

"AÑO DE CESAR VALLEJO Y DEL ENCUENTRO DE DOS MUNDOS"

INFORME SOBRE LOS SERVICIOS PROFESIONALES PRESTADOS

EN LA EMPRESA DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD

ELECTRONOROESTE S.A.

WIELAND VICTOR MORI TORRES

**"AÑO DE CESAR VALLEJO Y DEL ENCUENTRO DE DOS MUNDOS"****INDICE GENERAL**

- I. PRESENTACION
- II. DATOS GENERALES
  - 01. DATOS PERSONALES
  - 02. DATOS LABORALES
- III. INTRODUCCION
  - 01. ESTRUCTURA ORGANICA Y FUNCIONES DE LA GERENCIA COMERCIAL
  - 02. PLAN DE TRABAJO ESTRATEGICO DE COMERCIALIZACION
- IV. ESTUDIO TARIFARIO DE LA EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTRONOROESTE S.A.
  - 01. OBJETIVO
  - 02. INTRODUCCION
  - 03. SITUACION ACTUAL
  - 04. PROYECCION AÑO 1992
  - 05. TARIFA REGIONAL PROPUESTA
  - 06. RECOMENDACIONES

A N E X O S
- V. CONCLUSIONES

. \* . \* . \* . \* . \* . \* .

I.

P R E S E N T A C I O N

En virtud a la Resolución de Consejo Universitario No065-92-CU del 02-09-92 de la Universidad Nacional del Callao, documento que recoge las innovaciones estipuladas por el D.L. No739, se elabora el presente informe, el mismo que tiene un caracter de resumen de la principal actividad desarrollada por mi persona en la Empresa de Servicio Público de Electricidad-ELECTRONOROESTE S.A. de la Región Grau.

Los siete (07) años de venir prestando servicios profesionales, y en especial los dos últimos que me ha tocado la responsabilidad de asumir funciones gerenciales, en base a la sólida formación profesional recibida en mi ALMA MATER , la UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO, me autoriza a formular un documento como el presente, el que en su primera parte , resumidamente, precisa el marco laboral, funcional y operativo en que hoy me desenvuelvo y, una segunda que trata de un tema específico "ESTUDIO TARIFARIO DE LA EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTRONOROESTE S.A.".

Piura, diciembre de 1992

## II. DATOS GENERALES

## 1. DATOS PERSONALES

- 1.01 Nombres y Apellidos : Wieland Victor Mori Torres.  
1.02 Carrera Profesional : Ingenieria Electrica.  
1.03 Grado Profesional : Bachiller en Ingenieria Electrica  
(Resolución Rectoral No274-83)  
1.04 Libreta Electoral No: 02780296

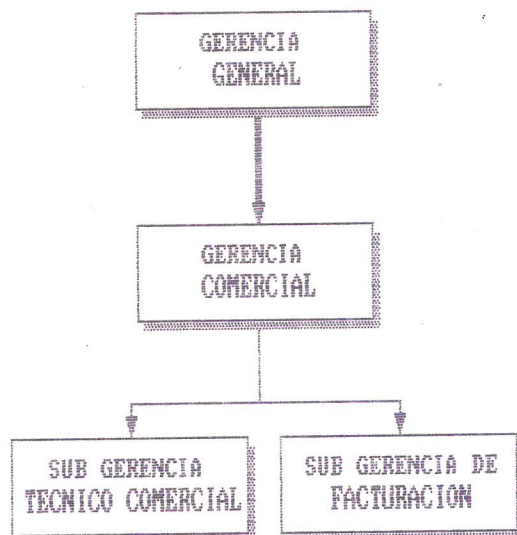
## 2. DATOS LABORALES

- 2.01 Razón Social : ELECTRONOROESTE S.A.  
2.02 Actividad de la Empresa: Servicio Publico de Electricidad.  
2.03 Cargo : GERENTE COMERCIAL.  
2.04 Tiempo de Servicio : 07 años.

\*.\*.\*.\*.\*.\*.\*.\*.\*

ELECTRONOROESTE S.A.  
REGION GRAU

ESTRUCTURA ORGANICA DE LA GERENCIA COMERCIAL



### III. I N T R O D U C C I O N

#### 1 . ESTRUCTURA ORGANICA Y FUNCIONES DE LA GERENCIA COMERCIAL

##### 1.1. ESTRUCTURA ORGANICA

## 1.2. FUNCIONES DE LA GERENCIA COMERCIAL

La Gerencia Comercial es el Organismo encargado de desarrollar los programas de orientación de la demanda y conservación de la energía, de la promoción, atención de la Clientela, formulación y administración de Contratos de Suministro, Control de Medición y Facturación de energía eléctrica, al mantenimiento y control de los suministros de acuerdo a las políticas y normas de comercialización vigentes.

Sus principales funciones son:

- \* Organizar el desarrollo y conducir las acciones de los Programas de orientación a los usuarios, con el propósito de ahorrar y/o mejorar el aprovechamiento de la energía eléctrica.
- \* Actuar en la captación de nuevos usuarios y la ampliación del suministro a los actuales, en función de la disponibilidad de energía y potencia eléctrica, recepcionar las solicitudes y formular los presupuestos respectivos, en su caso en coordinación con el organismo pertinente de la Gerencia Técnica y elaborar el Contrato correspondiente y tramitar su aprobación.
- \* Prestar asistencia técnico-comercial a los usuarios actuales y potenciales, en aspectos vinculados con la dotación o ampliación de suministros eléctricos y/o variaciones en las condiciones técnico-comerciales de los mismos.
- \* Recepcionar Solicitudes de Factibilidad de Suministro y de Autoproducción de energía eléctrica; coordinar con el Área de Operaciones y/o de Proyectos su examen y atención.
- \* Formular y negociar los Contratos de suministro que no tengan el carácter de servicio público y tramitar su aprobación.
- \* Efectuar la toma de estado de medidores y garantizar el oportuno procesamiento de la facturación por consumo de energía.
- \* Efectuar oportunamente la facturación por costo de conexión, aportes al Fondo de Ampliaciones y por excesos de potencia.
- \* Efectuar en forma sistemática el control de la facturación y Cobranzas a cargo de los servicios

eléctricos de la zona, a fin de asegurar la adecuada y oportuna aplicación de las normas y disposiciones concernientes a la facturación y cobranzas por consumo de energía, servicios relacionados y aportes de los usuarios.

- \* Supervisar el cumplimiento de los dispositivos, normas y procedimientos de comercialización en los servicios eléctricos de las Zonales.
- \* Mantener actualizadas y controlar las Cuentas Corrientes de los clientes; emitir oportunamente las órdenes de corte y de reposición del servicio de los clientes morosos según corresponda.
- \* Tramitar a la Asesoría Legal las deudas morosas no efectivizadas por la vía administrativa, para su cobranza coactiva, mantener el control y registro de los resultados de las acciones judiciales respectivas.
- \* Evaluar en forma sistemática el comportamiento y consumo de los clientes, a fin de detectar deficiencias, consumos indebidos y conexiones clandestinas; y adoptar o promover las medidas correctivas necesarias.
- \* Coordinar y controlar la inspección, contrastación, recalibrado o reemplazo de medidores.
- \* Atender oportunamente los reclamos que presenten los clientes, coordinando en caso necesario con otros órganos de la Empresa.
- \* Actualizar los Contratos de Suministro por modificaciones de la carga contratada y/o utilización de la energía, tramitar su aprobación, determinar y facturar oportunamente los cargos correspondientes.
- \* Establecer la cantidad y características técnicas de los equipos de medición necesarios, programar y tramitar su adquisición.
- \* Mantener actualizados los registros y preparar oportunamente los informes correspondientes a su ámbito de responsabilidad, de acuerdo a los requerimientos de los órganos pertinentes.
- \* Evaluar los requerimientos de capacitación para el personal a su cargo y gestionar su participación en los Programa de Capacitación aprobados.



- \* Cumplir con otras funciones conexas que coadyuven al logro de sus objetivos.

## 2. PLAN DE TRABAJO ESTRATEGICO DE COMERCIALIZACION

### 2.1. MISION EMPRESARIAL

Contribuir en mejorar la calidad y el nivel de vida de la población de la Región GRAU promoviendo su desarrollo, teniendo en cuenta el efecto multiplicador que origina el servicio de electricidad en las actividades productivas, si se brinda en forma oportuna, suficiente, confiable y eficiente, de forma tal que permita atender la demanda.

### 2.2. OBJETIVO DEL PLAN

Incrementar el suministro de suficientes recursos financieros y económicos para garantizar el cumplimiento de la mision empresarial.

### 2.3. ESTRATEGIAS TECNICO-COMERCIAL

#### 2.3.1. ELIMINAR LAS PERDIDAS COMERCIALES

##### a) ELIMINAR INSTALACIONES CLANDESTINAS

Identificar los suministros clandestinos y tomar medidas correctivas:

- \* Donde es factible el suministro, su regularización rápida e incorporación como suministros oficiales sin previo pago alguno, efectuándose este pago a través de los recibos de consumo de energía.

- \* Donde no es factible el suministro, acciones para su erradicación.

##### b) CONTINUAR CAMPAÑA DE RECUPERACION DE ENERGIA

- \* Inspección de suministros con consumo cero o mínimo (30 KWh) hasta su regularización y formalización.

- \* Inspección de suministros importantes:
  - Carga instalada
  - Equipo de medición
  - Facturación, consumo y tarifa
- \* Contraste masivo de medidores:
  - Suministros importantes
  - Suministros de uso comercial e industrial
  - Suministros comunes con más de 30 KWh mensual
- c) CALIBRAR LOS MEDIDORES NUEVOS Y REVISADOS CON MARGEN DE ERROR
- d) REGISTRAR CONSUMO DE TODO EL PERSONAL Y CONSUMO DE LOCALES DE LA EMPRESA Y CONSIDERARLO EN EL RESUMEN DE FACTURACION
- e) CONTROLAR LA CALIDAD DE LA LECTURA EN LA TOMA DE ESTADOS DE LOS MEDIDORES

### 2.3.2. DINAMIZAR Y MODERNIZAR PROCEDIMIENTOS COMERCIALES

Captar nuevos suministros al máximo que las condiciones técnicas lo permitan y con atención única al momento.

#### ACCIONES A LLEVAR:

- a) ATENDER NUEVOS SUMINISTROS (COMUNES) SIN SOLICITUD Y REQUISITOS EN TIEMPO MINIMO (TRES DIAS COMO MAXIMO)

Atención en primera entrevista con formulario único para datos, cálculo, dibujo de ubicación, condiciones y firma del contrato de suministros (pre-impreso) una sola hoja.

Reducir la cantidad de firmas a:

- Gerente Comercial, por ELECTRONOROESTE S.A.
- Usuario

La Facturación de los derechos de nuevo suministro se cobra con el primer y los siguientes recibos de consumo, hasta su cancelación.

- b) EJECUTAR INSPECCION/EJECUCION DE NUEVOS SUMINISTROS, PARALELAMENTE
  - \* Cuando la instalación es ejecutada por personal de la Empresa con el fin de evitar dos traslados al nuevo usministro.
  - \* Si la potencia contratada es menor al resultado de la inspección o declaración del interesado, actualizar potencia contratada inmediatamente y facturar por intermedio del recibo del consumo.
  - \* Incluir a la inspección aspectos técnicos de seguridad (calidad de las instalaciones).
- c) INFORMAR Y ORIENTAR A LOS USUARIOS POR INTERMEDIO DE LA OFICINA DE RELACIONES PUBLICAS
- d) PRESTAR SERVICIOS A BASE DE "ACUERDO DE PARTES" (CODIGO CIVIL DEL PERU)
  - \* En caso justificado entrar en "libre contratación" del suministro; teniendo en cuenta el costo de sustitución.

### 2.3.3. CONTROLAR PERMANENTEMENTE A LOS USUARIOS

Actualización y pago de las potencias contratadas.

#### **ACCIONES A LLEVAR:**

- a) DETERMINAR LOS SUMINISTROS POR ACTUALIZAR POR MUESTREO DE ALTO CONSUMO
  - \* Base 100%, consumo promedio de los 04 primeros meses del Contrato.
  - \* Incremento en relación a los reportes de cómputo de consumos mayores al primer año.
- b) COMPROBACION EN EL SITIO
- c) REGULARIZAR LOS PAGOS POR EXCESO DE POTENCIA CONTRATADA

Por concépto de:

- A.F.A.
- REFUERZO DE REDES
- Acondicionamiento e implementación Obras Complementarias (Obras en Baja Tensión).

Debitar a cuenta corriente del usuario (No de suministro) con recuperación a través del sistema mecanizado (Art.150<sub>o</sub> y 155<sub>o</sub> - Ley No23406)

Para los suministros que superan 10 KW, aplicar esquema de presupuesto pre-elaborado.

**NOTA.-** Para suministro tipo industrial, previo análisis de beneficio mayor para le Empresa.

#### 2.3.4. OPTIMIZAR LA RELACION BENEFICIO/INVERSION

##### ACCIONES A LLEVAR:

- a) OPTIMIZAR EL USO DEL SISTEMA ELECTRICO
- b) PROPICIAR EL CONSUMO EN HORAS DE VALLE
- c) REVISAR USUARIOS DE BAJO CONSUMO (ESPECIALMENTE TARIFAS No 21, 40, 50) Y CAMBIAR MEDIDORES POR LIMITACIONES EN CASOS JUSTIFICADOS
- \* Instalación de limitadores: se instala inmediatamente después de la Red (sin medidor, sin caja).
- d) ATENDER NUEVOS SUMINISTROS A PENSION FIJA CON LIMITADORES
- e) PROMOVER ADECUADAMENTE EL USO EFICIENTE DE ENERGIA ELECTRICA PARA:
  - Procesos y uso de refrigeración
  - Procesos y uso de calor
  - Procesos químicos

#### 2.4. ESTRATEGIAS FINANCIERAS DE COMERCIALIZACION

##### 2.4.1. ADQUIRIR PRESTAMOS

##### ACCIONES A LLEVAR:

Gestionar a los Bancos préstamos, modalidad sobre-  
giro y pagaré, con cargo a:

- Flujo de ingresos A.F.A.
- Flujo de ingresos refuerzo de red
- Flujo de ingresos costo de conexión
- Flujo de ingresos Obras en Baja Tensión
- Flujo de ingresos Alumbrado Público
- Flujo de ingresos venta de energía

2.4.2. INCREMENTAR EL NIVEL DE LOS INGRESOS

**ACCIONES A LLEVAR:**

- a) **ELEVAR TARIFA PROMEDIO**
- \* actualizar cargas contratadas de los suministros de uso comercial, uso general y uso industrial.
  - \* Reclasificar a los usuarios de acuerdo al uso de energía.
  - \* Atender nuevos suministros domésticos a pensión fija, considerando 400 W-mes y 250 W-mes, como potencia facturable mínima para las zonas urbanas y marginal-rural, respectivamente.
  - \* Implementar toma de estado cada tres meses a clientes comunes.
- b) **PROMOCIONAR VENTA DE ENERGIA EN HORAS DE VALLE**
- c) **CAPTAR USUARIOS CON CONSUMO INTENSIVO-PRODUCTIVO**
- d) **EN LOS PRESUPUESTOS, APLICAR COSTOS REALES**
- e) **RETIRAR LOS MEDIDORES DE LOS SUMINISTROS CON BAJOS CONSUMOS PROMEDIO ANUAL**
- \* Para mantenimiento, contrastación e instalación de los medidores en los nuevos suministros de tarifas no domésticas.

2.4.3. ELEVAR EL NIVEL DE COBRANZA**ACCIONES EN EJECUCION:**

- a) REDUCIR EL PERIODO ENTRE LA ENTREGA DE LA ENERGIA A LOS USUARIOS Y LA COBRANZA
- \* Emitir la facturación inmediatamente después de la Toma de Estados.
  - \* En los meses sin Toma de Estado, emitir facturación promediada en forma adelantada.
  - \* Obligar a los clientes la cancelación de la factura, un mes después de la fecha de toma de estado como máximo. Cuando sea posible, reducir este tiempo a una semana.
- b) CONTINUAR CAMPAÑA DE CORTES A TODOS LOS SUMINISTROS EN MORA
- \* Con la participación de todo el personal técnico y todos los vehículos, incluyendo el que está dispuesto para la Gerencia y terceros especializados, en dos etapas:
    - Suministros con dos meses de facturación o más, corte inmediato después de la recepción del recibo con mensaje "SUJETO A CORTE".
    - Consignar último día de pago sólo para los suministros que deben el período facturado.
    - Controlar en forma especial los suministros mayores.
- c) INICIAR ACCIONES LEGALES POR SUSTRACCION DE ENERGIA
- Para reincidencia y rebeldía en el uso ilícito de energía, aplicar los dispositivos legales pertinentes.
- Promover la participación de Asesoría Legal Externa.

## d) RETIRAR SUMINISTROS CON DEUDA MAYOR

Retirar definitivamente las instalaciones de suministros que hayan contraído una deuda impaga igual o superior al costo igual a una instalación de las mismas características.

En caso de Entidades Públicas considerar el corte en todos los casos:

Para evitar el desabastecimiento de energía eléctrica de dichas entidades al mismo tiempo se declara la instalación como "Suministro Provisional" con las obligaciones del caso.

2.4.4. RECUPERAR EL COSTO REAL DEL CONSUMO DE ENERGIA Y MEJORAMIENTO DEL ALUMBRADO PUBLICO.

Iniciar la instalación de medidores del consumo del alumbrado público así como la mejora del nivel de iluminación.

IV ESTUDIO TARIFARIO DE LA EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO  
PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTRNOROESTE S.A.

(CONTENIDO)

1. OBJETIVO
2. INTRODUCCION
  - 2.1. GENERALIDADES
  - 2.2. ALCANCES
3. SITUACION ACTUAL
  - 3.1 LEGAL
  - 3.2 OPERATIVA
  - 3.3 ECONOMICO-FINANCIERA
4. PROYECCION AÑO 1992
  - 4.1. BALANCE ELECTRICO
  - 4.2. ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS
  - 4.3. OPCIONES DE NIVELES TARIFARIOS
5. TARIFA REGIONAL PROPUESTA
6. RECOMENDACIONES

ANEXOS

- A. Principales Indicadores Macroeconómicos de la Región Grau Año 1990.
- B. Consistencia de la definición del Sistema Eléctrico Piura-Sullana - Paíta como preponderantemente térmico.
- C. Formularios C.T.E. AÑOS 1991 y 1992  
Nos 9,11,12 y 13 y Combustibles y Lubricantes (consumos, rendimientos y costos).
- D. Opciones de incremento tarifario año 1992
- E. Tarifas Regionales Propuestas
- F. Parámetros Macroeconómicos 1992.



ESTUDIO TARIFARIO DE LA EMPRESA REGIONAL DE SERVICIO  
PUBLICO DE ELECTRICIDAD ELECTRONOROESTE S.A.

1. OBJETIVO

Determinar las tarifas que permitan a la Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad ELECTRONOROESTE S.A., llegar a ser una empresa autosuficiente y económicamente rentable, conforme lo dispuesto por el D.L. 649 y la política económica vigente en el país.

2. INTRODUCCION

2.1. Generalidades

- a) La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad ELECTRONOROESTE S.A., es una empresa pública de derecho privado. Su actual organización fué establecida en cumplimiento de la Ley General de Electricidad No 23406.

ELECTRONOROESTE S.A. inició sus operaciones como tal el 06 de agosto de 1988 con la instalación de su primer Directorio. Hasta 1990 fué empresa filial de Electroperú S.A.. En la actualidad es una empresa eminentemente regional.

- b) El área de influencia de ELECTRONOROESTE S.A. (ENO) fijada por R.M.N-082-88-EM/DGE, comprende la Región Grau (40,561.7 Km<sup>2</sup> de extensión, con una población estimada de 1'560,000 habitantes para el presente año).
- c) Las actividades económicas preponderantes en la región son la pesca, el petróleo, la agricultura, la ganadería y el comercio. Ver Anexo A, Principales Indicadores Macroeconómicos de la Región Grau, Año 1990.

2.2. Alcances

El presente estudio comprende una evaluación del efecto de las tarifas eléctricas vigentes en la situación económica de ENO durante el año 1991, y el impacto que tendría una nueva tarifa a ser implantada durante el año 1992, acorde a la política de precios vigente.

3. SITUACION ACTUAL

3.1 Aspectos Legales

A continuación se describe el marco legal vigente relativo al subsector eléctrico y las tarifas:

- a) Ley General de Electricidad No 23406, del 18 de mayo de 1992, modificatorias, ampliatorias y reglamentos correspondientes, así como los dispositivos que se listan a continuación.
- b) Decreto Legislativo No 649, del 19 de julio de 1991, mediante el cual se declaró de interés nacional la promoción de las inversiones privadas en las Empresas de Servicio Público de Electricidad.

Este dispositivo derogó el Fondo de Compensación de Generación (FCG) y la Tarifa Unificada (+/- 10% del promedio).

Dispuso que la Comisión de Tarifas Eléctricas (C.T.E.) estructurara la política de fijación de tarifas a nivel regional, acorde con la Ley de Bases de Regionalización y Ley General de Electricidad, de modo tal que las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad (ERSPE), en forma individual, fueran autosuficientes y progresivamente rentables en un plazo máximo de dos (02) años.

- c) Decreto Supremo No 016-91 EM/VME, del 05 de setiembre de 1991, que crea el Fondo Transitorio de Apoyo Regional entre Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad (FOTAR) por un plazo de dieciocho (18) meses, destinado a equilibrar los egresos operativos de caja (EOC) de la ERSPE receptoras de transferencias.
- d) Decreto Legislativo No 674, del 27 de setiembre de 1991, mediante el cual se declara de interés nacional la promoción de la inversión privada en el ámbito de las empresas que conforman la actividad empresarial del estado; con el objeto de crear las condiciones necesarias para el desarrollo, crecimiento, modernización, saneamiento y vigorización de las mismas, a base de criterios de eficiencia, productividad y precios y costos reales.
- e) Resolución C.T.E. No 044-91 P/CTE, del 14 de octubre de 1991, publicada el 23.10.91, mediante la cual se dispone que las ERSPE deberán presentar a dicha Comisión, a más tardar el 30 de noviembre de cada año, su propuesta tarifaria para el año inmediato siguiente, debidamente sustentada. Adicionalmente, se señala que las ERSPE podrán presentar iniciativas de regulación tarifaria en las oportunidades que lo requieran, acompañadas de informes técnicos actualizados.

- f) Resolución C.T.E No 048-91 P/CTE, del 31 de octubre de 1991, publicada el 05.11.91, mediante la cual se fijan tarifas eléctricas "térmicas" a ser aplicadas en localidades con suministro preponderantemente de generación termoeléctrica (en las cuales el 75% o más de la energía entregada a los usuarios proviene de combustibles fósiles). Asimismo, dispone descuentos en los cargos fijos de las tarifas por indisponibilidad de oferta, no imputable al usuario.
- g) Decreto Legislativo No 693, del 05 de noviembre de 1991, mediante el cual se declara de interés nacional la promoción de la inversión privada en las actividades de generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica para el servicio público de electricidad.

La promoción de dichas inversiones bajo la modalidad de concesiones se realizará con expresas garantías tributarias, tarifarias, comerciales, políticas y de estabilidad jurídica de las mismas.

Específicamente, en lo relativo a la tarifa eléctrica se establece que la Comisión de Tarifas Eléctricas fijará las tarifas interempresas y las tarifas a usuarios finales de servicio público de electricidad, y quedará como dirimente en caso de discrepancia en la aplicación de las demás tarifas. Para tales efectos, la C.T.E. debe considerar criterios de competitividad y eficiencia de costos y tarifas a niveles internacionales. El dispositivo no prefija, explícitamente el nivel de la rentabilidad esperada.

Se establece, además, la eliminación del impuesto DL 163 para el subsector eléctrico y se dispone modificaciones a la Ley General de Electricidad; ordenándose la unificación de su texto y el de su Reglamento, acorde a las disposiciones vigentes, en plazos perentorios.

- h) Decreto Supremo No 281 - 91 - EF, del 25 de noviembre de 1991, publicado el 01.12.91, establece que el D.L. 163 y normas modificatorias, en lo concerniente al Servicio Público de Electricidad continuará aplicándose hasta el 01 de enero de 1992.

### 3.2 Aspectos Operativos

#### a) Situación de las instalaciones

i) Oferta de generación.- A continuación se muestra la capacidad actual de generación de ELECTRONOROESTE S.A.

Como se aprecia de los Anexos B y C (Formulario No 13) la generación eléctrica de esta empresa es preponderantemente de origen termoeléctrico, aún cuando se espera contar con energía del sistema Multiregional Centro Norte. A continuación un resumen de la Potencia Instalada y Efectiva:

DEPARTAMENTO	P.I. (KW)	P.E. (KW)	No de centrales
Piura	89,732	38,120	21
Tumbes	17,084	9,700	5
Total	106,816	42,820	26

#### ii) Sistemas de Transmisión, subtransmisión y distribución.-

ENO enlazó dos de sus subsistemas de subtransmisión más importantes, Piura-Sullana y Paita-El Arenal, mediante la L.T. El Arenal-Sullana de 45 Km de longitud y 60 KV de tensión en diciembre de 1988, conformándose el Sistema Eléctrico Piura-Sullana-Paita (alrededor del 70% de la demanda eléctrica cubierta por la Empresa).

El Sistema Eléctrico de Tumbes, conformado por la C.C.T.T. de Tumbes, Zorritos y Zarumilla, atiende en forma restringida la demanda de la población urbana de Tumbes, Zarumilla, Aguas Verdes, Corrales y localidades de ambas márgenes de Río Tumbes.

Asimismo, se encuentra el Sistema Eléctrico de Talara, que comprende las ciudades de Talara, Negritos y los Organos, atendidas con energía adquirida de Petroperú S.A.

Otros centros de carga importantes son Chulucanas, Sechura, Morropón y Tambogrande.

A pesar de haberse iniciado en Piura y Paita, principalmente, programas de rehabilitación integral, las redes de distribución aún se encuentran en general en condiciones precarias, cuyo estado de conservación, adicionalmente a otras causas, producen pérdidas de energía altas sobre los estándares.

#### b) Evolución de la producción

Durante los últimos años la producción de energía eléctrica de servicio público de electricidad en la región ha tenido la siguiente evolución en GWh:

Año	H	T	Total	% Crec. anual
1988 (*)	0.1	56.5	56.6	
1989	0.5	234.9	235.4	4.0 % (**)
1990	0.7	230.0	230.7	-2.0 %

(\*) Octubre - Diciembre

(\*\*) Respecto del anualizado del año anterior.

#### c) Evolución de las ventas

La energía distribuida por ELECTRONOROESTE S.A. ha tenido la siguiente estructura porcentual por sectores de consumo:

Año	----- (%) -----						TOTAL	
	A.P.	DOM	COM	IND	U.G. y OTROS	TOTAL	GWh	
1988	3.5	57.9	5.0	11.1	22.5	100.0	66.9(**)	
1989	3.2	55.4	5.6	12.3	23.5	100.0	215.9	
1990	2.8	62.2	5.3	9.8	19.9	100.0	214.0	
1991 (***)	2.0	65.4	4.9	6.5	21.2	100.0	209.2	

(\*) Incluye SEDAPIURA (6.5% en promedio del total)

(\*\*) Octubre - Diciembre

(\*\*\*) Con cifras reales al 3er trimestre.

### 3.3 Situación Económica-Financiera 1991

A continuación se muestra la situación económico-financiera de ELECTRONOROESTE S.A. para el año 1991. Se considera tarifas vigentes y parámetros macroeconómicos previstos por la CTE. El detalle de dicho cuadro se encuentra en el Anexo C adjunto (Formulario CTE No 9, hoja 1/2), cuyo resumen es el siguiente:

Año 1991

Ventas (GWh)	209.23	
		%
<u>Ingresos (millones S/.)</u>	20.83	99.9
- Venta de energía	9.89	47.4
- FCG/FOTAR	10.40	49.9
- DL 163 (Depreciación)	0.53	2.6
<u>Egresos (millones S/.)</u>	20.85	100.0
- Combustible y Lubricante	11.34	54.4
- Suministros y Servicios	1.78	8.5
- Personal	2.50	12.0
- Depreciación	1.14	5.5
- Compensación Tiempo Servicios	2.85	13.7
- Otros	1.24	5.9
<u>Utilidad (pérdida) Operativa</u>	(0.02)	- 0.1
- Inversión Neta Inmovilizada	25.66	123.1
Rentabilidad (%)		- 0.1

Se aprecia que la pérdida operativa no sería significativa, determinándose una rentabilidad negativa de sólo el 0.1 % sobre la Inversión Neta Inmovilizada. Sin embargo, la situación económica de ENO es apremiante por la alta representatividad de sus gastos operativos líquidos en los costos totales del servicio (más del 80%).

Asimismo, debe puntualizarse que la Inversión Neta Inmovilizada de esta empresa es pequeña (123% de los costos operativos totales), debido principalmente a la falta de inversiones durante los últimos años, y criterios establecidos de revaluación de activos, de corte preeminentemente contable.

Por lo señalado, la medida de la rentabilidad para este tipo de empresa no tiene mayor significación en las condiciones actuales. Es mejor criterio la obtención de montos adecuados de Fondos (utilidad más reservas), para continuar el programa mínimo de rehabilitaciones y racionalización de costos.

#### 4. PROYECCIÓN AÑO 1992

##### 4.1 Balance Eléctrico

Conforme a la información preparada para el Comité de Operaciones, el programa preliminar de producción, compra y venta de energía eléctrica para ELECTRONOROESTE S.A. durante el año 1992 sería como se señala en el Anexo C adjunto (Formulario 13A CTE), cuyo extracto se presenta a continuación:

AÑO 1992

Rubro	1T	2T	3T	4T	TOTAL
Generación (GWh)	88.8	85.5	90.5	89.3	354.1
H	0.2	0.2	0.3	0.3	1.0
T	88.6	85.3	90.3	89.0	353.1
Compra a ELP	-	15.1	19.4	21.6	56.2
Compra a Petroperú	9.5	10.0	10.5	11.0	41.0
Venta a U. Finales	81.9	92.1	100.1	101.3	375.5
Pérdidas Totales (%)	16.7	16.7	16.9	16.9	16.8

Del análisis efectuado se desprende que durante el año 1992 el Subsistema Eléctrico Piura continuará siendo abastecido preeminentemente con energía termoeléctrica. Ver Anexo B.

4.2 Estado de Ganancias y Pérdidas

A fin de definir la tarifa objetivo en el área de concesión de ELECTRONOROESTE S.A., que cumpla con los objetivos trazados (generación de suficientes fondos), previamente se proyecta el estado de resultados para el ejercicio 1992 a tarifas vigentes y costos escalados según los parámetros macroeconómicos alcanzados por la CONADE. Ver Anexo C -Formulario 9 CTE- y Anexo F -parámetros económicos utilizados- cuyo resumen es el siguiente:

	<u>Año 1992</u>	
Ventas (GWh)	375.45	(%)
<u>Ingresos (millones S/.)</u>	38.77	91.2
- Venta de energía	33.21	78.1
- FOTAR	5.55	13.1
- Otros	0.01	0.0
<u>Egresos (millones S/.)</u>	42.51	100.0
- Combustible y Lubricante	22.72	53.5
- Suminst. y Servicios	8.03	18.9
- Personal	4.26	10.0
- Depreciación	2.02	4.8
- Comp.Tpo.Servicios	1.72	4.0
- Compra de energ.inter. empr.	2.98	7.0
- Otros	0.78	1.8
<u>Utilidad (pérdida)</u>	(3.74)	- 8.8
Inversión Neta Inmovilizada	46.18	108.6
Rentabilidad (%)	- 8.10	

#### 4.3 Opciones de niveles tarifarios

En el Anexo D se presenta el calculo de las tarifas promedio para LA OBTENCION DE FONDOS ANUALES equivalentes aproximadamente a 12 y 14 millones de US \$ (Opciones No 1 y No 2, respectivamente). Los fondos obtenidos contribuirían a financiar proyectos de rehabilitación de centrales, redes de distribución y de garantía del suministro del servicio.

Como se ha señalado, el criterio de rentabilidad carece de fundamento, dada la poca significación de la Inversión Neta Inmovilizada en esta Empresa; y, además porque de acuerdo al D.L. 693 ya no existe límite de rentabilidad, sino sólo de costos y precios razonables a niveles internacionales. Un resumen de dicho anexo se presenta a continuación:

Año 1992 - 1er Trimestre			
Rubro	Tarifas vigentes (*)	Opción 1	Opción 2
Ventas (GWh)	81.15	81.15	81.15
Incremento Tarifario Promedio (%) (**)	-	40.0	47.0 (***)
Tarifa Promedio (ctvos \$/kWh)	8.03	11.24	11.80

Tipo de cambio Promedio: S/. 1.10/US \$ (1er Trimestre 1992)  
 (\*) Vigentes al 30.11.91  
 (\*\*) Referido a tarifas en soles  
 (\*\*\*) Incluye DL 163 dentro de Tarifa.

Los incrementos tarifarios propuestos a usuarios finales tienen en cuenta elevaciones de las tarifas interempresa (parte del costo), hasta un máximo que iguale el supuesto costo marginal de dicha tarifa interempresa, es decir 4.0 ctvos US\$/kWh para MAT y 4.6 ctvos US\$/kWh para AT.

Para el 2do trimestre 1992 se considera compra de energía del SICN a 60 KV(AT), bajo la hipótesis de que es posible recibir energía provisionalmente a ese nivel de tensión, mientras se concluye con las obras de transformación 60/10 KV. A partir del 3er trimestre recién se podría comprar a nivel MAT.



## 5. TARIFA REGIONAL PROPUESTA

En el Anexo B se muestra que el Sistema Eléctrico Piura - Sullana - Paita, a pesar de la interconexión al Sistema Multiregional Centro Norte (L.T. Chiclayo - Piura), se mantiene como "preponderantemente térmico".

El cálculo de la tarifa propuesta considera los niveles relativos de las mismas con base en costos marginales, preparadas por la C.T.E.

El análisis se realiza con tarifas desestacionalizadas a fin de definir pliegos tarifarios integrales (estación seca y estación húmeda).

Dadas las condiciones económicas generales del país, de la Región, y de la Empresa, se estima que es imprescindible continuar con el proceso de racionalización de costos del servicio.

Dado que esta Empresa Regional requiere realizar considerables inversiones en repotenciación y adquisición de grupos, mejora y expansión de redes, se considera conveniente optar por la obtención de al menos 14 millones de US \$ por generación de fondos (Opción No 2). En estas condiciones la tarifa promedio anual para ENO durante 1992 resulta de 10.84 ctvos de US\$/kWh, la misma que equivaldría al 72.8% del correspondiente costo marginal determinado por la Comisión de Tarifas Eléctricas.

Para la obtención de la antedicha tarifa promedio anual 10.84 de ctvos. US\$/kWh, se requiere aprobar incrementos trimestrales como se recomienda más adelante. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el incremento propuesto de 47.0% para las tarifas regionales a partir del 01.01.92, significaría un incremento promedio de sólo 13.3% en el recibo de los usuarios, porque se estima que el monto correspondiente al DL 163 debe ser incluido en la tarifa a partir de dicha fecha. No hacerlo significaría reducir la tarifa en términos reales. Los incrementos promedio y las correspondientes tarifas son mostradas a continuación:

Rubro	Año 1992				Promedio Año 1992
	1T	2T	3T	4T	
Tarifa Ctvs US \$/kWh	11.80	11.05	10.49	10.05	10.84
Incremento (%) (*)	47.0(**)	8.0	7.0	7.0	81.8

- (\*) Este incremento corresponde a cifras en soles.  
(\*\*) Este incremento es teórico, porque en la práctica se debe descontar el efecto del DL 163, con lo cual el incremento en el recibo sería sólo del orden del 13.3%.

## 6. RECOMENDACIONES

- 6.1 En el Anexo E se presentan las tarifas regionales propuestas para la Región Grau, con las cuales se prevé obtener alrededor de 14 millones de US \$ de generación de fondos durante el año 1992, por lo que se recomienda su aprobación. Estas tarifas son aplicables a suministros atendidos con energía eléctrica predominantemente de origen térmico.

El incremento tarifario solicitado de 47.0 % a partir del 01.01.92, dada la necesaria inclusión del monto del derogado D.L. dentro de la tarifa (consolidación tarifaria), en realidad sólo representa 13.3% de incremento efectivo en el recibo promedio de los clientes de ENO.

- 6.2 En el área de responsabilidad de ELECTRONOROESTE S.A. existe muy poca generación hidroeléctrica (0.2%) del total. Sin embargo, existen al menos dos localidades con generación predominantemente hidroeléctrica (Ayabaca y Chalaco) y una con generación hidro-térmica (Montero) con generación térmica del orden del 62%. Para las localidades con estas características, por similitud, se recomienda fijar un pliego tarifario equivalente al del sistema multiregional y de hidroeléctricas aisladas correspondientes a la Empresa Regional ELECTRONORTE S.A.

Como se puede comprender, el efecto económico de la aplicación de una u otra tarifa en dichas localidades es poco significativo en la situación económica de la Empresa; sin embargo, por efectos legales, desde el punto de vista del usuario, es recomendable se proceda tal como se recomienda.

- 6.3 Durante 1992 debería continuar agregándose tarifas similares entre si a fin de simplificar los pliegos tarifarios, mejorar la señal a los usuarios y facilitar el proceso comercial. Asimismo, se deberían tener tarifas alternativas, supuesta disponibilidad de equipos de medición, registro y control adecuados.
- 6.4 Se recomienda que se aprueben los incrementos tarifarios planteados en el presente informe, de tal modo que se permita a esta empresa contar con fondos suficientes para facilitar la rehabilitación de sus instalaciones, mejorar la confiabilidad del servicio.

6.5 Se recomienda continuar las gestiones para desligar el cobro de arbitrios a través de la factura eléctrica, puesto que siendo la tarifa propuesta para esta Empresa durante el 1er trimestre 1992 de 11.80 ctvos. US\$/kWh, el 20.8% adicional correspondería a arbitrios municipales, monto que consideramos excesivamente alto.

PRINCIPALES INDICADORES ECONOMICOS DE LA REGION GRAU

ANEXO A

PRINCIPALES INDICADORES ECONOMICOS DE LA REGION GRAU

AÑO 1990

## ANEXO A

PRINCIPALES INDICADORES ECONOMICOS REGIONALES

INDICADOR	PAIS (1)	REGION GRAU (2)	(2)/(1) (%)
PBI (Miles de soles 1979)	3,264.18	221.76	6.8 (%)
PARTICIPACION % PBI PAIS	100.0	6.8 %	
ESTRUCTURA % DEL PBI	100.0	100.0	
- AGRICULTURA, CAZA Y SILVIC.	13.0	17.0	8.9
- PESCA	1.2	5.7	32.3
- EXPLOTACION DE MINAS Y PETROLEO	9.9	32.2	22.1
- INDUSTRIA MANUFACTURERA	21.6	8.0	2.5
- CONSTRUCCION	5.9	6.2	7.1
- COMERCIO, REST. Y HOTELES	17.4	14.5	5.7
- ALQUILER DE VIVIENDA	3.2	2.9	6.2
- PROD. SERV. GUBERNAMENTALES	7.0	5.8	5.6
- OTROS SERVICIOS	20.8	7.7	2.5
PBI PER CAPITA EN S/.1979	151.5	145.3	6.5
POBLACION (en miles)	21,550.4	1,529.9	7.1
DENSIDAD (HAB/KM2)	16.77	37.72	224.9
No DE DISTRITOS (AL 31.12.90)	1784	76.0	4.3
SUPERFICIE (KM2)	1'285,215.6	40,561.7	3.2

(%) % PBI Región Grau respecto del PBI País

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

					ANEXO B
					TOTAL
1. SISTEMA DE TRANSMISION					174,15
2. SISTEMA DE DISTRIBUCION					51,18
3. SISTEMA DE GENERACION					10,00
4. SISTEMA DE CONTROL					2,25
5. SISTEMA DE MANTENIMIENTO					12,42

A N E X O B

CONSISTENCIA DE LA DEFINICION DEL SISTEMA ELECTRICO  
 PIURA -SULLANA-PAITA COMO PREPONDERANTEMENTE TERMICO

ENOPROD

ELECTRO NDR-OESTE S.A.

ANEXO B

PRODUCCION Y COMPRA DE ENERGIA 1992 (en MWh)

CONCEPTO \ TRIMESTRE	I	II	III	IV	TOTAL
1. SISTEMA ELECTRICO PIURA-SULLANA-PAITA					
- TERMICA	71,040	65,476	69,032	68,592	274,141
- COMPRA A ELECTROPERU		15,120	19,440	21,600	56,160
Sub-Total	71,040	80,596	88,472	90,192	330,301
% del Total	72.3%	72.9%	73.4%	74.0%	73.2%
% termica / Sis.P-S-P	100.0%	81.2%	78.0%	76.1%	83.0%
2. SISTEMA ELECTRICO AISLADO PREPONDERANTEMENTE TERMICO					
- COMPRA PETROPERU	9,500	10,000	10,500	11,000	41,000
- TERMICA	17,510	19,791	21,265	20,415	78,980
Sub-Total	27,010	29,791	31,765	31,415	119,980
% del Total	27.5%	26.9%	26.4%	25.8%	26.6%
3. SISTEMA AISLADO PREPONDERANTEMENTE HIDRAULICO					
	230	240	250	260	980
% del Total	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
TOTAL	98,280	110,627	120,487	121,867	451,261

FORMULARIOS DE COMBUSTIBLE Y LUBRICANTE

ANEXO C

FORMULARIOS C. T. E. Y

COMBUSTIBLE Y LUBRICANTE



ANEXO CFORMULARIOS C.T.E Y COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES

<u>CUADRO</u>	<u>CONTENIDO</u>
FORMULARIO 9	ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS hoja 1/2 : Año 1991 hoja 2/2 : Año 1992
FORMULARIO 11	VENTA DE ENERGIA TOTAL EMPRESA hoja 1/2 : Año 1991 hoja 2/2 : Año 1992
FORMULARIO 12	FACTURACION DE ENERGIA TOTAL EMPRESA hoja 1/2 : Año 1991 hoja 2/2 : Año 1992
FORMULARIO 13	BALANCE DE ENERGIA ELECTRICA TOTAL EM- PRESA hoja 1/2 : Año 1991 hoja 2/2 : Año 1992
FORMULARIO 14	GENERACION, RENDIMIENTO TERMICO, GAS- TO Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y LUBRI- CANTES. hoja 1/2 : Año 1991 hoja 2/2 : Año 1992
FORMULARIO 15	COMPRA DE ENERGIA INTEREMPRESAS A ELECTROPERU S.A.
FORMULARIO 16	COMPRA DE ENERGIA A PETROPERU S.A. hoja 1/2 : Año 1991 hoja 1/2 : Año 1992

---

11 = Venta  
12 = Facturación  
13 = Balance

## ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS - EJERCICIO: 1991

Formulario 9  
(hoja 1/2)

file: noe91

Empresa: ELECTRO NOR OESTE

Ejecutada al: 30.06.91

Fecha:

(Nuevos Soles)

(Nuevos Soles)

Rubro	Enero/Marzo	Abril/Junio	Julio/Setiembre	Octubre/Diciembre	Total	%
PRODUCCION DE ENERGIA (MWh)					0	
VENTA DE ENERGIA (MWh)						
1. A Usuarios Finales	47,887	44,689	51,458	65,196	209,230	
2. Interempresas						
INGRESOS						
1. Facturación a Usua. Finales	1,302,790	1,340,891	2,147,629	5,099,274	9,890,584	47.5%
2. Venta Interempresas				0	0	
3. Assign. Trib. D.L.163 (Deprec.)			126,126	408,365	534,491	2.6%
4. Otros Ingresos	800	700	900	950	3,350	0.0%
Sub-Total Ingresos:	1,303,590	1,341,591	2,274,655	5,508,589	10,428,425	50.1%
5. Transferencias FCG, FOTAR	3,654,164	2,685,535	1,861,094	2,196,247	10,397,040	49.9%
Total Ingresos:	4,957,754	4,027,126	4,135,749	7,704,836	20,825,465	100.0%
GASTOS						
1. Combustibles y Lubricantes	2,222,132	3,270,330	2,293,274	3,553,795	11,339,531	54.8%
2. Suministros Diversos	87,808	217,136	260,566	312,675	878,185	4.2%
3. Compra de Energia:	113,389	119,927	234,609	204,100	672,025	3.2%
3.1 Interempresas					0	0.0%
3.2 A Terceros	113,389	119,927	234,609	204,100	672,025	3.2%
3.3 Transferencias FCG, FOTAR					0	0.0%
4. Gastos de Personal	379,884	671,655	546,635	903,989	2,502,163	12.1%
5. Servicio Prest. por Terceros	121,764	188,859	264,402	330,502	905,527	4.4%
6. Tributos:	28,692	44,318	48,230	55,573	176,813	0.9%
6.1 FONAVI	27,034	42,220	46,584	53,927	169,765	0.8%
6.2 Cuota Gasto C.T.E.	1,658	2,098	1,646	1,646	7,048	0.0%
6.3 Otros Tributos					0	0.0%
7. Cargas Diversas de Gestion	25,951	61,351	67,693	83,646	238,641	1.2%
8. Provisiones del Ejercicio:	784,806	851,322	900,652	1,454,006	3,990,786	19.3%
8.1 Depreciación	210,883	258,753	300,542	372,672	1,142,850	5.5%
8.2 Compens. Tiempo Servicio	573,723	592,389	599,890	1,081,094	2,847,096	13.8%
8.3 Otras Provisiones	200	180	220	240	840	0.0%
9. Menos:Gastos cargados a Inversiones:					0	0.0%
Sub-Total Gastos:	3,764,426	5,424,898	4,616,061	6,898,286	20,703,671	100.0%
10. Transferencias FCG, FOTAR	64,671	49,511	31,126		145,308	
Total Gastos:	3,829,097	5,474,409	4,647,187	6,898,286	20,848,979	
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION:	1,128,657	(1,447,283)	(511,438)	806,550	(23,514)	
Ingresos Financ. D.S. 65-87 EF					0	
Gastos Financieros	(4,096)	(303,413)	(170,944)	(135,000)	(613,453)	
Otros Ingresos(Egresos)	600	590	620	640	2,450	
CARGAS DIVERSAS DE EJERCICIOS ANTERIORES:	(75,082)	(85,988)	(83,200)		(244,270)	
UTILIDAD (PERDIDA) EJERCICIO:	1,050,079	(1,836,094)	(764,962)	672,190	(878,787)	
INVERSION NETA INMOVILIZADA	17,984,583	22,082,345	28,473,458	34,110,762	25,662,787	
RENTABILIDAD 2/	25.1%	-26.2%	-7.2%	9.5%	-0.1%	
REFERENCIAS :						
Ingreso Tributo D.L. 163 3/	338,725	348,632	558,384	1,325,811	2,571,552	

Notas: 1/ Indicar la Información Ejecutada del Trimestre Vencido a la Fecha del Reporte y la Información Proyectada para el resto del año con parametros segun el Formato-10.  
2/ Antes de gastos financieros y respecto a inversión neta inmovilizada.Considera D.L.163 para rentabilidad.  
3/ 100% del Tributo D.L. 163 facturado por la empresa.

PERIODICIDAD: TRIMESTRAL

## ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS - EJERCICIO: 1992

Formulario 9  
(hoja 2/2)

file: noe92

Empresa: ELECTRO NOR OESTE S.A.

- TARIFAS DE NOVIEMBRE 91 -

Ejecutada al:

(Nuevos Soles)

Fecha:

Rubro	Enero/Marzo	Abril/Junio	Julio/Setiembre	Octubre/Diciembre	Total	%
PRODUCCION DE ENERGIA (MWh)	88,700	85,507	90,547	89,267	354,101	
VENTA DE ENERGIA (MWh)						
1. A Usuarios Finales	81,850	92,117	100,147	101,332	375,446	
2. Interempresas						
INGRESOS						
1. Facturación a Usua. Finales	7,247,117	8,141,279	8,858,386	8,966,737	33,213,519	85.7%
2. Venta Interempresas					0	0.0%
3. Assign. Trib. D.L.163 (Deprec.)					0	0.0%
4. Otros Ingresos	1,073	1,197	1,312	1,416	4,998	0.0%
Sub-Total Ingresos:	7,248,190	8,142,476	8,859,698	8,968,153	33,218,517	85.7%
5. Transferencias FCG, FOTAR	486,262	789,672	1,560,084	2,716,807	5,552,825	14.3%
Total Ingresos:	7,734,452	8,932,148	10,419,782	11,684,960	38,771,342	100.0%
GASTOS						
1. Combustibles y Lubricantes	5,079,533	5,278,619	5,971,358	6,392,496	22,722,006	53.4%
2. Suministros Diversos	595,225	814,420	1,093,433	1,450,518	3,953,596	9.3%
3. Compra de Energía:	349,608	786,713	896,134	947,696	2,980,151	7.0%
3.1 Interempresas		418,705	417,461	446,229	1,282,395	3.0%
3.2 A Terceros	349,608	368,008	478,673	501,467	1,697,756	4.0%
3.3 Transferencias FCG, FOTAR					0	0.0%
4. Gastos de Personal	905,682	1,008,977	1,121,935	1,222,402	4,259,016	10.0%
5. Servicio Prest. por Terceros	636,568	856,075	1,130,775	1,448,634	4,072,052	9.6%
6. Tributos:	60,922	68,067	75,470	82,180	286,639	0.7%
6.1 FONAVI	39,974	43,420	48,290	52,604	183,278	0.4%
6.2 Cuota Gasto C.T.E.	4,827	5,549	6,263	6,991	23,630	0.1%
6.3 Otros Tributos	17,121	19,098	20,927	22,585	79,731	0.2%
7. Cargas Diversas de Gestion	106,914	119,257	130,677	141,034	497,882	1.2%
8. Provisiones del Ejercicio:	583,006	816,291	1,071,415	1,269,472	3,740,184	8.8%
8.1 Depreciación	433,397	483,430	529,727	571,709	2,018,263	4.7%
8.2 Compens. Tiempo Servicio	148,375	331,484	540,179	696,135	1,716,173	4.0%
8.3 Otras Provisiones	1,234	1,377	1,509	1,628	5,748	0.0%
9. Menos: Gasto cargados a Inversiones:					0	0.0%
Sub-Total Gastos:	8,317,458	9,748,439	11,491,197	12,954,432	42,511,526	100.0%
10. Transferencias FCG, FOTAR					0	
Total Gastos:	8,317,458	9,748,439	11,491,197	12,954,432	42,511,526	
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACION:	(583,006)	(816,291)	(1,071,415)	(1,269,472)	(3,740,184)	
Ingresos Financ. D.S. 65-87 EF					0	
Gastos Financieros	(141,857)	(163,286)	(184,286)	(205,714)	(695,143)	
Otros Ingresos(Egresos)					0	
CARGAS DIVERSAS DE EJERCICIOS ANTERIORES:					0	
UTILIDAD (PERDIDA) EJERCICIO:	(724,863)	(979,577)	(1,255,701)	(1,475,186)	(4,435,327)	
INVERSION NETA INMOVILIZADA	39,668,912	44,248,484	48,486,015	52,328,661	46,183,018	
RENTABILIDAD 2/	-5.9%	-7.4%	-8.8%	-9.7%	-8.1%	
REFERENCIAS :						
Ingreso Tributo D.L. 163 3/					0	

Notas: 1/ Indicar la Información Ejecutada del Trimestre Vencido a la Fecha del Reporte y la Información Proyectada para el resto del año con parametros segun el Formato-10.  
2/ Antes de gastos financieros y respecto a inversión neta inmovilizada.  
3/ 100% del Tributo D.L. 163 facturado por la empresa.



Empresa : ELECTRO NOR-DESTE S.A.

## VENTA DE ENERGIA ELECTRICA

Formulario 11  
(hoja 2/2)

Año : 1992

(MWh)

Concepto	Tarifa	Total 1er. Trimestre	Total 2do. Trimestre	Total 3er. Trimestre	Total 4to. Trimestre	Total Año
1. Alumbrado Público						
A Medidor	TB1	1,610	1,942	2,002	2,126	7,680
A Pensión Fija	TB2	491	552	600	617	2,260
Sub-total:		2,101	2,494	2,602	2,743	9,940
2. Doméstico						
Tarifa Social	TB3	0	0	0	0	0
A Medidor:	TB4	33,658	37,862	41,060	41,644	154,226
- Mínimo hasta 30 kWh/mes		608	684	742	752	2,787
- De 31 a 100 kWh/mes		8,008	9,008	9,767	9,908	36,692
- De 101 a 150 kWh/mes		7,027	7,907	8,575	8,697	32,207
- De 151 a 300 kWh/mes		10,008	11,258	12,207	12,384	45,860
- De 301 a 500 kWh/mes		2,884	3,245	3,519	3,569	13,216
- De 501 a 750 kWh/mes		886	997	1,081	1,096	4,059
- De 751 a 1000 kWh/mes		314	354	384	389	1,441
- De 1001 a 1500 kWh/mes		3,921	4,410	4,783	4,851	17,965
- Exceso		0	0	0	0	0
A Pensión Fija	TB5	18,007	20,365	22,132	22,293	82,797
Sub-total:		51,665	58,227	63,192	63,939	237,023
3. Industrial						
Menor BT (PC < 50 kW)	TB0	1,737	1,842	2,002	2,126	7,707
Mayor BT (PC >= 50 kW)	TB7	491	552	600	617	2,260
Mayor MT (PC 50 a 999 kW)	TM1	3,274	3,754	4,105	4,055	15,189
Mayor MT - Sist. Aislados	TM2	818	921	1,001	1,115	3,655
Industrial MT (PC > 999 kW)		0	0	0	0	0
General AT (30 a 69 kV)		0	0	0	0	0
General MAT (138 y 220 kV)		0	0	0	0	0
Sub-total:		6,320	7,067	7,708	7,913	29,010
4. Comercial						
Menor BT	TB6	3,374	3,754	4,105	4,055	15,288
A Pensión Fija	TB8	491	552	600	617	2,290
Mayor MT	TM1	164	184	240	214	802
Mayor BT	TB7	0	0	0	0	0
Sub-total:		4,029	4,490	4,975	4,886	18,380
5. Uso General						
Menor BT	TB6	2,552	2,763	3,114	3,049	11,478
A Pensión Fija	TB8	409	460	500	516	1,885
Gobierno Central y Municip.	T52	818	921	1,101	1,023	3,863
Electrobombas Agua y Des.	T52	491	552	600	617	2,260
Mayor MT	T54	12,377	13,817	15,024	15,299	56,517
Centros Instr.Púb. y otros:	T55	1,064	1,297	1,301	1,317	4,979
- Mínimo 100 kWh		30	37	37	37	141
- De 101 a 500 kWh/mes		108	132	132	134	507
- De 501 a 2000 kWh/mes		225	275	276	279	1,055
- De 2001 a 5000 kWh/mes		73	89	90	91	343
- De 5001 a 10000 kWh/mes		139	169	170	172	650
- Exceso		488	595	597	604	2,283
Mayor BT	TB7	0	0	0	0	0
Sub-total:		17,711	19,810	21,640	21,821	80,982
6. Agrícola						
Menor BT	TB6	24	27	30	30	111
Mayor MT	TM1	0	0	0	0	0
Electrob. Pozos Irrig. MT	TM1	0	0	0	0	0
Electrob. Pozos Irrig. BT	TB7	0	0	0	0	0
Sub-total:		24	27	30	30	111
7. Varios						
Energía en bloque		0	0	0	0	0
Consumo propio oficinas		0	0	0	0	0
Servicio extraordinario		0	0	0	0	0
Sub-total:		0	0	0	0	0
Total:		81,850	92,117	100,147	101,332	375,446



Empresa : ELECTRO NOR-OESTE S.A.

## FACTURACION POR VENTA DE ENERGIA ELECTRICA

Formulario 12  
(hoja 2/2)

Año : 1991

(en Soles)

Concepto	Tarifa	Total 1er. Trimestre	Total 2do. Trimestre	Total 3er. Trimestre	Total 4to. Trimestre	Total Año
1. Alumbrado Público						
A Medidor	TB1	181,965	219,489	226,270	240,285	868,009
A Pensión Fija	TB2	46,825	52,642	57,220	58,841	215,528
Sub-total:		228,790	272,131	283,490	299,126	1,083,537
2. Doméstico						
Tarifa Social	TB3	0	0	0	0	0
A Medidor:	TB4	2,757,417	3,101,828	3,363,822	3,411,830	12,634,897
- Mínimo hasta 30 kWh/mes		141,929	159,656	173,142	175,613	650,340
- De 31 a 100 kWh/mes		641,005	721,068	781,973	793,133	2,937,179
- De 101 a 150 kWh/mes		524,627	590,155	640,002	649,136	2,403,920
- De 151 a 300 kWh/mes		749,726	843,369	914,604	927,657	3,435,356
- De 301 a 500 kWh/mes		217,502	244,669	265,334	269,121	996,626
- De 501 a 750 kWh/mes		70,197	78,965	85,634	86,956	321,652
- De 751 a 1000 kWh/mes		26,953	30,319	32,880	33,349	123,501
- De 1001 a 1500 kWh/mes		385,479	433,627	470,253	476,964	1,766,323
- Exceso		0	0	0	0	0
A Pensión Fija	TB5	1,090,905	1,233,758	1,340,807	1,350,561	5,016,030
Sub-total:		3,848,322	4,335,586	4,704,629	4,762,391	17,650,928
3. Industrial						
Menor BT (PC < 50 kW)	TB30	309,020	327,700	356,165	378,225	1,371,109
Mayor BT (PC >= 50 kW)	TB7	51,182	57,541	62,545	64,317	235,585
Mayor MT (PC 50 a 999 kW)	TM1	324,250	371,788	406,551	401,599	1,504,188
Mayor MT - Sist. Aislados	TB2	50,990	57,410	62,397	69,503	240,299
Industrial MT (PC > 999 kW)		0	0	0	0	0
General AT (30 a 69 kV)		0	0	0	0	0
General MAT (138 y 220 kV)		0	0	0	0	0
Sub-total:		735,442	814,439	887,657	913,643	3,351,181
4. Comercial						
Menor BT	TB6	376,909	419,358	458,568	452,983	1,707,819
A Pensión Fija	TB8	48,963	55,045	62,824	61,527	228,359
Mayor MT	TM1	20,229	22,696	29,604	26,397	98,926
Mayor BT	TB7	0	0	0	0	0
Sub-total:		446,100	497,100	550,996	540,907	2,035,103
5. Uso General						
Menor BT	TB6	280,961	304,191	342,834	335,678	1,263,664
A Pensión Fija	TB8	41,780	46,990	51,076	52,711	192,558
Gobierno Central y Municip.	T52	107,696	121,256	144,955	134,685	508,592
Electrobombas Agua y Des.	T52	76,147	85,607	93,052	95,688	350,494
Mayor MT	T54	1,385,896	1,547,138	1,682,290	1,713,083	6,328,406
Centros Instr. Púb. y otros:	T55	94,276	114,921	115,275	116,693	441,166
- Mínimo 100 kWh		3,230	3,938	3,950	3,998	15,116
- De 101 a 500 kWh/mes		6,186	7,541	7,564	7,657	28,949
- De 501 a 2000 kWh/mes		15,884	19,362	19,421	19,660	74,327
- De 2001 a 5000 kWh/mes		6,009	7,324	7,347	7,537	28,117
- De 5001 a 10000 kWh/mes		13,116	15,989	16,038	16,235	61,378
- Exceso		49,851	60,768	60,955	61,705	233,278
Mayor BT	TB7	0	0	0	0	0
Sub-total:		1,986,756	2,220,104	2,429,482	2,448,538	9,084,880
6. Agrícola						
Menor BT	TB6	1,706	1,919	2,132	2,132	7,890
Mayor MT	TM1	0	0	0	0	0
Electrob. Pozos Irrig. MT	TM1	0	0	0	0	0
Electrob. Pozos Irrig. BT	TB7	0	0	0	0	0
Sub-total:		1,706	1,919	2,132	2,132	7,890
7. Varios						
Energía en bloque		0	0	0	0	0
Consumo propio oficinas		0	0	0	0	0
Servicio extraordinario		0	0	0	0	0
Sub-total:		0	0	0	0	0
Total:		7,247,117	8,141,279	8,858,386	8,966,737	33,213,519





enoba192

Empresa : ELECTRO NOR-OESTE S.A.

Formulario 13

## BALANCE DE ENERGIA ELECTRICA

Año : 1992

(hoja 2/2)

(MWh)

CONCEPTO	PRIMERO	SEGUNDO	TERCERO	CUARTO	ANO
1. Energía Producida [1.1+1.2]	88,780	85,507	90,547	89,267	354,101
1.1 Hidroeléctrica	230	240	250	260	980
1.2 Termoeléctrica	88,550	85,267	90,297	89,007	353,121
a) Diesel (Petr. Diesel 2)	54,050	66,067	81,697	80,407	282,221
b) Diesel (Petr. Residual)	0	0	0	0	0
c) Vapor (Petr. Residual)	0	0	0	0	0
d) Gas (Petr. Diesel 2)	34,500	19,200	8,600	8,600	70,900
e) Ciclo Combinado (Diesel)	0	0	0	0	0
2. Compra de Energía:	9,500	25,120	29,940	32,600	97,160
2.1 De Sistemas Multiregionales:	0	29,805	27,504	26,328	83,637
- Centro Norte		29,805	27,504	26,328	83,637
- Sur					0
2.2 De Autoproductores					0
2.3 De Concesionarios					0
3. Intercambio Neto de Energía:	0	0	0	0	0
3.1 Con Southern Peru Cooper Cori	0	0	0	0	0
3.2 Con Centrominperú	0	0	0	0	0
4. Consumo Propio de Centrales	1,500	1,800	2,200	2,200	7,700
5. Pérdidas Transmisión y Transformación:	530	510	540	535	2,115
5.1 Desde Salida Generación hasta Salida Red MAT	530	510	540	535	2,115
5.2 Desde Salida Generación hasta Salida Red AT	0	0	0	0	0
5.3 Desde Salida Red MAT hasta Salida Red AT					
6. Energía Total Disponible: [1+2+3-4-5]	96,250	108,317	117,747	119,132	441,446
7. Venta Energía en MAT y AT:	0	0	0	0	0
7.1 A Empresas Serv. Público:	0	0	0	0	0
a) A Electrolima	0	0	0	0	0
b) A Electro Sur Medio	0	0	0	0	0
c) A Electro Centro	0	0	0	0	0
d) A Hidrandina	0	0	0	0	0
e) A Electro Norte	0	0	0	0	0
f) A Electro Sur Oeste	0	0	0	0	0
g) A Electro Sur	0	0	0	0	0
7.2 A Usuarios Finales en MAT	0	0	0	0	0
7.3 A Usuarios Finales en AT	0	0	0	0	0
8. Energía Distribuida en MT y BT: [6-7]	96,250	108,317	117,747	119,132	441,446
9. Venta Energía en MT y BT:	81,850	92,117	100,147	101,332	375,446
9.1 A Usuarios Finales en MT	16,633	18,676	20,370	20,683	76,362
9.1 A Usuarios Finales en BT	65,217	73,441	79,777	80,649	299,084
10. Pérdidas de Distribución [8-9]	14,400	16,200	17,600	17,800	66,000
11. Venta a Us. Finales: [7.2+7.3+9]	81,850	92,117	100,147	101,332	375,446

ELECTRO NOR-OESTE S.A.

(hoja 1/2)

PRODUCCION DE ENERGIA, RENDIMIENTOS Y GASTOS EN COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES  
AÑO 1991

MES	tipo	PRODUCCION en kWh			COMBUSTIBLE			LUBRICANTE			COMB.+LUBRICANTE	
		Hidraul.	Termico	Total	Rendim. kWh/g1	Consumo gls.	Gasto \$/.	Rendim. kWh/g1	Consumo gls.	Gasto \$/.	TOTAL \$/.	UNITARIO \$/./kWh
ENERO	H \ TD-2	48,820	10,646,534		12.82	830,160	494,692	706	15,081	60,816	555,508	0.0522
(real)	T-GAS		5,339,000		7.83	681,565	406,145		0	0	406,145	0.0761
total		48,820	15,985,534	16,034,354	10.57	1,511,725	900,837	1,060	15,081	60,816	961,653	0.0602
FEBRERO	H \ TD-2	31,504	9,320,493		12.70	734,014	437,399	840	11,093	46,422	483,821	0.0519
(real)	T-GAS		7,576,000		7.80	970,895	578,556	45,915	165	690	579,247	0.0765
total		31,504	16,896,493	16,927,997	9.91	1,704,909	1,015,955	1,501	11,258	47,112	1,063,068	0.0629
MARZO	H \ TD-2	47,332	10,949,986		12.48	877,226	522,739	926	11,823	50,034	572,773	0.0523
(real)	T-GAS		4,382,000		8.01	547,167	326,057		0	0	326,057	0.0744
total		47,332	15,331,986	15,379,318	10.76	1,424,393	848,796	1,297	11,823	50,034	898,830	0.0586
ABRIL	H \ TD-2	30,194	10,038,531		12.40	809,592	506,967	846	11,859	56,846	563,812	0.0562
(real)	T-GAS		4,708,000		8.02	587,173	367,688		0	0	367,688	0.0781
total		30,194	14,746,531	14,776,725	10.56	1,396,765	874,654	1,243	11,859	56,846	931,500	0.0632
MAYO	H \ TD-2	52,276	10,404,583		12.46	834,967	539,723	751	13,853	83,269	622,991	0.0599
(real)	T-GAS		4,019,000		8.17	492,075	318,077		0	0	318,077	0.0791
total		52,276	14,423,583	14,475,859	10.87	1,327,042	857,800	1,041	13,853	83,269	941,069	0.0652
JUNIO	H \ TD-2	44,845	9,806,224		12.78	767,541	399,753	726	13,514	87,400	487,154	0.0497
(real)	T-GAS		5,143,000		8.20	627,218	326,670	31,170	165	1,067	327,737	0.0637
total		44,845	14,949,224	14,994,069	10.72	1,394,759	726,423	1,093	13,679	88,467	814,890	0.0545
JULIO	H \ TD-2	22,519	8,275,241		12.83	645,075	221,519	813	10,179	63,508	285,027	0.0344
(real)	T-GAS		10,595,000		8.33	1,271,972	436,795	192,636	55	343	437,138	0.0413
total		22,519	18,870,241	18,892,760	9.84	1,917,047	658,314	1,844	10,234	63,851	722,165	0.0383
AGOSTO	H \ TD-2	22,744	8,940,756		13.01	687,104	263,711	803	11,132	67,760	331,471	0.0371
(real)	T-GAS		10,176,000		8.33	1,221,206	468,699	188,444	54	329	469,028	0.0461
total		22,744	19,116,756	19,139,500	10.02	1,908,310	732,409	1,709	11,186	68,089	800,498	0.0419
SEPTIEMBRE	H \ TD-2	21,045	8,226,101		12.89	638,318	264,327	957	8,594	52,311	316,639	0.0385
(real)	T-GAS		9,259,000		8.45	1,096,287	453,972		0	0	453,972	0.0490
total		21,045	17,485,101	17,506,146	10.08	1,734,605	718,300	2,035	8,594	52,311	770,611	0.0441
OCTUBRE	H \ TD-2	81,000	9,567,000		12.69	753,797	334,987	808	11,834	82,836	417,823	0.0437
(estimado)	T-GAS		7,660,000		8.16	940,665	418,032	139,401	55	386	418,417	0.0545
total		81,000	17,247,000	17,328,000	10.18	1,694,462	753,019	1,451	11,889	83,221	836,240	0.0485
NOVIEMBRE	H \ TD-2	80,000	14,000,000		12.69	1,103,079	509,817	808	17,317	138,347	648,164	0.0463
(estimado)	T-GAS		11,500,000		8.16	1,408,548	650,997	139,401	82	659	651,656	0.0567
total		80,000	25,500,000	25,580,000	10.15	2,511,627	1,160,814	1,466	17,399	139,006	1,299,820	0.0510
DICIEMBRE	H \ TD-2	82,000	14,500,000		12.69	1,142,475	559,706	808	17,935	143,288	702,994	0.0485
(estimado)	T-GAS		11,900,000		8.16	1,457,541	714,059	139,401	85	682	714,741	0.0601
total		82,000	26,400,000	26,482,000	10.15	2,600,016	1,273,765	1,465	18,021	143,970	1,417,735	0.0537
TOTAL AÑO	H \ TD-2	564,279	124,675,449		12.69	9,823,347	5,055,339	808	154,214	932,837	5,988,176	0.0480
	T-GAS		92,277,000		8.16	11,302,312	5,465,747	139,401	662	4,156	5,469,903	0.0593
		564,279	216,952,449	217,516,728	10.27	21,125,660	10,521,086	1,401	154,876	936,993	11,458,079	0.0528
	ene-set D2		86608449		12.69	6823997		808	107128			
	ene-set T6		61197000		8.16	7495558		139,401	439			

(\*) : Salida de operacion C.H.Ayabaca

ELECTRO NOR-OESTE S.A.

FORMULARIO No.14

(hoja 2/2)

PRODUCCION DE ENERGIA, RENDIMIENTOS Y GASTOS EN COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES  
AÑO 1992

Trimestre	tipo	PRODUCCION en kWh			COMBUSTIBLE			LUBRICANTE			COMB.+LUBRICANTE	
		Hidraul.	Termico	Total	Rendim. kWh/gl	Consumo gls.	Gasto \$/.	Rendim. kWh/gl	Consumo gls.	Gasto \$/.	TOTAL \$/.	UNITARIO \$/./kWh
PRIMERO	H \ TD-2	230,000	54,050,000		12.69	4,258,673	2,262,336	808	66,856	570,196	2,832,582	0.0524
	T-GAS		34,500,000		8.16	4,225,644	2,244,840	139,401	247	2,111	2,246,750	0.0651
total		230,000	88,550,000	88,780,000	10.44	8,484,317	4,507,225	1,320	67,103	572,307	5,079,333	0.0574
SEGUNDO	H \ TD-2	240,000	66,067,000		12.69	5,205,508	3,084,634	808	81,720	799,111	3,883,745	0.0588
	T-GAS		19,200,000		8.16	2,351,663	1,393,528	139,401	138	1,347	1,394,874	0.0726
total		240,000	85,267,000	85,507,000	11.28	7,557,171	4,478,162	1,042	81,858	800,458	5,278,619	0.0619
TERCERO	H \ TD-2	250,000	81,697,000		12.69	6,437,017	4,179,682	808	101,053	1,107,039	5,286,722	0.0647
	T-GAS		8,600,000		8.16	1,053,349	683,960	139,401	62	676	684,636	0.0796
total		250,000	90,297,000	90,547,000	12.06	7,490,366	4,863,643	893	101,115	1,107,715	5,971,358	0.0661
CUARTO	H \ TD-2	260,000	80,407,000		12.69	6,335,376	4,439,705	808	99,457	1,213,871	5,653,577	0.0703
	T-GAS		8,600,000		8.16	1,053,349	738,166	139,401	62	753	738,919	0.0859
total		260,000	89,007,000	89,267,000	12.05	7,388,725	5,177,871	894	99,519	1,214,624	6,392,496	0.0718
TOTAL AÑO	H \ TD-2	980,000	282,221,000		12.69	22,236,575	13,966,407	808	349,086	3,690,218	17,656,625	0.0626
	T-GAS	0	70,900,000		8.16	8,684,005	5,060,493	139,401	509	4,886	5,065,380	0.0714
total		980,000	353,121,000	354,101,000	11.42	30,920,580	19,026,901	1,010	349,594	3,695,104	22,722,005	0.0643

ENDINTER

ELECTRO NOR-DESTE S.A.

FORMULARIO FORMULARIO No.15

COMPRA DE ENERGIA INTEREMPRESA A ELECTROPERU S.A.

(Hoja 1/2)

AÑO 1992 (con tarifas vigentes al 30/11/91)

	POTENCIA SUSCRITA		ENERGIA CONTRATADA		SIN FACTOR DE AJUSTE		CON FACTOR DE AJUSTE	
	PUNTA	FUERA PUNTA	PUNTA	FUERA PUNTA	TOTAL MENSUAL	TOTAL TRIMESTRAL	TOTAL MENSUAL	TOTAL TRIMESTRAL
<b>ABRIL (AT)</b>								
- Tarifa (S./kW o /kWh)	2.40	0.88	0.0169	0.0113	0.0203		0.0257	
- Contratado (kW o kWh)	12,000	12,000	1,080,000	3,960,000	5,040,000		5,040,000	
- Facturacion (S./.)	28,800	10,560	18,252	44,748	102,360		129,680	
<b>MAYO (AT)</b>								
- Tarifa (S./kW o /kWh)	5.61	2.33	0.0214	0.0117	0.0327		0.0287	
- Contratado (kW o kWh)	12,000	12,000	1,080,000	3,960,000	5,040,000		5,040,000	
- Facturacion (S./.)	67,320	27,960	23,112	46,332	164,724		144,512	
<b>JUNIO (AT)</b>								
- Tarifa (S./kW o /kWh)	5.61	2.33	0.0214	0.0117	0.0327	0.0286	0.0287	0.0277
- Contratado (kW o kWh)	12,000	12,000	1,080,000	3,960,000	5,040,000	15,120,000	5,040,000	15,120,000
- Facturacion (S./.)	67,320	27,960	23,112	46,332	164,724	431,808	144,512	418,705
<b>JULIO (MATI)</b>								
- Tarifa (S./kW o /kWh)	4.03	1.94	0.0205	0.0114	0.0245		0.0215	
- Contratado (kW o kWh)	12,000	12,000	1,440,000	5,040,000	6,480,000		6,480,000	
- Facturacion (S./.)	48,360	23,280	29,520	57,456	158,616		139,154	
<b>AGOSTO (MATI)</b>								
- Tarifa (S./kW o /kWh)	4.03	1.94	0.0205	0.0114	0.0245		0.0215	
- Contratado (kW o kWh)	12,000	12,000	1,440,000	5,040,000	6,480,000		6,480,000	
- Facturacion (S./.)	48,360	23,280	29,520	57,456	158,616		139,154	
<b>SEPTIEMBRE (MATI)</b>								
- Tarifa (S./kW o /kWh)	4.03	1.94	0.0205	0.0114	0.0245	0.0245	0.0215	0.0215
- Contratado (kW o kWh)	12,000	12,000	1,440,000	5,040,000	6,480,000	19,440,000	6,480,000	19,440,000
- Facturacion (S./.)	48,360	23,280	29,520	57,456	158,616	475,848	139,154	417,461
<b>OCTUBRE (MATI)</b>								
- Tarifa (S./kW o /kWh)	4.03	1.94	0.0205	0.0114	0.0236		0.0207	
- Contratado (kW o kWh)	12,000	12,000	1,800,000	5,400,000	7,200,000		7,200,000	
- Facturacion (S./.)	48,360	23,280	36,900	61,560	170,100		149,229	
<b>NOVIEMBRE (MATI)</b>								
- Tarifa (S./kW o /kWh)	4.03	1.94	0.0205	0.0114	0.0236		0.0207	
- Contratado (kW o kWh)	12,000	12,000	1,800,000	5,400,000	7,200,000		7,200,000	
- Facturacion (S./.)	48,360	23,280	36,900	61,560	170,100		149,229	
<b>DICIEMBRE (MATI)</b>								
- Tarifa (S./kW o /kWh)	1.71	0.72	0.0162	0.0108	0.0162	0.0212	0.0205	0.0207
- Contratado (kW o kWh)	12,000	12,000	1,800,000	5,400,000	7,200,000	21,600,000	7,200,000	21,600,000
- Facturacion (S./.)	20,520	8,640	29,160	58,320	116,640	456,840	147,771	446,229

Febrero solo a cuenta S/. 25,000  
 Otros meses deuda

enopetro

FORMULARIO No.16

ELECTRO NOR-OESTE S.A.

(hoja 1/2)

## COMPRA DE ENERGIA Y FACTURACION DE PETROPERU-TALARA

ANO 1991

MES		VENTA kWh	TARIFA S/./kWh	FACTURACION S/.	FACTURACION TRIM. S/.
ENERO	(R)	2,437,451	0.0156	38,024.24	
FEBRERO	(R)	2,465,526	0.0156	38,462.21	
MARZO	(R)	2,365,574	0.0156	36,902.95	113,389
ABRIL	(R)	2,691,215	0.0156	41,982.95	
MAYO	(R)	2,517,437	0.0156	39,272.02	
JUNIO	(R)	2,479,037	0.0156	38,672.98	119,928
JULIO	(R)	2,543,140	0.0260	66,121.64	
AGOSTO	(R)	3,117,039	0.0260	81,043.01	
SETIEMBRE	(R)	3,363,250	0.0260	87,444.50	234,609
OCTUBRE	(E)	2,700,000	0.0260	70,200.00	
NOVIEMBRE	(E)	2,650,000	0.0260	68,900.00	
DICIEMBRE	(E)	2,500,000	0.0260	65,000.00	204,100
TOTAL		31,829,669	0.0211	672,026.50	

(R) : REAL (E) : ESTIMADO

NOTA : ENO pago hasta enero 1991  
febrero solo a cuenta S/. 25,000  
demás meses deuda.

FILE: C:\US\ENOPETRO

enopetro

FORMULARIO No.16

ELECTRO NOR-OESTE S.A.

(hoja 2/2)

## COMPRA DE ENERGIA Y FACTURACION DE PETROPERU-TALARA

ANO 1992

MES	VENTA kWh	TARIFA S/./kWh	FACTURACION S/.	FACTURACION TRIM. S/.
ENERO	3,166,667	0.0368	116,535.96	
FEBRERO	3,166,667	0.0368	116,535.96	
MARZO	3,166,667	0.0368	116,535.96	349,608
ABRIL	3,333,333	0.0368	122,669.43	
MAYO	3,333,333	0.0368	122,669.43	
JUNIO	3,333,333	0.0368	122,669.43	368,008
JULIO	3,500,000	0.0456	159,557.68	
AGOSTO	3,500,000	0.0456	159,557.68	
SETIEMBRE	3,500,000	0.0456	159,557.68	478,673
OCTUBRE	3,666,667	0.0456	167,155.67	
NOVIEMBRE	3,666,667	0.0456	167,155.67	
DICIEMBRE	3,666,667	0.0456	167,155.67	501,467
TOTAL	41,000,000	0.0414	1,697,756.21	

FILE: C:\US\ENOPETRO



ELECTRO NOR-DESIE S.A.

PROPOSTA DE REGULACION TARIFARIA 1992

ANEXO D

OPCION No 1 : FLUJO DE FONDOS DE

12.11 MIO. US \$

A PRECIOS CORRIENTES EN NUEVOS SOLES

(hoja 1/2)

RUBRO	SIN INCREMENTO TARIFARIO				TOTAL	CON INCREMENTO TARIFARIO				TOTAL
	I	II	III	IV		I	II	III	IV	
INCREMENTO TARIFARIO						40.02	8.02	7.02	7.02	73.12
INCREMENTO INTILREMPRESAS						50.02	40.32	26.92	16.12	210.42
En \$./kwh										
VENTA DE ENERGIA	.0085	.0084	.0085	.0085	.0085	.1240	.1336	.1431	.1532	.1393
COMPRA INTEREMPRESAS	.0277	.0277	.0215	.0207	.0228	.0415	.0584	.0574	.0641	.0803
En MWh										
VENTA DE ENERGIA	81,850	92,117	100,147	101,332	375,446	81,850	92,117	100,147	101,332	375,446
COMPRA INTEREMPRESAS	0	15,120	19,440	21,600	56,160	0	15,120	19,440	21,600	56,160
INGRESOS en Nuevos Soles										
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	7,247,117	8,141,279	8,858,386	8,966,737	33,213,519	10,145,964	12,309,614	14,331,451	15,522,218	52,309,247
OTROS INGRESOS	1,073	1,197	1,312	1,416	4,998	1,073	1,197	1,312	1,416	4,998
INGRESOS POR FOTAR										
Sub-total	7,248,190	8,142,476	8,859,698	8,968,153	33,218,517	10,147,037	12,310,811	14,332,763	15,523,634	52,314,245
GASTOS en Nuevos Soles										
COMPRA INTEREMPRESAS	0	418,705	417,461	446,229	1,202,395	0	882,421	1,114,465	1,395,234	3,384,120
RESTO	8,312,631	9,324,185	11,067,473	12,324,842	41,229,131	8,674,593	9,183,308	8,066,871	9,224,648	35,149,218
Sub-total	8,312,631	9,742,890	11,484,934	12,771,071	42,511,526	8,674,593	10,065,727	9,183,136	10,609,882	38,533,338
UTIL(PER) (S/.)	(1,064,441)	(1,600,414)	(2,625,236)	(4,002,918)	(9,293,009)	1,472,444	2,245,084	5,149,627	4,913,752	13,780,707
i.M.I. (S/.)	39,668,912	44,248,484	48,486,015	52,328,661	46,183,018	39,668,912	44,248,484	48,486,015	52,328,661	46,183,018
RENTABILIDAD	-10.72	-14.52	-21.72	-30.62	-20.12	14.82	20.32	42.52	37.62	29.82
TASA DE CAMBIO S/./US\$	1.1033	1.2700	1.4330	1.6000	1.3500	1.1033	1.2700	1.4330	1.6000	1.3500
EN DOLARES AMERICANOS										
PRECIO PROMEDIO (US\$/kwh)	.0803	.0696	.0617	.0553	.0655	.1124	.1052	.0999	.0957	.1032
COMPRA INTEREMPRESAS	.0251	.0218	.0150	.0129	.0169	.0376	.0460	.0401	.0401	.0446
INGRESOS (US\$)										
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	6,568,582	6,410,456	6,181,707	5,604,211	24,602,607	9,196,015	9,692,609	10,001,013	9,701,386	38,747,590
OTROS INGRESOS	973	943	916	885	3,702	973	943	916	885	3,702
Sub-total	6,569,555	6,411,399	6,182,622	5,605,096	24,606,309	9,196,988	9,693,552	10,001,928	9,702,271	38,751,292
GASTOS (US\$)										
COMPRA INTEREMPRESAS	0	329,689	271,320	278,893	949,922	0	694,020	779,110	865,771	2,506,755
RESTO	7,534,334	7,341,878	7,723,289	7,828,026	30,540,097	7,862,406	7,230,950	5,629,219	5,765,495	26,036,458
Sub-total	7,534,334	7,671,567	8,014,609	8,106,919	31,490,019	7,862,406	7,925,769	6,408,329	6,631,176	28,543,213
UTIL(PER) (US\$)	(964,779)	(1,260,169)	(1,831,986)	(2,501,824)	(6,883,710)	1,334,582	1,767,783	3,593,599	3,071,095	10,208,079
i.M.I. (US\$)	35,954,783	34,841,326	33,835,321	32,705,413	34,209,643	35,954,783	34,841,326	33,835,321	32,705,413	34,209,643
GENERACION DE FONDOS en S/.	(527,182)	(884,945)	(1,717,384)	(2,943,915)	(6,073,425)	2,009,793	2,960,553	6,057,480	5,972,756	17,000,491
Utilidad (Perdida) Operativa	(1,064,441)	(1,600,414)	(2,625,236)	(4,002,918)	(9,293,009)	1,472,444	2,245,084	5,149,627	4,913,752	13,780,707
Depreciacion	433,397	483,430	529,727	571,709	2,018,263	433,397	483,430	529,727	571,709	2,018,263
C.T.S.	33,863	232,039	378,125	487,295	1,201,321	183,863	232,039	378,125	487,295	1,201,321
GENERACION DE FONDOS en US \$	(477,822)	(694,807)	(1,198,453)	(1,839,947)	(4,213,030)	1,821,538	2,331,144	4,227,132	3,732,972	12,112,786
Utilidad (Perdida) Operativa	(964,779)	(1,260,169)	(1,831,986)	(2,501,824)	(6,588,758)	1,334,582	1,767,783	3,593,599	3,071,095	9,767,058
Depreciacion	392,819	380,654	369,663	357,318	1,500,453	392,819	380,654	369,663	357,318	1,500,453
C.T.S.	94,138	182,708	263,870	304,559	845,275	94,138	182,708	263,870	304,559	845,275



ELECTRO NOR-OESTE S.A.

PROPUESTA DE REGULACION TARIFARIA 1992

ANEXO D

OPCION No 2 : FLUJO DE FONDOS DE

14.04 MIO.US \$

A PRECIOS CORRIENTES EN NUEVOS SOLES

(hoja 2/2)

RUBRO	SIN INCREMENTO TARIFARIO					CON INCREMENTO TARIFARIO				
	I	II	III	IV	TOTAL	I	II	III	IV	TOTAL
INCREMENTO TARIFARIO						47.0%	8.0%	7.0%	7.0%	81.8%
INCREMENTO INTEREMPRESAS						50.0%	40.5%	26.9%	16.1%	210.4%
En S/. /kWh										
VENTA DE ENERGIA	0.0885	0.0884	0.0885	0.0885	0.0885	0.1302	0.1403	0.1503	0.1608	0.1463
COMPRA INTEREMPRESAS	0.0277	0.0277	0.0215	0.0207	0.0228	0.0415	0.0584	0.0574	0.0641	0.0603
En MWh										
VENTA DE ENERGIA	81,850	92,117	100,147	101,332	375,446	81,850	92,117	100,147	101,332	375,446
COMPRA INTEREMPRESAS	0	15,120	19,440	21,600	56,160	0	15,120	19,440	21,600	56,160
INGRESOS en Nuevos Soles										
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	7,247,117	8,141,279	8,858,386	8,966,737	33,213,519	10,653,262	12,925,095	15,048,024	16,298,329	54,924,709
OTROS INGRESOS	1,073	1,197	1,312	1,416	4,998	1,073	1,197	1,312	1,416	4,998
INGRESOS POR FOTAR					0					0
Sub-total	7,248,190	8,142,476	8,859,698	8,968,153	33,218,517	10,654,335	12,926,292	15,049,336	16,299,745	54,929,707
GASTOS en Nuevos Soles										
COMPRA INTEREMPRESAS	0	418,705	417,461	446,229	1,282,395	0	882,421	1,116,465	1,395,234	3,384,120
RESTO	8,312,631	9,324,185	11,067,473	12,524,842	41,229,131	8,674,593	9,183,306	8,066,671	9,224,648	35,149,218
Sub-total	8,312,631	9,742,890	11,484,934	12,971,071	42,511,526	8,674,593	10,065,727	9,183,136	10,609,882	38,533,338
UTIL(PER) (S/.)	(1,064,441)	(1,600,414)	(2,625,236)	(4,002,918)	(9,293,009)	1,979,742	2,860,565	5,866,200	5,689,863	16,396,369
I.N.I. (S/.)	39,668,912	44,248,484	48,486,015	52,328,661	46,183,018	39,668,912	44,248,484	48,486,015	52,328,661	46,183,018
RENTABILIDAD	-10.7%	-14.5%	-21.7%	-30.6%	-20.1%	20.0%	25.9%	48.4%	43.5%	35.5%
TASA DE CAMBIO S/. /US\$	1.1033	1.2700	1.4330	1.6000	1.3500	1.1033	1.2700	1.4330	1.6000	1.3500
EN DOLARES AMERICANOS										
PRECIO PROMEDIO (US\$/kWh)	0.0803	0.0696	0.0617	0.0553	0.0655	0.1180	0.1105	0.1049	0.1005	0.1084
COMPRA INTEREMPRESAS	0.0251	0.0218	0.0150	0.0129	0.0169	0.0376	0.0460	0.0401	0.0401	0.0446
INGRESOS (US\$)										
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	6,568,582	6,410,456	6,181,707	5,604,211	24,602,607	9,655,816	10,177,240	10,501,063	10,186,456	40,684,970
OTROS INGRESOS	973	943	916	885	3,702	973	943	916	885	3,702
Sub-total	6,569,555	6,411,398	6,182,622	5,605,096	24,606,309	9,656,789	10,178,182	10,501,979	10,187,341	40,688,672
GASTOS (US\$)										
COMPRA INTEREMPRESAS	0	329,689	291,320	278,893	949,922	0	694,820	779,110	865,771	2,506,755
RESTO	7,534,334	7,341,878	7,723,289	7,828,026	30,540,097	7,862,406	7,230,950	5,629,219	5,765,405	26,036,458
Sub-total	7,534,334	7,671,567	8,014,609	8,106,919	31,490,019	7,862,406	7,925,769	6,408,329	6,631,176	28,543,213
UTIL(PER) (US\$)	(964,779)	(1,260,169)	(1,831,986)	(2,501,824)	(6,883,710)	1,794,382	2,252,413	4,093,650	3,556,164	12,145,459
I.N.I. (US\$)	35,954,783	34,841,326	33,835,321	32,705,413	34,209,643	35,954,783	34,841,326	33,835,321	32,705,413	34,209,643
GENERACION DE FONDOS en S/.	(527,182)	(884,945)	(1,717,384)	(2,943,915)	(6,073,425)	2,517,001	3,576,034	6,774,052	6,748,866	19,615,954
Utilidad (Perdida) Operativa	(1,064,441)	(1,600,414)	(2,625,236)	(4,002,918)	(9,293,009)	1,979,742	2,860,565	5,866,200	5,689,863	16,396,369
Depreciacion	433,397	483,430	529,727	571,709	2,018,263	433,397	483,430	529,727	571,709	2,018,263
C.T.S.	103,863	232,039	378,125	487,295	1,201,321	103,863	232,039	378,125	487,295	1,201,321
GENERACION DE FONDOS en US \$	(477,822)	(696,807)	(1,198,453)	(1,839,947)	(4,213,030)	2,281,339	2,815,774	4,727,182	4,218,042	14,042,337
Utilidad (Perdida) Operativa	(964,779)	(1,260,169)	(1,831,986)	(2,501,824)	(6,558,758)	1,794,382	2,252,413	4,093,650	3,556,164	11,696,609
Depreciacion	392,819	380,654	369,663	357,318	1,500,453	392,819	380,654	369,663	357,318	1,500,453
C.T.S.	94,138	182,708	263,870	304,559	845,275	94,138	182,708	263,870	304,559	845,275

A N E X O E

TARIFAS REGIONALES PROPUESTAS

1 TRIMESTRE 1992

OPCION No 1 : INCREMENTO TARIFARIO 40%

OPCION No 2 : INCREMENTO TARIFARIO 47%

SISTEMAS AISLADOS PREPONDERANTIEMENTE TERMOELECTRICOS  
 PROPUESTA DE INCREMENTO TARIFARIO Y TARIFFAS PROMEDIO I TRIMESTRE 1992  
 (en ctv.S/. / kWh)

TIPO DE CONSUMO	Tarifa Objetivo		No.	Con tarifas vigentes a Noviembre 1991			TOTAL	INC. TARIF.	PROPUESTA		TOTAL	Atraso Tarifario	INC. RECIBO
	Co di go	ctvS/. / kWh (#)		TARIFAS	DL163	AN+RS			TARIFA	AN+RS			
1. ALUMBRADO PUBLICO A Medidor A Pension Fija  Promedio	T81	17.45	T81	11.30	.00	.00	11.30	15.12	13.00	.00	13.00	34.22	15.12
	T82	17.45	T82	11.36	.00	.00	11.36	14.52	13.00	.00	13.00	34.22	14.52
		17.45		11.31	.00	.00	11.31	14.92	13.00	.00	13.00	.02	14.92
2. DOMESTICO A Medidor-TARIFA SOCIAL A Medidor mas de 30 kWh/mes A Pension Fija  Promedio	T83	8.73	T83	8.34	.08	2.00	10.42	4.72	8.73	2.09	10.82	.02	3.82
	T84	17.45	T84	8.60	5.16	2.06	15.82	50.02	12.90	3.19	16.09	35.32	1.12
	T85	17.45	T85	8.22	.08	1.97	10.28	30.02	10.69	2.57	13.25	63.32	29.02
		17.45		8.47	3.39	2.03	13.89	43.22	12.13	2.91	15.04	43.92	8.32
3. INDUSTRIAL Menor BI(POT.COMTR.<50KW) Mayor BI(POT.COMTR.>=50KW) Mayor MI(POT.COMTR.50 a 999KW) Mayor NI(POT.COMTR.50 a 999KW) Mayor HI(POT.COMTR.>999KW) Mayor NI(POT.COMTR.>999KW) Mayor HI(POT.COMTR.>999KW) Mayor MI(POT.COMTR.>999KW) Mayor NI(POT.COMTR.>999KW) Mayor HI(POT.COMTR.>999KW)  Promedio	T30	17.45	T30	12.20	.00	2.93	15.13	6.82	13.00	3.12	16.12	34.22	6.82
	T87	17.45	T87	10.26	6.98	2.46	19.70	34.32	13.77	3.31	17.08	26.72	-13.22
	T81	12.43	T81	7.88	5.36	1.10	14.33	39.92	11.01	1.54	12.56	12.92	-12.42
	T82	12.43	T82	6.45	4.38	.90	11.73	43.72	9.26	1.30	10.56	34.22	-10.02
				9.02	3.93	1.67	14.62	27.82	11.52	2.07	13.59	22.92	-7.02
				10.80	7.11	2.59	20.51	45.82	15.75	3.78	19.54	10.82	-4.72
				11.24	7.00	2.70	20.93	41.22	15.86	3.81	19.67	10.02	-6.02
				8.10	5.36	1.13	14.58	39.92	11.32	1.59	12.91	9.82	-11.32
				11.15	6.98	2.68	20.80	34.32	14.97	3.59	18.57	16.62	-10.82
			17.24	7.02	2.54	20.31	45.82	15.57	3.69	19.26	10.72	-5.12	
5. USO GENERAL Uso General Menor a Medidor Uso General a Pension Fija Gov. Central y Municipalidades Electrobombas Agua y Desague Uso General (>2500 Voltios) Uso General (>2500 Voltios) Institutos sin fines de lucro Uso General Mayor a Medidor  Promedio	T86	17.45	T86	10.80	7.11	2.59	20.51	45.82	15.75	3.78	19.54	10.82	-4.72
	T88	17.45	T88	11.24	7.00	2.25	20.49	41.22	15.86	3.17	19.04	10.02	-7.12
	T52	17.45	T52	13.10	.00	3.14	16.23	24.72	16.35	3.92	20.27	6.82	24.72
	T52	17.45	T52	13.10	.00	.00	13.10	24.72	16.35	.00	16.35	6.82	24.72
	T54	12.43	T54	9.15	.00	1.19	10.33	36.02	12.43	1.61	14.05	.02	36.02
	T55	17.45	T55	7.57	.00	1.82	9.39	70.02	12.87	3.09	15.96	35.62	70.02
	T87	17.45	T87	10.44	7.10	2.50	20.04	34.32	14.01	3.36	17.38	24.62	-13.32
				13.95	9.63	1.14	12.29	38.22	13.31	2.11	15.42	4.82	25.52
6. AGROPECUARIO Menor BI Mayor MI Mayor NI Electrobombas, Pozos de Irrig. Mayor BI  Promedio	T86	17.45	T86	10.80	.00	.00	10.80	45.82	15.75	.00	15.75	10.82	45.82
	T81	12.43	T81	8.10	.00	.00	8.10	39.92	11.32	.00	11.32	9.82	39.92
	T81	12.43	T81	8.10	.00	.00	8.10	39.92	11.32	.00	11.32	9.82	39.92
	T87	17.45	T87	11.96	.00	.00	11.96	34.32	16.06	.00	16.06	8.72	34.32
				17.45	10.80	.00	10.80	45.82	15.75	.00	15.75	10.82	45.82
7. VARIOS Energia Entregada en Bloque Consumo Propio de Oficinas Servicio Extraordinario  Promedio													
		.00		.00	.00	.00	.00	.02	.00	.00	.00	.02	.02
PROMEDIO GENERAL		16.43		8.95	3.03	1.86	13.84	40.02	12.53	2.63	15.16	31.22	9.52

Tasa de Cambio I-TRIM.92 S/./US\$ 1.1033  
 (\*) Definido por la C.T.E. en la reunion de trabajo del 21/10/91

enoob

ELECTRO NOR-OESTE S.A.

SISTEMAS AISLADOS PREPONDERANTEMENTE TERMOELECTRICOS  
 PROPOSTA DE INCREMENTO TARIFARIO Y TARIFAS PROMEDIO I TRIMESTRE 1992  
 (en ctv.S/. / kWh)

ANEXO E

(hoja 2/2)

(TAR-TERM)

TIPO DE CONSUMO	Tarifa Objetivo		No.	Con tarifas vigentes a Noviembre 1991				PROPUESTA				Atraso Tarifario	INC.RECIBO	
	Co di go	ctvS/. / kWh (*)		TARIFAS	D.L163	AM+RS	TOTAL	INC.TARIF.	TARIFA	AM+RS	TOTAL			
1. ALUMBRADO PUBLICO A Medidor A Pension Fija	TB1	17.45	TB1	11.30	0.00	0.00	11.30	54.1%	17.41	0.00	17.41	0.3%	54.1%	
	TB2	17.45	TB2	11.36	0.00	0.00	11.36	53.2%	17.41	0.00	17.41	0.3%	53.2%	
	Promedio	17.45		11.31	0.00	0.00	11.31	53.9%	17.41	0.00	17.41	0.0%	53.9%	
2. DOMESTICO A Medidor-TARIFA SOCIAL A Medidor mas de 30 kwh/mes A Pension Fija	TB3	8.73	TB3	8.34	0.08	2.00	10.42	4.7%	8.73	2.09	10.82	0.0%	3.8%	
	TB4	17.45	TB4	8.60	5.16	2.06	15.82	50.0%	12.90	3.10	16.00	35.3%	1.1%	
	TB5	17.45	TB5	8.22	0.08	1.97	10.28	30.0%	10.69	2.57	13.25	63.3%	29.0%	
	Promedio	17.45		8.47	3.39	2.03	13.89	43.2%	12.13	2.91	15.04	43.9%	8.3%	
3. INDUSTRIAL Menor BT (POT. CONTR. <50KW) Mayor BT (POT. CONTR. >=50KW) Mayor MT (POT. CONTR. 50 a 999KW) Mayor NT (POT. CONTR. 50 a 999KW) Mayor OT (POT. CONTR. >999KW) Mayor PT (POT. CONTR. >999KW) Mayor AT (POT. CONTR. >999KW) Mayor MAT (POT. CONTR. >999KW)	T30	17.45	T30	12.20	0.00	2.93	15.13	42.7%	17.41	4.18	21.59	0.3%	42.7%	
	TB7	17.45	TB7	10.26	6.98	2.46	19.70	45.9%	14.97	3.59	18.56	16.6%	-5.8%	
	TM1	12.43	TM1	7.88	5.36	1.10	14.33	53.4%	12.08	1.69	13.77	3.0%	-3.9%	
	TM2	12.43	TM2	6.45	4.38	0.90	11.73	92.4%	12.40	1.74	14.14	0.3%	20.5%	
	Promedio	14.16		9.02	3.93	1.67	14.62	52.6%	13.76	2.51	16.27	2.9%	11.3%	
	4. COMERCIAL Menor BT A Pension Fija Mayor MT Mayor NT Mayor BT	TB6	17.45	TB6	10.80	7.11	2.59	20.51	61.3%	17.43	4.18	21.62	0.1%	5.4%
		TB8	17.45	TB8	11.24	7.00	2.70	20.93	55.2%	17.43	4.18	21.62	0.1%	3.3%
TM1		12.43	TM1	8.10	5.36	1.13	14.58	53.4%	12.42	1.74	14.15	0.1%	-2.9%	
TB7		17.45	TB7	11.15	6.98	2.68	20.80	45.9%	16.27	3.90	20.17	7.3%	-3.0%	
Promedio	17.24		10.74	7.02	2.54	20.31	60.3%	17.21	4.08	21.29	0.1%	4.8%		
5. USO GENERAL Uso General Menor a Medidor Uso General a Pension Fija Gov. Central y Municipalidades Electrobombas Agua y Desague Uso General (>2500 Voltios) Uso General (>2500 Voltios) Institutos sin fines de lucro Uso General Mayor a Medidor	TB6	17.45	TB6	10.80	7.11	2.59	20.51	61.3%	17.43	4.18	21.62	0.1%	5.4%	
	TB8	17.45	TB8	11.24	7.00	2.25	20.48	55.2%	17.43	3.49	20.92	0.1%	2.1%	
	T52	17.45	T52	13.10	0.00	3.14	16.25	33.1%	17.44	4.19	21.63	0.1%	33.1%	
	T52	17.45	T52	13.10	0.00	0.00	13.10	33.1%	17.44	0.00	17.44	0.1%	33.1%	
	T54	12.43	T54	9.15	0.00	1.19	10.33	36.0%	12.43	1.61	14.05	0.0%	36.0%	
	T55	17.45	T55	7.57	0.00	1.82	9.39	70.0%	12.87	3.09	15.96	35.6%	70.0%	
	TB7	17.45	TB7	10.44	7.10	2.50	20.04	45.9%	15.23	3.65	18.88	14.6%	-5.8%	
Promedio	13.95		9.63	1.14	1.51	12.29	41.9%	13.66	2.19	15.86	2.1%	29.1%		
6. AGROPECUARIO Menor BT Mayor MT Mayor NT Electrobombas, Pozos de Irrig. Mayor BT	TB6	17.45	TB6	10.80	0.00	0.00	10.80	61.3%	17.43	0.00	17.43	0.1%	61.3%	
	TM1	12.43	TM1	8.10	0.00	0.00	8.10	53.4%	12.42	0.00	12.42	0.1%	53.4%	
	TM1	12.43	TM1	8.10	0.00	0.00	8.10	53.4%	12.42	0.00	12.42	0.1%	53.4%	
	TB7	17.45	TB7	11.96	0.00	0.00	11.96	45.9%	17.45	0.00	17.45	0.0%	45.9%	
Promedio	17.45		10.80	0.00	0.00	10.80	61.3%	17.43	0.00	17.43	0.1%	61.3%		
7. VARIOS Energia Entregada en Bloque Consumo Propio de Oficinas Servicio Extraordinario														
	Promedio	0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.00	0.00	0.00	0.0%	0.0%	
PROMEDIO GENERAL		16.43		8.95	3.03	1.86	13.84	45.0%	12.98	2.70	15.68	26.6%	13.3%	

Tasa de Cambio I-TRIM.92 S/. / US\$ 1.1033

(\*) : Definido por la C.T.E. en la reunion de trabajo del 21/10/91

ANEXO

CATEGORIA	SUBCATEGORIA	1991		1992		1993		1994		1995	
		INDICE	VALOR	INDICE	VALOR	INDICE	VALOR	INDICE	VALOR	INDICE	VALOR
DEBE		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
PERCE		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
IMP		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
REC		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
DEBE		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
PERCE		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
IMP		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
REC		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
DEBE		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
PERCE		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
IMP		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00
REC		100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00	100	1.00

A N E X O F

PARAMETROS MACROECONOMICOS

hoja 1/2 : AÑO 1991  
 hoja 2/2 : AÑO 1992

INDICE

ELABORACION

PARAMETROS DE GASTO EN CONCRETOS Y SERVICIOS

TRIMESTRE	INDICE	INFLACION	INDICE	TRIMESTRE	INDICE	INFLACION	INDICE
PRIMERO	743.62	11.45		PRIMERO	743.62	11.45	
SEGUNDO	829.44	11.25		SEGUNDO	829.44	11.25	
TERCERO	709.55	9.05		TERCERO	709.55	9.05	
CUARTO	654.95	5.74		CUARTO	654.95	5.74	
TOTAL	707.79	8.13		TOTAL	707.79	8.13	

PARAMETROS MACROECONOMICOS UTILIZADOS PARA PREVISION DE COSTOS DE LAS EMPRESAS ANEXO F : Hoja  
(Parametros reales al mes de Octubre)

	INFLACION			DEVALUACION			COMBUSTIBLE			RESIDUAL No 6		
	91	92	%	91	92	%	91	92	%	91	92	%
	Indice	Indice		I/m./Dol	I/m./Dola		I/m./Gal	I/m./Gal		I/m./Gal	I/m./Gal	
				(Prome.)			(Prome.)			(Prome.)		
ENERO	333.65	716.99	3.5%	0.53	1.05	0.0%	0.59	0.51	3.5%	0.50	0.42	3.5%
FEBRERO	365.09	742.09	3.5%	0.55	1.10	4.8%	0.59	0.52	3.5%	0.50	0.44	3.5%
MARZO	393.20	771.77	4.0%	0.56	1.16	5.5%	0.59	0.55	4.0%	0.50	0.46	4.0%
ABRIL	416.16	801.10	3.8%	0.63	1.21	4.3%	0.62	0.57	3.8%	0.51	0.47	3.8%
MAYO	447.95	829.14	3.5%	0.79	1.27	5.0%	0.64	0.59	3.5%	0.53	0.49	3.5%
JUNIO	489.43	858.16	3.5%	0.85	1.33	4.7%	0.52	0.61	3.5%	0.43	0.51	3.5%
JULIO	533.97	883.04	2.9%	0.82	1.38	3.8%	0.34	0.62	2.9%	0.28	0.52	2.9%
AGOSTO	572.41	908.65	2.9%	0.80	1.43	3.6%	0.38	0.64	2.9%	0.31	0.54	2.9%
SEPTIEMBRE	604.23	935.00	2.9%	0.80	1.49	4.2%	0.41	0.66	2.9%	0.33	0.55	2.9%
OCTUBRE	628.40	957.44	2.4%	0.92	1.54	3.4%	0.44	0.68	2.4%	0.37	0.57	2.4%
NOVIEMBRE	653.54	980.42	2.4%	1.05	1.60	3.9%	0.46	0.69	2.4%	0.38	0.58	2.4%
DICIEMBRE	692.75	1,004.93	2.5%	1.05	1.66	3.7%	0.49	0.71	2.5%	0.41	0.59	2.5%
PROMEDIO	510.9	865.73	3.7%	0.78	1.35	3.6%	0.51	0.61	3.0%	0.42	0.51	3.0%
Varc.Prom		69.5%	6.0%	442.93	73.5%	0.7%	25.4	21.1%	1.0%			21.8%
Varc.Dic/		45.1%			58.1%			45.1%				45.1%

JUNIO	0.32	6.47	109.83	7.3%	0.23	7.6%	1.0%
JULIO	0.34	6.24	320.97	7.1%	0.82	-3.5%	1.0%
AGOSTO	0.38	6.07	572.41	7.2%	0.80	-2.4%	1.0%
SEPTIEMBRE	0.41	6.07	604.23	5.4%	0.80	0.0%	1.0%
OCTUBRE	0.44	7.00	628.40	4.0%	0.79	15.0%	1.0%

ENOC L92

ELECTRO NOR-OESTE S.A.

PARAMETROS PARA EL CALCULO DEL GASTO EN COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES

TRIMESTRE	ANO 1992		INFLACION	TASA DE CAMBIO	Transporte
	D-2	LUBRIC.			
	S./g1	S./g1	INDICE (%)	S./US\$ (%)	(%)
PRIMERO	0.53	8.53	743.62	11.4%	1.10 10.5% 1.0%
SEGUNDO	0.59	9.78	829.46	11.2%	1.27 14.7% 1.0%
TERCERO	0.64	10.96	908.90	9.0%	1.43 12.0% 1.0%
CUARTO	0.69	12.20	980.93	7.5%	1.60 11.4% 1.0%
TOTAL	0.61	10.37	865.73	45.1%	1.35 58.1% 1.0%

ELECTRO NOR-OESTE S.A.

ANEJO F : Hoja 1/2

PARAMETROS PARA EL CALCULO DEL GASTO EN COMBUSTIBLES Y LUBRICANTES  
 AÑO 1991 (cifras reales a octubre)

MES	D-2 S/./g1	LUBRIC. S/./g1	INFLACION INDICE	(%)	TASA DE CAMBIO S/./US\$	(%)	Transporte (%)
ENERO	0.59	4.03	333.65	17.8%	0.53	-3.6%	1.0%
FEBRERO	0.59	4.18	365.09	9.4%	0.55	3.8%	1.0%
MARZO	0.59	4.23	393.20	7.7%	0.56	1.1%	1.0%
ABRIL	0.62	4.79	416.16	5.8%	0.63	13.3%	1.0%
MAYO	0.64	6.01	447.95	7.6%	0.79	25.4%	1.0%
JUNIO	0.52	6.47	489.43	9.3%	0.85	7.6%	1.0%
JULIO	0.34	6.24	533.97	9.1%	0.82	-3.5%	1.0%
AGOSTO	0.38	6.09	572.41	7.2%	0.80	-2.4%	1.0%
SEPTIEMBRE	0.41	6.09	604.23	5.6%	0.80	0.0%	1.0%
OCTUBRE	0.44	7.00	628.40	4.0%	0.92	15.0%	1.0%
NOVIEMBRE	0.46	7.99	653.54	4.0%	1.05	14.1%	1.0%
DICIEMBRE	0.49	7.99	692.75	6.0%	1.05	0.0%	1.0%

1991, diciembre de 1991

V. CONCLUSIONES

1. La Universidad Nacional del Callao con su Programa de TITULACION POR LA MODALIDAD DE INFORME, está brindando una gran oportunidad para regularizar su situación profesional a todos sus egresados que, por una u otra razón, no han obtenido a la fecha su Título Profesional.
02. La sólida formación profesional impartida en la Universidad Nacional del Callao, sin lugar a dudas, hace de sus egresados personas competentes y aptas para desenvolverse al frente de cualquier organización empresarial.
03. El contar con el Título Profesional permitirá que Estudios como el que forma parte de este informe, o cualquier otra actividad profesional, tengan un mayor valor legal.

Piura, diciembre de 1992



