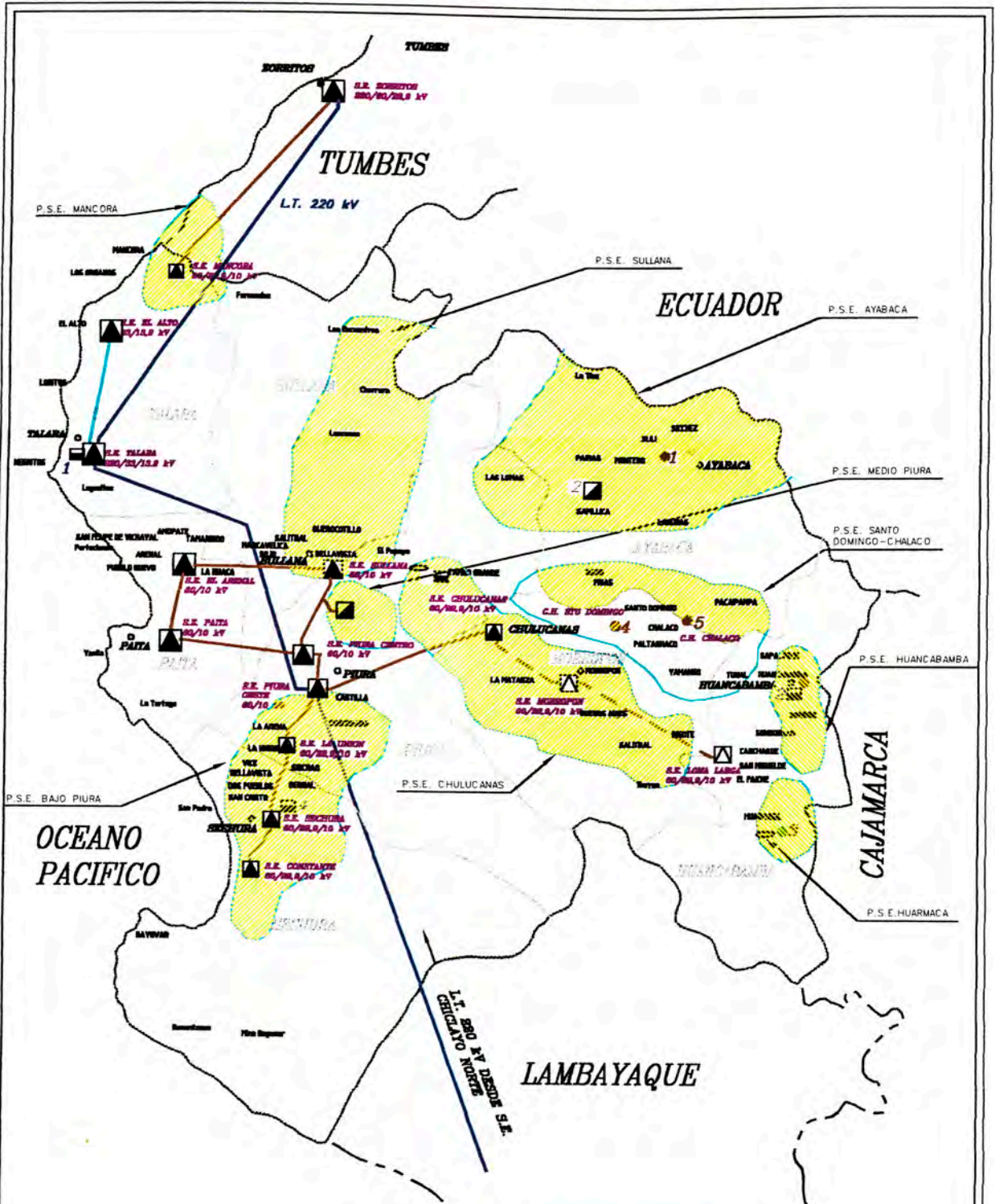


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA			
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
P.S.E. HUARMACA			
DIAGRAMA UNIFILAR			
ANEXO	DEPARTAMENTO	PROVINCIA	DISEÑO
ANEXO J.9	PIURA	HUANCABAMBA	A.S.M.

ANEXO : K

**PLANO DE UBICACIÓN DE LOS PSE EN
EL DEPARTAMENTO DE PIURA**

AMPLIACION DE LA FRONTERA ELECTRICA DEPARTAMENTO DE PIURA



Nº	CENTRALES DE GENERACION	Estado
CENTRALES HIDROELECTRICAS		
1	CH BAKATE	Colchada
2	CH TUMBE	Colchada
3	CH TUMBESA	Colchada
4	CH SANTO DOMINGO	Colchada
5	CH TUMBA	Colchada
CENTRALES TERMICOELECTRICAS		
1	CT TALARA	Colchada
2	CT HUANCABAMBA	Colchada
3	CT HUARMACA	Colchada
4	CT SICA	Colchada

ANEXO K.1

BIBLIOGRAFÍA

1. Censos Nacionales de Población y Vivienda 1 993 – INEI.
2. Anuario Estadístico de la Comisión de Tarifas Eléctricas, CTE 1 998.
3. Normas Técnicas para Especificaciones de Materiales y Diseño -
MEM/DEP 1 999.
4. Código Nacional de Electricidad, MEM/DGE 1 999.
5. Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, Decreto Ley N° 25844.