



TOGETHER
for a sustainable future

OCCASION

This publication has been made available to the public on the occasion of the 50th anniversary of the United Nations Industrial Development Organisation.



TOGETHER
for a sustainable future

DISCLAIMER

This document has been produced without formal United Nations editing. The designations employed and the presentation of the material in this document do not imply the expression of any opinion whatsoever on the part of the Secretariat of the United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) concerning the legal status of any country, territory, city or area or of its authorities, or concerning the delimitation of its frontiers or boundaries, or its economic system or degree of development. Designations such as “developed”, “industrialized” and “developing” are intended for statistical convenience and do not necessarily express a judgment about the stage reached by a particular country or area in the development process. Mention of firm names or commercial products does not constitute an endorsement by UNIDO.

FAIR USE POLICY

Any part of this publication may be quoted and referenced for educational and research purposes without additional permission from UNIDO. However, those who make use of quoting and referencing this publication are requested to follow the Fair Use Policy of giving due credit to UNIDO.

CONTACT

Please contact publications@unido.org for further information concerning UNIDO publications.

For more information about UNIDO, please visit us at www.unido.org

esan

INSTITUTO DE DESARROLLO ECONOMICO - IDE

Project No. DTFER/87/01
Contract No. 89/73

18613

ENERGIA, REESTRUCTURACION Y CRECIMIENTO INDUSTRIAL*

1 vol
técnicos
papeles
diagramas
mapas

Investigadores:

Mario Gallo

José Carlos Vera

Javier Hervias

Asistentes :

Cecilia Ames

Miryam Medina

Mariella Olivos

Mayo, 1990

* Esta Investigación ha sido realizada bajo el convenio ONUDI/PNUD/ESAN

BO: M. Pineda - Serna

INDICE

CONCLUSIONES Y PROSPECTOS

I. INTRODUCCION

II. DISPONIBILIDAD Y REQUERIMIENTOS DE ENERGIA EN EL PERU.

2.1 Potencial Energetico: Analisis y evaluacion de las Reservas

- a. Petroleo
- b. Gas
- c. Potencial Hidroenergetico y Termico
- d. Carbon
- e. Otras Fuentes
- f. El Gas de Camisea

2.2 Oferta Total de Energia

- a. Produccion de Energia Primaria
 - b. Produccion de Energia Secundaria
 - c. La Energia y el Sector Externo
 - d. El Proceso de Transformacion Energetica
- Resumen: Reservas y Produccion

2.3 Estructura del Consumo Energetico

- a. Consumo Final de Energia: Comercial y no Comercial
 - b. Consumo de Energia Comercial por Sectores Economicos
 - c. La Actividad Economica y el Uso de Energia: Sector Industria
 - d. Los Subsectores Industriales y el uso de Energia
 - e. Los Precios Relativos de los Productos Energeticos y el Uso de la Energia en el Sector Industrial
- Resumen: Aspectos Centrales de la Problematica Energetica del Peru

III. MARCO JURIDICO-POLITICO Y LA SITUACION ENERGETICA EN EL PERU

3.1 Legislacion Energetica

- a. Hidrocarburos
- b. Electricidad

3.2 Planes de Desarrollo y la Situacion Energetica

- a. Planes de Desarrollo y la Planificacion Energetica
- b. Compatibilizacion de Objetivos de Energia con los Objetivos Politicos y Resultados en Electricidad e Hidrocarburos

3.3 Política Tarifaria de Electricidad y de Precios de Combustibles

- a. Electricidad
- b. Combustibles

IV. REQUERIMIENTOS ENERGETICOS DEL PROGRAMA DE REESTRUCTURACION INDUSTRIAL

4.1 Requerimientos Globales del Programa

4.2 Requerimientos Energéticos de los Subsectores Industriales

- a. Subsector Siderurgia
- b. Subsector de Industrias Básicas
- c. Subsector Bienes de Capital
- d. Subsector Papel y Pulpa
- e. Subsector de Química Básica y Petroquímica
- f. Subsector de Fertilizantes
- g. Subsector Agroindustria

V. ESTUDIO DE CASOS

- A. Metodología
- B. El Uso de la Energía en las Empresas

BIBLIOGRAFIA

CONCLUSIONES Y PROSPECTOS

El presente estudio se ha centrado en la evaluación y análisis de lo que va a significar implementar el Programa de Reestructuración Industrial en cuanto a la satisfacción de su demanda de recursos energéticos. Paralelamente, esta demanda fue confrontada con las disponibilidades energéticas del país en términos de sus niveles actuales y previstos de producción así como respecto a su potencial de reservas. Esta relación de demanda y oferta permite considerar las disponibilidades y los requerimientos energéticos en términos del corto y largo plazo a nivel de la economía en su conjunto y en particular con referencia al Programa mencionado.

Dada la cobertura del estudio se deriva una serie de conclusiones y prospectos con respecto a la situación energética del país, así como a particularidades de los subsectores industriales involucrados en el Programa. Por tanto se presenta a continuación ambos niveles de los resultados teniendo en cuenta que los de carácter general sirven de marco de referencia, y constituyen la base para aquellos que toman en consideración lo concienzudo, específicamente, a los requerimientos que demanda el Programa de Reestructuración Industrial.

a) Reservas, Producción y Consumo

1. El Perú tiene una dotación natural de recursos energéticos que le significa un potencial relativamente abundante y diversificado. Sin embargo, no hay una relación directa entre este potencial y la producción corriente y por ende con su consumo corriente. Esta falta de correspondencia se manifiesta a dos niveles. Primero, sólo se logra aprovechar o explotar menos del 1% del potencial energético conocido y, segundo, si bien el potencial es diversificado el aprovechamiento del recurso abundante (hidroenergía) es limitado mientras que se hace una explotación del recurso menos abundante (petróleo). Tomando en cuenta la energía comercial, a pesar que la hidroenergía representa casi un 50% del potencial energético su utilización apenas llega a un 10% dentro de todo lo producido de este tipo de energía. Caso contrario para con el petróleo, pues de representar el 15% del potencial su producción significaba el 80% del total de energía comercial. No se da en el país el uso del recurso energético más abundante.
2. Un determinante importante que explica esta falta de correspondencia entre el potencial y la producción-consumo han sido las políticas gubernamentales en el ámbito energético que han jugado un rol crucial en restringir la utilización del potencial. Merece

especial atención la política de precios que se ha caracterizado por mantenerlos en términos reales por debajo de los niveles internacionales lo cual se ha manifestado en magnitudes cada vez crecientes de subsidio económico implícitos. Según los estimados del BID, este tipo de subsidio ha llegado a significar alrededor del 1.3% del PIB (1988). Ante esta situación es necesario que el Gobierno deba emprender un análisis en profundidad del sistema de precios de los productos energéticos, particularmente de los combustibles líquidos en su relación con las otras fuentes de energía de las cuales, como se ha manifestado, hay una dotación relativa abundante. Dentro de este línea es necesario evaluar el impacto que está ocasionando el distorsionado sistema de precios el cual está induciendo, en el caso de los combustibles, a importantes pérdidas financieras para Petroperú. Esto conlleva a una restricción de los fondos de inversión necesarios para las actividades de exploración y explotación, en un período donde el peso de la deuda externa del país actúa como una restricción para reestablecer el flujo de financiamiento externo para el sector energético. Aspectos semejantes se aplican por el lado de la electricidad.

3. La estructura relativa del vector de producción de recursos energéticos ha permanecido igual en los últimos 15 años, sobresaliendo la producción de petróleo que ha llegado a constituirse como la principal fuente de energía (80% de la energía comercial). Le siguen en importancia, pero con niveles conservadores, la hidroenergía y gas natural con menos del 10% para cada una de dichas fuentes. A pesar de la importancia del potencial carbonífero, su producción es responsable de menos del 1% del total comercial. Lo importante que hay que destacar con respecto a la producción de energía es la disminución absoluta de casi la totalidad de los recursos energéticos, principalmente en la década actual. La energía primaria después de haber aumentado a una tasa promedio anual de 5.8% durante la década de los años 70 disminuye a una tasa negativa de -1%.
4. En este proceso de disminución de producción de las fuentes de energía del país hay que destacar el caso del petróleo por ser el combustible más importante de la actividad productiva de la economía nacional. Luego que haber crecido la producción a una tasa de 10% anual en la década del 70, en la década actual lo hace a una tasa negativa de casi 2%. Las razones que explican esta tendencia decreciente en la producción del petróleo son múltiples y con distinto nivel de importancia. Es posible destacar la falta de esfuerzos necesarios para llevar adelante el proceso de

exploración petrolera lo cual se vislumbra en los niveles cada vez más reducidos de inversión en los últimos años. Lo poco que se invirtió fue para acelerar el agotamiento de las reservas probadas lo cual se manifiesta en la tendencia decreciente de dichas reservas. Relacionado a esta reducida inversión y con un efecto directo está la política de precios de los combustibles líquidos que al tener un subsidio implícito impidió la acumulación de recursos por parte de Petroperu para hacer frente a la inversión de exploración lo cual fue sumamente grave en una situación en que el país tenía restringido su acceso al financiamiento externo.

Diferente a lo acontecido con la producción petrolera, la hidroenergía aumentó en términos absolutos y relativos su participación en la producción total de energía. Es el resultado, por un lado, de los incrementos significativos de la capacidad generadora de electricidad que se dieron mayormente en la década anterior y, por otro lado, al sistema de precios más distorsionado que favoreció al consumo de electricidad, es decir, los precios relativos de esta fuente de energía con respecto a otras fueron menores. Durante el período de estudio esta demanda fue decreciente.

La disminución en la producción de combustibles líquidos (petróleo) ha motivado de que el país empiece a importar a partir de 1987 lo cual ha colocado en situación de déficit la balanza comercial de energía primaria y los prospectos son que esta tendencia continúe durante los próximos años pues no se han dado esfuerzos significativos para incrementar la exploración.

5. El consumo de energía fue mayormente satisfecho con fuentes comerciales con una participación relativa de 68% del total energético, cifra que se ha mantenido a través de los últimos 15 años. Dentro de las fuentes comerciales destaca los combustibles derivados del petróleo. Una vez más hay que destacar el crecimiento del consumo de electricidad que pasó de 6% en 1970 a 10% en 1987.

En cuanto al consumo sectorial la industria fue responsable durante 1970-1987, en promedio, del 17% de la energía comercial después del sector transporte y el Residencial y Comercial.

6. El consumo de energía del sector industrial se incrementó en forma significativa en la década anterior pero disminuyó su crecimiento en la década actual. Es la respuesta al proceso recesivo de la economía nacional que se inicia en 1980.

Importante resulta examinar la estructura relativa del vector de consumo de dicho sector pues da indicaciones acerca del tipo de combustibles que se demanda en el

proceso productivo. Este vector de consumo es altamente intensivo en el uso de petróleo residual (54% en 1987). Sin embargo, el comportamiento de los distintos recursos energéticos muestra un crecimiento considerable en el consumo de energía eléctrica. Si bien el petróleo residual es el insumo energético más importante su participación relativa disminuye en la presente década en cambio la energía eléctrica aumenta su participación de 15% en 1970 a 25% en 1987. Así pues, la disminución en términos absolutos que se da durante 1950-87 en el consumo de petróleo residual, diesel oil, gasolina y querosene es compensado por el aumento observado en el consumo de energía eléctrica. Esta tendencia hacia el consumo de electricidad es el resultado de su bajo precio relativo con respecto a los combustibles líquidos lo cual ha resultado en sustitución o en su uso más intensivo sin tener en cuenta algún programa de ahorro. Dentro del proceso recesivo el sector industrial casi mantuvo su nivel de consumo energético pero se hizo a través del uso de aquel recurso de menor precio relativo.

7. El consumo de energía por unidad de producto para la totalidad de la economía nacional disminuye durante el periodo 1970-1987. De una razón energía/producto de 329.4 en 1970 se pasó a 276.7 en 1987. Esta disminución se debió principalmente a la disminución de la producción principalmente en la década actual como resultado del proceso recesivo que empezó a comienzos de la década.

Para el caso del sector industrial la razón energía/producto fue de casi 140 siendo menor que el promedio nacional y aún más bajo una ligera disminución de esta razón durante la década actual debido a un mejor uso de la energía. Este menor uso de la energía en el sector por unidad de producto está asociado con una intensidad relativa mayor en el uso de electricidad.

8. Con respecto a la estructura del consumo energético de los subsectores industriales seleccionados por el programa destaca el petróleo residual con distintos niveles de intensidad. En este sentido es el subsector de papel el que utiliza en forma más intensiva el petróleo (64.6%) y en el otro extremo se tiene a las Industrias Metálicas Básicas (24%). La otra fuente de energía más importante es la electricidad siendo la Industria Textil la que usa más intensamente en términos relativos dicha fuente (31%) seguida por las Industrias Químicas (21%). Estas magnitudes en el uso de los distintos recursos energéticos es muy importante para los prospectos de consumo durante los próximos años pues indican las necesidades o intensidades de cada proceso industrial y permite aproximarse a la

cuantificación de lo que resultaría si se decide priorizar actividades productivas en función del Programa de Reestructuración Industrial. Así las cifras muestran el carácter intensivo en el uso del petróleo de actividades correspondientes a la Industria de Papel y si se programan incrementos de producción en este subsector se tendrá que hacer frente a presiones de demanda considerables sobre un recurso, petróleo, que viene disminuyendo sus niveles de producción por razones anteriormente señaladas. Además, la estructura de consumo de dichos subsectores seleccionados proporciona la información de aquellas actividades que demandan recursos energéticos con abundancia relativa en el país es el caso de aquellas relacionadas con el consumo intensivo de electricidad.

9. Para la mayoría de combustibles líquidos los precios reales estuvieron deprimidos durante la década actual pero aún más fueron los correspondientes a la energía eléctrica. En el caso de los combustibles derivados del petróleo su variación porcentual durante 1980-87 fue negativa con excepción del petróleo residual. Sin embargo, fueron los precios reales de la electricidad los más bajos pues la variación porcentual estuvo por casi -40% en comparación, por ejemplo, a la gasolina -10% y el diesel -4%.

Es esta distorsión en los precios responsable de los problemas que atraviesa el sector de energía del país: uso intensivo de electricidad sin el debido uso eficiente de la misma, sobrecargas en el sistema eléctrico motivada por el incremento en la demanda con el consecuente daño para la capacidad instalada, etc.

10. En resumen, los prospectos para un adecuado abastecimiento energético con fuentes nacionales en los próximos años son sombríos. La razón no se encuentra en la carencia de un potencial energético sino más bien en las políticas gubernamentales que han restringido su uso. Se ha venido haciendo uso de reservas y capacidad instalada que resultaron de esfuerzos de la década pasada y ahora en el presente están en situación de agotamiento progresivo pues no se ha hecho casi nada para transponer el panorama de la problemática energética.

b) Legislación y Planificación

11. Como se ha mencionado el análisis efectuado sobre el potencial energético, la oferta total de energía y la estructura del consumo energético, han motivado que existe una enorme incongruencia entre el primer punto respecto a los dos siguientes y entre los dos últimos. Es decir, existiendo un enorme potencial, la oferta

energética es limitada y con visos de incertidumbre en el futuro cercano, y el consumo tiene escasa relación con la oferta.

Esta situación es un claro reflejo de la carencia tanto de un marco legal adecuado que regule la actividad, como de Planes y políticas que vinculen potencial, con oferta y finalmente con el consumo.

12. En ese contexto es importante contar con una legislación energética adecuada que regule la actividad de exploración y explotación de las deficientes fuentes energéticas en su conjunto. Hidrocarburos, hidroelectricidad, eólica, carbón, nuclear, solar, biomasa. En la actualidad la legislación es sectorial, incompleta y muchas veces contradictorias, en especial en lo que se refiere a eficiencia de empresas frente a las tarifas.
Esta legislación debe brindar las posibilidades necesarias para que tanto la actividad privada como la pública, actúen libre de interferencias políticas, fomentando el desarrollo de la oferta energética, tanto para el presente como para las generaciones futuras para lo cual se debe establecer un sistema tarifario que discrimine entre fuentes, orientando el consumo por horas, tiempo y lugar, pero siempre buscando cubrir los diferentes costos así como acumular las reservas necesarias para el desarrollo de nuevos proyectos.
13. Las diferentes fuentes energéticas por las características que tienen, deben estar orientadas a actividades y zonas geográficas determinadas; así dado que la energía que tiene como el petróleo o la hidroeléctrica, resulta ser excesivamente cara, para áreas rurales se debe fomentar el uso de fuentes alternativas de menores costos; solar, eólica, biomasa, etc.
14. La organización y administración de los entes que están vinculados a la energía también debe mejorarse, buscando que se realice un trabajo más integrado, tanto a nivel nacional, como regional y local. Ello obliga a que en los directorios y gerencias de las empresas, participen miembros de otras instituciones o empresas energéticas. Así mismo a fin de vincular a la actividad productiva con la generación de energía en los directorios también deben de participar representantes de los gremios empresariales y la población a través de las municipalidades. Ello permitirá que la actividad prestada tenga conciencia sobre el problema, busque la eficiencia para bajar sus costos, y tenga un horizonte de largo plazo. Finalmente es importante reorganizar la administración pública y cada empresa en particular, buscando que los objetivos puedan alcanzarse a través de la organización

y administración. Es decir vincular objetivos energéticos con organización empresarial.

15. La planificación energética debe replantearse, haciéndolo en cada una de las fases del proceso, las cuales deben considerar a las diferentes fuentes energéticas en conjunto, así como las características de la demanda.

El Diagnóstico energético no puede realizarse aislado y sectorialmente, sino considerando el conjunto de las fuentes. Del mismo modo, no debe estar aislado del contexto de la actividad económica y social. Ello significa y además debe considerar en el momento de calcular la demanda futura, no sólo una proyección pasiva, sino considerar sobre todo los planes de la actividad productiva del país, por regiones y demandas específicas de energía.

Siendo la energía una actividad que apoya la producción y el desarrollo de las áreas urbanas, los objetivos deben plantearse en esa óptica, y no sólo en función de la energía misma. Debe buscarse el uso de la energía renovable, lo cual no es posible manejarlo a través de objetivos y lineamientos de política, sino mediante tarifas. Así mismo es importante que exista coherencia entre los objetivos, ellos no deben ser contradictorios o neutros, y entre estos con las políticas, acciones y metas.

16. Es importante determinar los objetivos a alcanzarse en función del tiempo. De nada vale por ejemplo, señalar que se dotara de energía al área rural al final de un plan, cuando no se tiene los medios para alcanzarlo; ni tampoco es adecuado plantear un objetivo, por la existencia de proyectos y acciones que calzan con él, lo que no significa alcanzar el objetivo en su totalidad.

Finalmente, tanto la legislación como los planes y políticas de desarrollo energético, deben estar orientados a la exploración; para ampliar el potencial, la explotación; producción y regulación al consumo mediante tarifas que vinculen oferta, costos de producción, distribución y demanda regional y sectorial, así como a la conservación, antes que a regular, lo que también es importante, la "excesiva ganancia de las empresas privadas", como hasta ahora es la ley energética, en especial lo que se refiere a hidrocarburos.

c) Requerimientos Energéticos

17. Las actividades productivas programadas para el total de subsectores industriales demandarían un adicional de 2311 Tcal en el primer año. Es un incremento porcentual de 18% con respecto a los niveles de 1987.

Para este año inicial la composición de la demanda real en productos energéticos tradicionales como petróleo (37%) y reducida es la participación de justamente el recurso más abundante, electricidad (1%).- Esta situación se mantiene hasta 1996 pues a partir de este año se empieza a considerar el gas de Camisea cuya participación es del orden del 55% y el petróleo asumiría una segunda posición (18%). Para el último año en consideración (2000) la estructura relativa permanece igual. A partir de estas cifras se derivan los siguientes resultados:

- La estructura de consumo demandada por estos subsectores industriales no guarda relación con el potencial energético del país a pesar del uso que daría al gas.
- Con respecto al gas de Camisea, parte importante de ciertas actividades productivas programadas recae en el hecho de que se va a disponer de dicho gas pero hasta la actualidad no se han dado los pasos necesarios para iniciar su explotación. Lo mismo sucede con la satisfacción de necesidades de petróleo y carbón.
- El efecto inmediato del reducido esfuerzo por empezar tareas de explotación de recursos como petróleo, carbón y gas sería un retraso en el inicio de las actividades programadas, quedando como soluciones el abastecer dichas necesidades mediante importaciones, una alternativa de costo elevado o establecer prioridades a nivel del país que favorezcan el inicio de las operaciones del Programa. Existe la alternativa de mejorar el uso de los diversos recursos energéticos disponibles a través de programas de conservación o ahorro energético. Dadas las actividades programadas en cada uno de los subsectores seleccionados sería una buena oportunidad para iniciar tareas de ahorro energético, experiencia no bien difundida en el país que ha dado resultado positivos en otras economías. Sin embargo, llevar a cabo esta tarea sería necesario iniciar estudios bien específicos a nivel de cada empresa lo cual se justifica dada las restricciones actuales de abastecimiento energético.

18. A continuación se presentan los resultados que se llega en lo referente al contraste entre las necesidades del Programa y los requerimientos exigidos según la fuente de energía.

18.1 Electricidad Es la fuente de energía de menor uso relativo por las actividades productivas del Programa. Dentro de este contexto destacan por su intensidad de uso relativo los subsectores de siderurgia y papel y pulpa pues serían

responsables del 70% de los requerimientos de todas las actividades consideradas en el Programa. En el otro extremo de las necesidades se tiene al subsector de Bienes de Capital, cuyo volumen está en función del carácter limitado de la actividad propuesta más que por su naturaleza misma como insumidora de electricidad.

Teniendo en cuenta la ubicación geográfica de los distintos proyectos seleccionados de cada uno de los subsectores, la situación de generación de electricidad en los últimos años y los proyectos de Electroperú el balance indica que habría suficiente energía eléctrica para hacer frente a las necesidades que se derivarían a partir de la implementación de las actividades productivas señaladas. Una vez más, este balance está en función de que se materialicen cada una de las tareas previstas a realizarse según el Plan Maestro de Electricidad del país y de la importancia que se le asigna en la distribución al abastecimiento de las necesidades de las actividades del Programa, pues también habrían otros sectores de la actividad económica del país que han de estar demandando energía eléctrica.

18.2 Petróleo: Es la fuente de energía más importante en cuanto al volumen necesitado por las actividades del Programa hasta antes de 1986 en que se supone entraría en el panorama nacional el gas de Camisea. Dado el conocimiento que se tiene sobre el nivel cada vez decreciente de las reservas ha de resultar difícil cumplir con todas las necesidades propuestas en el Programa lo cual, también se agrava por los reducidos esfuerzos realizados en el área de exploración para la incorporación de nuevas reservas.

Al interior de las actividades programadas en cada subsector son las correspondientes a la industria de Pulpa y Papel las que demandan alrededor del 65% del petróleo demandado seguido por la siderurgia (10%). En el extremo opuesto está la agroindustria (2.5%). Estas necesidades suponen un abastecimiento o una tasa que está por encima del record histórico de producción.

Para hacer frente a estas necesidades sería necesario disponer de un programa que por un lado asigne a las actividades propuestas prioridad en el abastecimiento o postular a una sustitución. Dadas las condiciones actuales de producción nacional la primera alternativa es la más viable en el corto plazo pues el proceso de sustitución significaría un tiempo prudencial para la adaptación del equipo y maquinaria al sustituto energético. También se puede pensar en replantear

las necesidades de consumo energético y el programa de actividades del subsector de Felpa y Papel ya sea demorando la fecha del inicio hasta que se asegure el abastecimiento de gas con origen en los depósitos de Camisea.

18.3 Carbón Dentro de los subsectores industriales seleccionados la Siderurgia y las Industrias Básicas son responsables del 100% del consumo de carbón que demandaría el programa en su totalidad siendo el primer subsector mencionado el más importante (65%) en cuanto a volumen.

Según la tendencia actual de la producción nacional habrían ciertos problemas para poder cubrir totalmente las necesidades programadas. La diferencia del país en el carbón que se produce y se necesita, las explotaciones existentes en el país se se logra resolver problemas de costo de explotación de costos.

Habría que por tanto, que se busquen en otros países los niveles de producción actuales para determinar el monto que tendría en el país. El costo de la relativamente adecuada para producir el carbón a constituir un sistema importante para enfrentar a necesidades que se desahucen en el país. Con el caso de tener el carbón que se necesita energéticos sería necesario tener que se debe tener con precios que permitan la explotación de cada uno de ellos.

18.4 Gas Natural En el caso de este recurso energético, actualmente su uso no está muy difundido en la actividad industrial pero las expectativas actuales en el Gas de Camisea apuntan a un cambio en el vector de consumo de energía para toda la economía nacional. Los estudios recientes de explotación señalan posibles niveles de producción que pueden hacer frente a las necesidades energéticas del país y según las previsiones de producción sería posible satisfacer las necesidades del programa. Sin embargo, toda esta posibilidad dependerá de que se inicien los trabajos necesarios para la disponibilidad en el tiempo necesario para que se pueda ser así se estaría distribuyendo y utilizando parte de las actividades productivas programadas dentro del programa sino para el resto de la economía nacional. hasta el momento no se han iniciado de poner en marcha las tareas técnicas a iniciar la explotación de este gas y la implicación para las actividades del programa sería un retraso que dependerá de cuando se inicien las operaciones.

d). Estudio de Casos

19. Se ha detectado diferentes opciones de ahorro de energía en las empresas visitadas. Estos ahorros están referidos a los diferentes combustibles (petróleo, gas natural, carbón) y electricidad. Adicionalmente, CENERGIA 1/ ha realizado algunas auditorías energéticas. Algunas empresas ya se encuentran involucradas en programas de ahorro de energía, mostrando altos grados de avance, mientras que en otras, sólo se recurre a solucionar los problemas de funcionamiento de las máquinas sin que interese la eficiencia de su operación.

20. Todo parece indicar que las empresas donde los costos de la energía son elevados o donde la energía alcanza una alta participación en la estructura de costos, son las que se encuentran liderando estos programas de ahorro energético. En empresas donde no se da esta situación, el ahorro del componente energético no se considera como asunto prioritario. Inclusive, muchos proyectos de inversión dirigidos al ahorro de energía no resultan económicos por la estructura imperante de precios relativos de los energéticos o por razones del proceso productivo. En otros casos, se prefiere utilizar el dinero que se destinaría a la inversión en energía como capital de trabajo para las operaciones de la empresa.

Si bien en aquellas empresas donde hay la voluntad de establecer ahorros energéticos, se puede lograr efectuarlos con una mínima inversión, también existen otras acciones que requieren de inversiones medianas y hasta grandes.

Al respecto, dada la antigüedad de las plantas, es comprensible el desperdicio de energéticos por diversos motivos (procesos antiguos, máquinas ineficientes y deterioradas, equipos y unidades dispersos, etc). En muchos casos, una renovación de planta es la alternativa más apropiada.

21. Lo anterior ha motivado que el personal técnico desarrolle sus propias soluciones de diferente manera: aumentando los niveles de producción (utilizando la misma cantidad de energéticos), rediseñando los procesos, etc. Pero estas acciones tienen un límite que es marcado por la situación económica de las empresas o por las demandas de otros procesos productivos consecutivos que hacen uso de los insumos de la etapa previa.

22. Un punto que es importante destacar es que se puede ser

eficiente en la generación del energético, pero no en el uso (o viceversa). Por ejemplo, se puede optimizar el proceso de refinación del petróleo, pero se emplea ineficientemente los combustibles. O, por otro lado, una fábrica puede usar vapor eficientemente, pero este vapor es generado por una planta de fuerza que opera en malas condiciones.

Ello nos indica que la utilización racional de la energía es un problema que involucra las diferentes etapas de los procesos productivos en los cuales interviene.

23. Se ha observado que los directivos del área técnica han detectado que una de las piezas claves para llevar adelante los programas de ahorro de energía es el factor humano. Se menciona que el apoyo del personal técnico y operarios es fundamental para detectar aquellas fugas y pérdidas de combustible o para el rediseño del proceso o subsistemas productivos. Ejemplo de ello es el programa de conservación de energía realizado por Centromin Fert, cuya campaña dirigida hacia los trabajadores incluye afiches, videos, charlas de capacitación, etc.

24. La automatización de ciertos sistemas de control de equipos permiten superar en algo el problema del personal que se dedica a la supervisión rutinaria de los equipos. Los sistemas automáticos mantienen (siempre y cuando estén bien calibrados) la operación de las máquinas en los puntos de mejor eficiencia, contribuyendo de esta forma al ahorro de energía.

25. Frente al ahorro de energía, se tiene la sustitución de fuentes energéticas. La sustitución del petróleo residual por carbón es lo comúnmente analizado. Este cambio depende de las condiciones en que se quema el petróleo y el uso que se dá al calor obtenido de la combustión. También se ha hecho estudios sobre el uso del gas natural como reemplazo del petróleo residual.

2/

En muchos casos los proyectos sobre utilización de carbón han dejado de ser rentables por la estructura de precios relativos imperante en la actualidad y por la inseguridad de contar con el carbón requerido en el tiempo y lugar deseado. Por su parte, el gas será empleado cuando se disponga de este producto en la cantidad pedida y en el lugar de consumo.

2/ El gas tiene la ventaja de lograr una llama más difusa que el petróleo y con gases de combustión más limpios.

26. Se estima que el ahorro energético (según los estudios de CENERGIA y los nuestros) oscilaría entre:

Petróleo residual # 6: 20 a 44%
Petróleo diesel # 2 : 14 a 25%
Electricidad : 5 a 25%

27. Se considera que existe una falta de disponibilidad de energía eléctrica por que las plantas no pueden hacer uso de su máxima capacidad instalada. Los motivos de esta falta pueden ser ocasionados por fenómenos externos a la red eléctrica (terrorismo) o por hechos internos (baja confiabilidad de los equipos o insuficiente capacidad instalada). Frente a lo anterior, ciertas empresas están tomando acciones para asegurar su suministro eléctrico y poder mantener sus operaciones. Estas acciones van desde las adquisiciones de grupos electrógenos. (en cuyo caso su consumo se orienta hacia los derivados del petróleo) hasta la integración dentro de sus operaciones de centrales hidroeléctricas propias.

Resumen

La puesta en marcha de las actividades productivas diseñadas dentro del Programa de Reestructuración Industrial va a significar, desde el punto de vista energético, disponer en los próximos años de cantidades significativas de productos energéticos tradicionales cuya producción de los últimos años viene registrando una tendencia decreciente lo cual haría difícil su suministro con base a fuentes nacionales. Esta situación tiene su origen en una serie de razones que se superponen lo que hace difícil relativizar su importancia. El distorsionado sistema de precios de energéticos, reducidos esfuerzos en los programas de inversión en exploración, política de subsidios implícitos, entre otros ha conducido al agotamiento paulatino de las reservas probadas y al uso ineficiente de los recursos.

Según las necesidades de productos energéticos para los primeros años del Programa será necesario disponer de petróleo, carbón y electricidad en cantidades que no guardan relación, principalmente del primero, con la tendencia actual que como se ha mencionado es decreciente. Con respecto al petróleo recién se ha iniciado esfuerzos de exploración que en el mejor de los casos se deben esperar resultados en los próximos dos o tres años. Para cumplir con los requerimientos de electricidad será necesario que se desarrollen los proyectos del Plan Maestro y lo mismo sucede en el caso del carbón. Es decir, cumplir con las necesidades energéticas del Programa significa poder realizar las tareas propuestas de ampliación de la capacidad energética en cada una de las fuentes tradicionales. Con el

gas las esperanzas están en la explotación de los depósitos de Camisea. Al igual que en los casos anteriores significa que para cumplir con las necesidades energéticas es necesario poner en marcha su explotación. De no disponerse de las cantidades previstas el calendario previsto para las actividades productivas tiene que ser modificado.

El problema de abastecimiento de las necesidades de los subsectores seleccionados se torna más dramático cuando se considera que el consumo de todo el sector industrial es, en importancia, el tercero a nivel de la actividad productiva nacional y que la economía viene atravesando un proceso de recesión que se agudizó en los últimos años. El significado de las anteriores apreciaciones es que de iniciarse un proceso de crecimiento económico la demanda por energéticos se ha de multiplicar en grado considerable que no podrá ser satisfecha con las disponibilidades presentes y el cumplir con el Programa va a depender de su importancia en la economía nacional y por la prioridad que se le asigne dentro del contexto general de la estrategia que se proponga. Las alternativas que se presentan a manera de recomendación son las siguientes:

- Un análisis en profundidad del sistema de precios a nivel del Gobierno que resulte en un sistema ordenado que refleje el costo de oportunidad de cada uno de los energéticos. De esta manera, el mecanismo de precios dará las luces suficientes para la aseguración de los reducidos recursos energéticos existentes y favorezca su posterior desarrollo.
- Emprender una tarea conducente al ahorro energético dentro de las nuevas líneas de producción propuestas dentro del Programa, es decir, iniciar la conservación energética dentro del contexto de las actividades productivas propuestas para luego extenderlas a nivel del resto de la industria y luego a nivel de toda la economía.
- Disminuir la intensidad de uso de productos energéticos, principalmente petróleo, en aquellas actividades que los necesiten en los próximos años o en todo caso posponer su inicio hasta que las condiciones productivas nacionales lo permitan.

I. INTRODUCCION

La energía juega un rol importante dentro del proceso de producción de toda actividad productiva y como tal, su disponibilidad es estratégica para llevar adelante cualquier programa de desarrollo nacional. En este sentido, su presencia en magnitud y calidad requerida es imperativa en el intento de reactivar cualquier sector productivo y se magnifica esta necesidad en el caso específico de la actividad industrial que se caracteriza por ser un insumidor importante de recursos energéticos comerciales. Esta importancia hace necesario conocer la magnitud que en términos de energía va a demandar el diseño del Programa de Reactivación Industrial y a la vez contrastar estas necesidades con las posibilidades de producción nacional con el fin de precisar la viabilidad de su abastecimiento o establecer los mecanismos e instrumentos para lograr el balance correspondiente.

El punto de partida del presente estudio lo constituye el análisis y evaluación de la situación energética del país en los últimos 15 años con el propósito de establecer un marco de referencia que sirva de base para examinar las posibilidades de abastecimiento nacional frente a las demandas que se han de generar con el Programa de Reestructuración. Para este desarrollo se ha considerado como aproximación analítica el contexto de mercado a través de sus instrumentos centrales de oferta y demanda que presentan características bastante particulares, pues se trata de productos que tienen su base en recursos energéticos de naturaleza no renovable. 1/

Por el lado de la oferta se consideran las reservas, exploración y disponibilidad, que determinan el contorno de la producción de energéticos. Se busca poner en claro que la disponibilidad de productos en oferta energética depende de los esfuerzos que en materia de inversión realiza el país y que el agotamiento continuo de reservas, sin un esfuerzo por incrementarlas con stock nuevos, hace difícil tener a disposición los respectivos productos energéticos para satisfacer las necesidades de la actividad productiva con fuentes nacionales. El otro instrumento de mercado es la demanda, al cual se aproxima en este estudio mediante el consumo histórico y su estructura. Se considera el manejo de administración de la demanda lo cual resulta en el grado de eficiencia con que se utiliza los diferentes recursos.

1/ La literatura económica respectiva reconoce la existencia de diferencias entre el tratamiento analítico del mercado de productos energéticos y aquel referido a productos y servicios industriales en general. Howe (1980) Labys (1982), Georges-Roegen (1982), entre otros.

energéticos y se plantea , en los casos estudiados, la posibilidad o viabilidad que ahorros energéticos tanto para hacer frente a la escasez relativa de corto plazo de los recursos como una alternativa de mejor uso como práctica general.

Para relacionar ambas partes del mercado se ha considerado la política energética del país a través del mecanismo de precios y la planificación. Los precios, especialmente en su dimensión relativa, son un elemento importante en las decisiones del usuario final y la planificación reúne las intenciones, prioridades e incentivos con que el gobierno trata de ordenar y dirigir el futuro de la situación energética del país. En ambos casos, el estudio presenta una exposición acerca de cuales han sido los logros, alcances y efectos que ha tenido la política energética con respecto a la situación de reservas, producción y consumo de los diferentes fuentes de energía y lo que se puede vislumbrar para el futuro cercano.

Los resultados que se logran derivar del análisis de la situación energética sustentan los argumentos centrales de esta parte del estudio:

- El centro de los problemas que encara el sector energético del país no tiene que ver con la dotación de recursos sino con las políticas gubernamentales que han jugado un rol restrictivo para el aprovechamiento del potencial energético.
- Para llevar adelante cualquier estrategia de desarrollo industrial (reestructuración) que apunte a un crecimiento y competitividad de esta actividad debe considerarse el abastecimiento energético como un factor estratégico para el objetivo previsto.
- Frente a las pocas posibilidades de incrementar la producción de energéticos en los próximos años es necesario dirigir los esfuerzos hacia la racionalización en el uso de la energía a través de un mejor manejo o administración de la demanda. Es necesario mejorar la eficiencia de los distintos recursos energéticos a través de la conservación o de la sustitución. La justificación de estos esfuerzos se encuentra en que mediante el uso eficiente de los limitados niveles de producción prevista para el corto plazo se puede reducir los costos de energía, los resultados son más rápidos y el incremento de la eficiencia en el uso de la energía es económicamente más atractivo que aumentar la oferta interna, especialmente en la situación de falta de capitales por la que atraviesa el país.

Teniendo en cuenta el marco de referencia que se deriva del análisis y evaluación de la situación energética del país, con el debido énfasis en el sector industrial y en los subsectores seleccionados, el estudio presenta los requerimientos energéticos que demanda la puesta en marcha del Programa de Reestructuración Industrial. Se parte de las actividades productivas planteadas en cada uno de los subsectores y se busca cuantificar a nivel global las necesidades energéticas con el fin de contrastarlas con las disponibilidades y posibilidades de abastecimientos dentro de los periodos de tiempo establecidos. Así mismo, en cada uno de los requerimientos por sector se busca señalar el grado de intensidad y por ende señalar los problemas que se visualizan a nivel de cada recurso energético teniendo en cuenta los prospectos de producción nacional. Además, se señala las posibilidades de sustitución sin entrar a una evaluación al detalle pues el tema escapa a los objetivos del estudio.

Por último, se ha seleccionado algunas empresas para llevar a cabo un análisis específico sobre la forma de consumo de los distintos recursos energéticos con el fin de presentar las posibilidades de ahorro energético y a la vez señalar la manera como se lleva a cabo el manejo o administración de dichos recursos.

En suma, con el presente estudio se ha buscado a partir de la situación energética del país y sus proyectos futuros de producción y consumo insertar el significado de los requerimientos que supone el Programa de Reestructuración Industrial, es decir, el impacto que sus necesidades va a ocasionar en el ámbito energético del país.

II. DISPONIBILIDAD Y REQUERIMIENTOS DE ENERGIA EN EL PERU.

En este capítulo se destacan los aspectos más relevantes del desarrollo energético en el Perú a través del período 1970-1988. Una caracterización de esta naturaleza base principalmente su contenido en el estado actual del conocimiento acerca de las reservas o potencial energético en sus dimensiones de corto, mediano y largo plazo, los niveles de producción alcanzados así como lo correspondiente al consumo y precios de los distintos productos energéticos durante el período considerado. Este esfuerzo constituye el marco de referencia donde ubicar el tema del presente estudio y ha de servir para apreciar los cambios que conlleva el proceso de reestructuración industrial en lo que concierne al sector energético nacional.

Se considera como disponibilidades energéticas a un vector de stocks (diferentes fuentes de energía) y a un vector de flujos (niveles de producción por fuente energética). En cuanto a requerimientos se hace mención al vector de consumo por fuente de energía y por tipo de consumidor, en función de las demandas que se originaron a través del período de estudio. Asimismo, se considera el respectivo vector de precios en términos del comportamiento observado a través del tiempo por cada uno de los productos energéticos.

2.1 Potencial energético: Análisis y evaluación de las reservas

El conocimiento acerca de las reservas o potencial energético del país constituye el punto de partida de cualquier intento para llevar a cabo un análisis y evaluación del sector energético nacional. La información sobre reservas corresponde a estimados que toman en cuenta la situación del momento en que se calculan los stocks de reservas, o sea, de las condiciones económicas y tecnológicas existentes. Lo anterior implica que la magnitud de las reservas es cambiante y que la información registrada puede modificarse a través del tiempo según varíen las condiciones mencionadas.

a. Petróleo

El Perú participa en forma poco significativa a nivel de las reservas mundiales, apenas llega a 0.1%, situación a la que llega recién en los últimos años de la década pasada debido a que las condiciones del mercado mundial (aumentos en el precio del petróleo) hizo económicamente rentables los yacimientos ubicados en la selva peruana

2/. En 1970, las reservas probadas totalizaron 174 millones de barriles de petróleo y para el año 1988 eran de 412 millones de barriles. En una primera aproximación, entre estos años se nota claramente un incremento del stock de reservas. (Cuadro 1 y Gráfico 1)

Sin embargo, las reservas probadas registraron oscilaciones bastante significativas durante el período que es necesario mencionar y constituye una ayuda para lograr una mejor caracterización del stock de reservas disponibles para su explotación. Estas reservas crecieron a una tasa promedio anual de 4.9% durante el período 1970-88 pero su tendencia fue decreciente, siendo más pronunciada durante los últimos años del período. Así, durante 1970-1975 se registra la tasa de crecimiento más alta del período (33.8%) lo cual coincide con los descubrimientos reservas en la selva peruana. Para 1985-1988 la tasa de crecimiento (1.4%) sigue siendo positiva pero su magnitud se reduce en forma significativa. A comienzos de la década actual las tasas son negativas acentuándose esta tendencia entre 1985-1988 (-10.0%).

Con el fin de encontrar una explicación al comportamiento decreciente de las reservas petroleras a continuación se presenta la evolución de la inversión efectuada durante el período por Petroperú y Contratistas. Paralelamente se menciona lo acontecido con la actividad sísmica y la cantidad de perforaciones realizadas por ambas entidades como una aproximación del reflejo de la actividad inversora. (ANEXO A)

En términos corrientes la inversión disminuyó drásticamente entre 1974 y 1988. Durante el primer año del período la inversión fue de US \$ 274 millones mientras que en 1988 fue de US \$ 95 millones. Esta tendencia decreciente se refleja en la actividad sísmica y en la actividad de perforación de pozos exploratorios y de desarrollo (Cuadro 2 y Gráfico 2).

Se pueden distinguir tres etapas más o menos bien definidas durante 1974-1988. La primera, que transcurre entre 1974 y 1977, que se caracteriza

2Y/ En el resto de la exposición sobre reservas de petróleo se menciona su clasificación de probadas (incluye desarrolladas y no desarrollada), a menos que se indique lo contrario para incluir las probables

Cuadro 1

Reservas de Petróleo Crudo

(Millones de barriles)

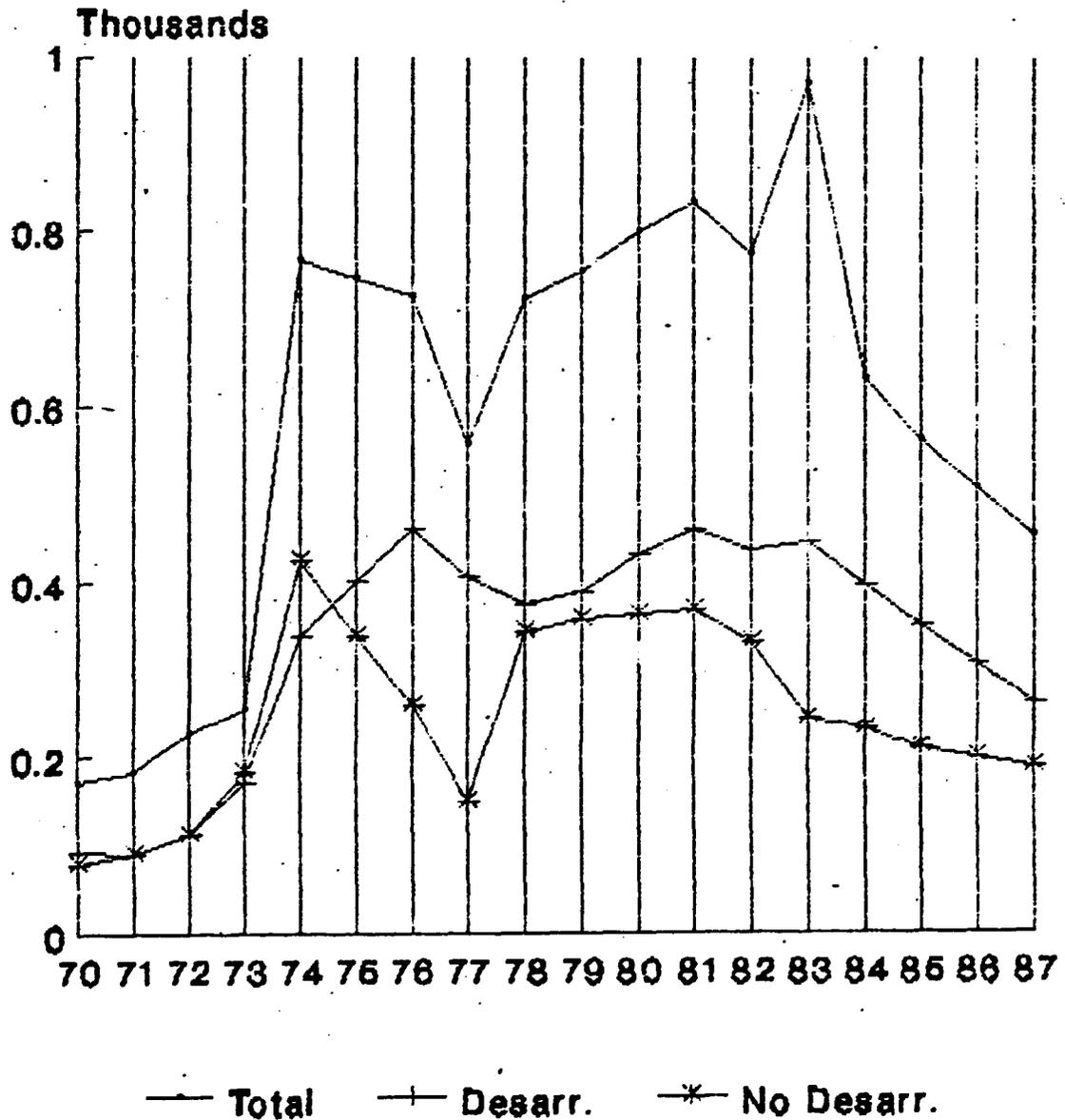
Años	Probadas			Probables
	Total	Desarro- lladas	No Desa- rolladas	
1970	173.9	95.3	78.6	59.5
1971	183.2	90.9	92.3	84.1
1972	229.7	114.7	115.0	142.8
1973	258.7	173.7	185.0	434.5
1974	768.0	342.5	425.5	291.2
1975	747.3	404.6	342.7	117.2
1976	727.6	464.0	263.6	170.9
1977	559.6	408.2	151.4	96.6
1978	726.6	379.7	346.9	56.2
1979	755.3	394.1	361.2	406.8
1980	801.3	433.8	367.5	449.6
1981	835.3	463.6	371.7	538.4
1982	775.1	439.3	335.8	543.9
1983	969.3	448.4	247.9	461.6
1984	636.2	401.7	234.5	366.7
1985	565.3	355.2	210.1	301.6
1986	511.9	315.0	196.9	297.6
1987	456.8	268.8	188.0	316.2
1988	411.9	237.8	174.1	352.6
Tasa de crecim. (*)				
1970-75	33.8			
1975-80	1.4			
1980-85	(6.7)			
1985-88	(10.1)			
1970-88	4.9			

(*) Tasa promedio anual

Fuente : Petroperú

Grafico 1

Reservas Probadas de Petroleo (Millones de barriles)



Cuadro 2

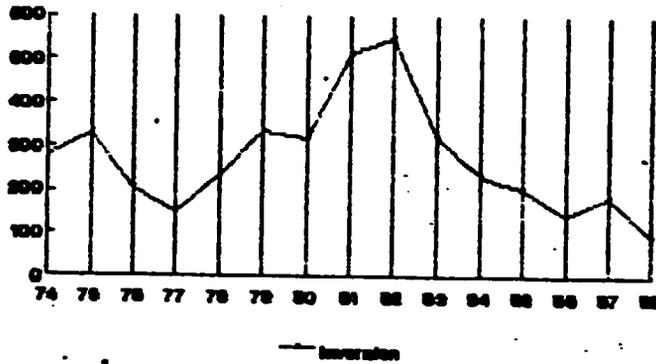
Inversión, Actividad Sísmica y Perforación de Pozos de PetroPerú y Contratistas, 1984-1988

Año	Inversión (millones US\$)	Actividad Sísmica (Kms)	Perforación Explora- torios	Desarro- llo
1974	273.8	30,906.0	34	115
1975	326.9	11,237.2	46	122
1976	204.3	2,227.2	32	124
1977	152.7	205.7	21	138
1978	235.4	191.9	21	136
1979	336.1	2,983.4	4	442
1980	316.3	907.9	13	416
1981	512.3	3,718.2	17	436
1982	550.1	13,184.9	16	330
1983	320.0	1,260.2	23	192
1984	232.1	1,167.7	31	152
1985	204.3	1,949.7	12	165
1986	141.3	123.0	10	137
1987	184.0	1,274.5	13	140
1988	85.2	930.9	8	109

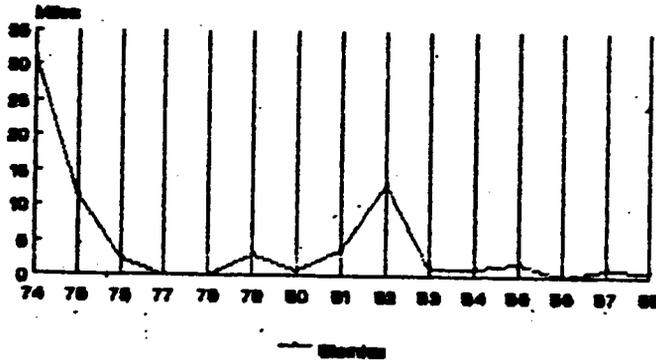
Fuente: Petroperú

Elaboración: Departamento de Investigación, ESAN.

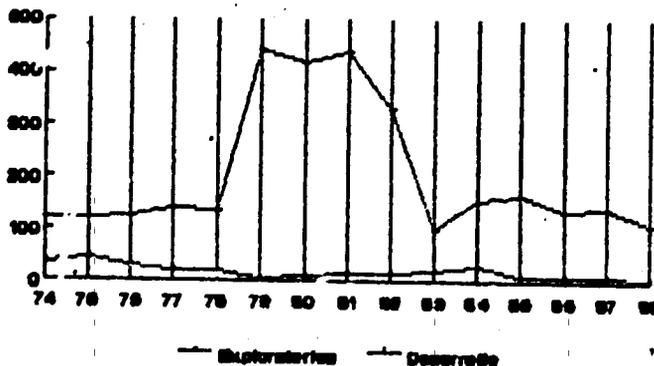
Inversion Petrolera: Petroperu y Contratistas (Millones US\$)



Actividad Sismica: Petroperu y Contratistas (Kms)



Perforacion de Pozos: Petroperu y Contratistas (No.de pozos)



por una disminución en la inversión que se relaciona con una contracción de la actividad sísmica y en la perforación de pozos exploratorios aunque se incrementa ligeramente la perforación de pozos de desarrollo. La segunda etapa corresponde a 1977-1982 durante la cual la inversión, la actividad sísmica y la perforación de pozos de desarrollo se incrementa, mientras que la perforación de pozos exploratorios sigue declinando. Hay dos características relevantes que es necesario señalar durante esta etapa. Una se refiere a que en el año 1982 se alcanza el punto más alto del nivel de inversión del periodo considerado y lo mismo sucede con el nivel alcanzado por la actividad sísmica y la perforación de pozos de desarrollo (1981). La otra característica se refiere al hecho, que puede inferirse, de que el grueso de la inversión tuvo como destino la perforación de pozos de desarrollo pues los niveles de actividad sísmica estuvieron muy por debajo de los alcanzados en los primeros años del periodo y como se mencionó la actividad de perforación de pozos exploratorios continuó el descenso que se inició en la primera etapa. La tercera etapa transcurre entre 1982 y 1988 y se caracteriza por una disminución acelerada de la inversión la cual está relacionada con la misma tendencia que siguen la actividad sísmica y la perforación de pozos en sus dos modalidades. En todos los casos, los niveles a que se llega en 1988 están por debajo de lo que se observó en los primeros años del periodo. Si se considera que para incrementar el stock de reservas petroleras es necesario utilizar los recursos financieros en tareas de exploración para descubrir fuentes nuevas y así compensar el uso que se hace de las existentes o conocidas, las observaciones anteriores muestran que la inversión fue dirigida en gran parte a la actividad de perforación de pozos de desarrollo disminuyendo así el ritmo de la actividad exploratoria (sísmica y pozos exploratorios) que constituye el esfuerzo principal para incorporar nuevas reservas a las existentes. Con lo primero se logró incrementar el flujo petrolero (producción) pero se hizo poco para aumentar las reservas. Habría que anotar que durante el periodo fueron los contratistas, en promedio, los responsables de la parte más significativa en el proceso de inversión petrolera aunque a partir de 1985 dicha participación empieza a disminuir en forma significativa en términos absolutos y relativos, lo mismo sucede con lo correspondiente a la actividad sísmica y a la perforación de pozos.

b. Gas

Sin considerar los últimos descubrimientos de depósitos de gas (camisea), en el Perú las reservas probadas de gas tienen su origen en los depósitos de petróleo, es decir, en su naturaleza de asociado alcanza casi la mitad de sus reservas. Parte importante de este gas se encuentra en los yacimientos del noroeste peruano y en la selva norte en menor proporción, y se utiliza como combustibles de los propios campos de explotación petrolífera o como factor de presión de los reservorios con procesos de recuperación.

Otras reservas conocidas de gas son de naturaleza no asociada cuyo conocimiento hasta hace poco tiempo, especialmente las de Equiva, que recientemente se ha iniciado su explotación, cuyo producto se utilizan en la generación de energía eléctrica y como combustible para sustituir al petróleo en la industria en el sector comercial y doméstico.

Sin embargo, recién en los últimos años la posición de reserva de gas del Perú ha mejorado a raíz de los descubrimientos efectuados de gas no asociado en el lote 48 en la selva (Camisea). Como referencia se puede decir que antes de este descubrimiento las reservas de gas llegaban aproximadamente a 0.70 billones de pies cúbicos y que los descubrimientos realizados en camisea significan alrededor de 16.6 billones de pies cúbicos conjuntamente con 970 millones de barriles de petróleo. Estas magnitudes son bastante significativas, lo cual lleva a considerar al gas como un recurso energético estratégico cuya explotación no de significar la posibilidad de asegurar el consumo futuro y de esta manera transponer la restricción que supone la disponibilidad de energía en el proceso de crecimiento además de poder incrementar las exportaciones con los excedentes.

c. Potencial Hidroenergético y Térmico

En el Perú la producción de electricidad tiene su origen en procesos que utilizan el potencial hidráulico y aquellos que usan como insumo principal algún hidrocarburo.

El potencial hidráulico teórico o bruto ha sido estimado en 125,000 Mw. y está distribuido geográficamente de la siguiente forma:

	%
Vertiente del Atlántico	84.5
Vertiente del Pacífico	14.6

TOTAL:	100.0

El potencial hidroeléctrico técnicamente aprovechable se estima en 75,685 Mw. que representa el 60% del potencial bruto y se encuentra concentrado en 79% en la primera vertiente y 21% en la segunda. Si en 1988 la capacidad instalada de origen hidráulico alcanzó los 2348.6 Mw y suponiendo que el consumo de electricidad crecerá a su tasa histórica, es posible avanzar la conclusión de que el Perú tiene suficiente potencial de recursos hídricos, técnicamente factibles, para hacer frente a la demanda por electricidad durante los próximos años. La amplitud del período está en función de que se vayan incorporando magnitudes adicionales del referido potencial.

Si la capacidad instalada hidroeléctrica de 1988 habría que agregar los 1697.9 Mw de origen térmico, dando un total de 4046.5 Mw, dando una participación relativa de la primera de 58%. A nivel del origen, y para ese año, el sector público fue responsable del 88.5% de la capacidad instalada hidroeléctrica y del 42.2% de la capacidad térmica. Las diferencias con respecto a la capacidad total del país, en cada caso, correspondió a los autoproducidos.

La participación relativa de la capacidad hidroeléctrica se incrementó ligeramente durante 1970-1988. De 55% en 1970 y se incrementó a 59% en 1988. En términos de crecimiento, la capacidad instalada total creció a una tasa promedio anual de 5% pero su tendencia fue decreciente. En la década anterior, del 70 esta capacidad crece a 6.5% anual y durante 1980-88 disminuye, pues su ritmo fue de 3.2% anual. (cuadro 3 y gráfico 3).

Cuadro 3

PERU: Evolucion de la Potencia Electrica Instalada, 1970-1988

(Mw)

Años	Sector Público		Autoprodutores			Totales			
	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total	Hidráulica	Térmica	Total
1970	581.1	181.5	862.6	241.5	573.0	814.5	922.6	754.5	1,677.1
1971	747.7	226.3	974.0	241.5	581.2	822.7	939.2	807.5	1,752.7
1972	810.9	264.7	1,075.6	245.9	609.5	854.4	1,056.8	873.2	1,930.0
1973	1,038.1	282.0	1,320.1	240.1	593.7	833.8	1,278.2	675.7	2,153.9
1974	1,149.3	281.9	1,431.2	239.5	594.9	834.4	1,368.8	976.8	2,345.6
1975	1,156.3	311.5	1,467.8	240.9	650.0	890.9	1,397.2	961.5	2,358.7
1976	1,156.0	339.0	1,495.0	249.8	771.0	1,020.8	1,405.8	1,110.0	2,515.8
1977	1,163.1	350.0	1,513.1	249.6	777.0	1,026.6	1,412.7	1,127.0	2,539.7
1978	1,156.2	342.1	1,508.3	250.5	819.4	1,069.9	1,403.7	1,161.5	2,570.2
1979	1,385.2	369.5	1,754.7	249.0	855.5	1,084.5	1,634.2	1,205.0	2,839.2
1980	1,613.1	410.1	2,023.2	254.5	862.5	1,117.0	1,657.6	1,272.6	2,930.2
1981	1,664.5	433.8	2,098.3	255.7	864.0	1,119.7	1,920.2	1,317.8	3,238.0
1982	1,664.5	568.7	2,233.2	257.6	956.5	1,144.1	1,922.1	1,455.2	3,377.3
1983	1,665.5	598.4	2,263.9	260.6	899.9	1,160.5	1,926.1	1,496.3	3,422.4
1984	1,737.8	602.4	2,340.2	260.6	901.7	1,162.3	1,992.4	1,504.1	3,506.5
1985	1,905.8	613.4	2,519.2	260.0	901.7	1,162.3	2,166.4	1,515.1	3,681.5
1986	1,940.9	674.8	2,615.7	269.9	980.0	1,249.9	2,210.8	1,654.6	3,865.4
1987	1,942.5	703.8	2,651.4	269.9	960.0	1,249.9	2,212.5	1,666.8	3,901.3
1988	2,073.7	717.1	2,795.8	269.9	960.0	1,250.7	2,346.3	1,697.9	4,044.2

Tasas de Crecim.

1970-88	6.4	7.9	6.7	0.6	3.0	2.4	5.3	4.6	5.0
1970-80	9.0	8.4	8.9	0.5	4.2	3.2	7.3	5.4	6.5
1960-88	3.2	7.2	4.1	0.7	1.6	1.4	2.9	3.7	3.2

Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Potencia Electrica Instalada, 1970-1988 (Mw)

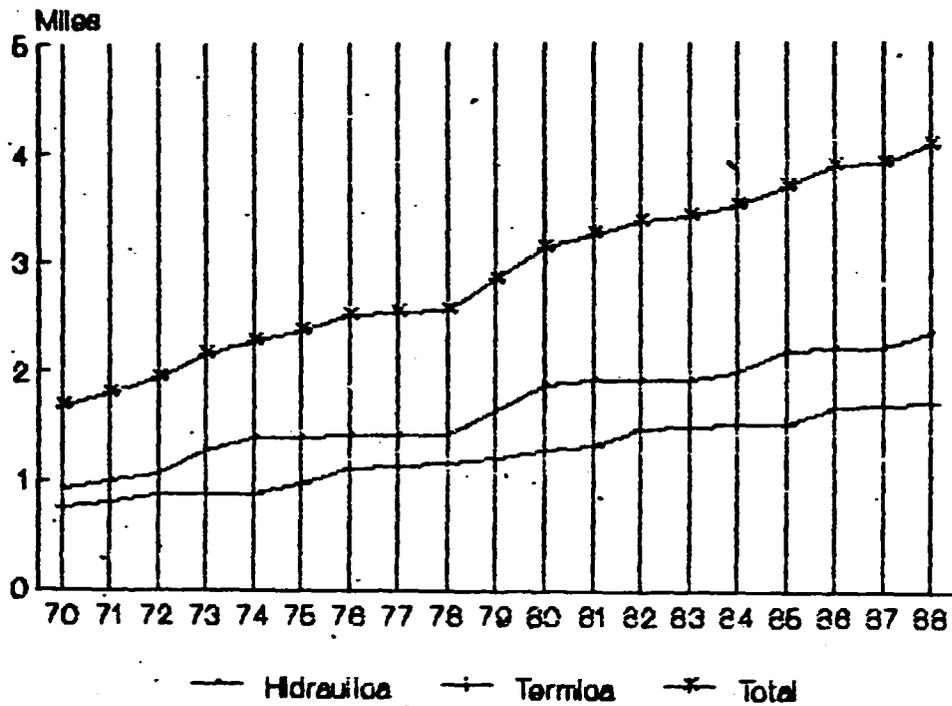


GRAFICO 3

Según la fuente, la capacidad instalada hidroeléctrica creció a 5.3% anual, tasa casi igual a la observada en el total y superior a la térmica. Esta tasa se debió al impulso de la década del 70 (7.3%) pues para 1980-88 el ritmo disminuyó (2.9%) por debajo del crecimiento observado en la capacidad térmica (3.7%). Por tanto, la caída en el crecimiento de la capacidad instalada total del país es resultado de la desaceleración en ambas fuentes, pero parte importante de este proceso, se debe a la caída observada en la capacidad hidroeléctrica.

En cuanto al origen de la capacidad instalada se pueden señalar las siguientes características:

- i. Si bien en 1970 la capacidad instalada relativa de los autoprodutores (48.5%) fue casi igual a la del servicio público, en 1988 las diferencias se agrandan, pues a los autoprodutores sólo les correspondió el 31% (gráfico 4).
- ii. La capacidad térmica está relativamente concentrada y es la más importante en el caso de los autoprodutores. Sin embargo, esta participación ha ido disminuyendo en el tiempo en favor del sector público. La capacidad térmica del sector público crece durante 1970-88 al punto de aproximarse a converger con la capacidad observada en los autoprodutores.
- iii. A nivel de crecimiento, el sector público experimentó una tasa de 6.7% anual situándolo por encima de lo observado a nivel del total durante 1970-1988; sin embargo, los autoprodutores mantuvieron un perfil muy bajo de crecimiento (2.4%).
- iv. Si bien la capacidad térmica es menor en términos absolutos a la correspondiente hidroeléctrica en el sector público, la velocidad de crecimiento de la capacidad térmica ha sido mayor durante 1980-1988, aumentando esta diferencia durante los últimos años del periodo.

En resumen, la capacidad instalada para producir energía eléctrica creció durante 1980-88, pero su tendencia ha sido decreciente, especialmente en la década pasada. Aparte de otros resultados, un hecho que vale la pena mencionar es que en la década pasada la velocidad de crecimiento de la capacidad térmica ha sido superior con respecto a la capacidad hidroeléctrica, invirtiéndose el sentido de la década del 70. Lo anterior implica

Capacidad Electrica Instalada: Sector Publico y Autoprodutores, 1970-88 (Mw)

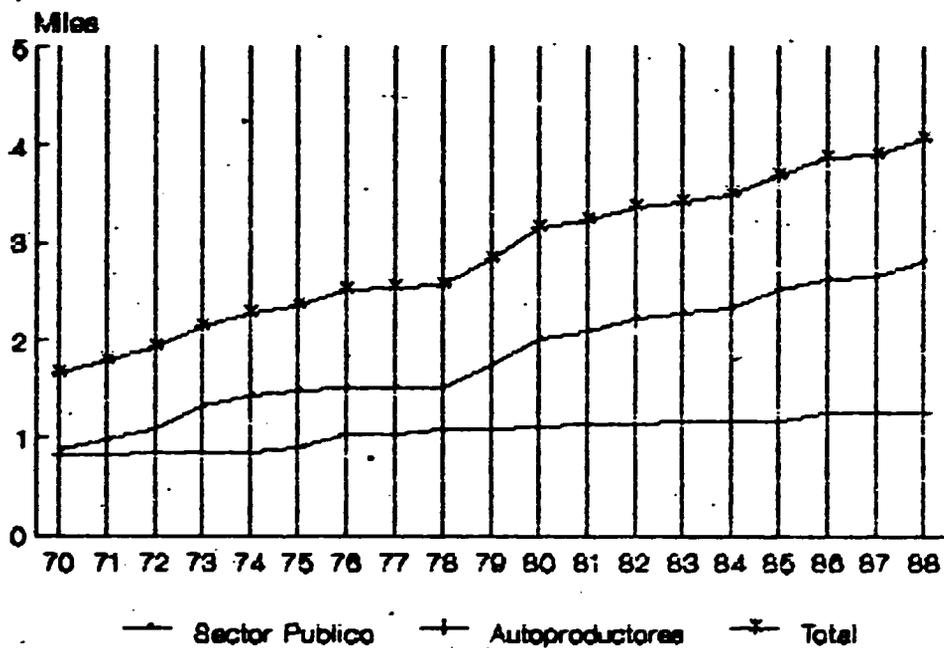


GRAFICO 4

una desaceleración en el uso del potencial hidráulico del país y un aumento del uso de recursos energéticos no renovables para la producción de electricidad.

d. Carbón

En el Perú existen diversos tipos de carbón, los cuales se determinan en función del porcentaje de carbón fijo, materia volátil, humedad y cenizas 3/. Todas estas condiciones determinan el nivel del poder calorífico de cada tipo de carbón.

Su existencia está localizada en varias zonas geográficas del país y las calidades son diversas (i.e. antracita, bituminoso, hulla y lignito) que ha llevado a considerar al país como "zona privilegiada en carbón" 4/. De las variedades mencionadas, la más abundante es la antracita y en menor escala el bituminoso, siendo el primero de mayor poder calorífico. Los carbones bituminosos son predominantes en los andes orientales y los lignitos en la selva 5/.

Una característica adicional de los carbones peruanos es su bajo contenido de azufre que confiere su calidad a nivel competitivo con el resto del mundo "el carbón peruano es uno de los de mejor calidad en el mundo por su bajo contenido de azufre. Así si se le compara con los carbones norteamericanos (Pennsylvania), encontrando que el porcentaje de azufre en el peruano es 0.5%, en tanto que en los norteamericanos es 2.5% y los europeos 3%" 6/.

Sin embargo, a pesar del conocimiento existente acerca de reservas apreciables de carbón, su explotación es poco significativa al comparar los esfuerzos que se hacen con su competidor tradicional como fuente energética: el petróleo.

-
- 3/ Centro de Investigación de la Producción Industrial (CIPI), Energía en el Perú: Carbón Mineral. Universidad de Lima. Facultad de Ingeniería Industrial, 1983.
 - 4/ Velásquez, Ana María. Carbón en el Perú: Situación actual y perspectivas. INP/GTZ, Octubre 1988.
 - 5/ CIPI. op. cit.
 - 6/ Evangelista Sánchez, Róger. "El Comercio", 21 de febrero de 1988.

Si bien es cierto que factores geológicos y geográficos, propios de la accidentada topografía del país, constituyen obstáculos para el proceso de explotación del carbón, también lo es el poco esfuerzo llevado a cabo para solucionar estos problemas. Lo anterior refleja en la falta de estudios con fines de explotación y por tanto, la información geológica acerca de la configuración carbonífera es reducida al punto que la magnitud de las reservas es fragmentada e irregular, aunque en los últimos años se han llevado a cabo intentos por ordenar y homogenizar dichas cifras.

Con el fin de presentar las magnitudes del potencial carbonífero del país se ha procedido a utilizar la información que sobre reservas de carbón contienen algunos estudios sobre el particular.

En el estudio JUNAC/GTZ 7/ se estima que el Perú tiene un potencial carbonífero de 1.100 millones de toneladas, las cuales se encuentran ubicadas en distintas zonas del país lo que determina la existencia de diferentes tipos de carbón y por lo tanto usos y costos diferenciados.

A nivel oficial 8/, los estimados sobre reservas casi coinciden (914.000 TM) con aquellos del estudio anteriormente mencionado lo cual determina que una cifra aproximada sobre el potencial carbonífero del país estaría alrededor de los 1.000 millones de TM. También es coincidente, en ambos estudios, la predominancia del carbon antracita. Según la información del Ministerio de Energía y Minas, las reservas de carbón del Perú tienen una estructura y magnitud según el cuadro siguiente:

7/ JUNAC/GTZ. La Minería del Carbón. Posibilidades de utilización del carbón en la industria. Marzo 1988.

8/ Ministerio de Energía y Minas. Balance Nacional de Energía 1970-1984.

RESERVAS POTENCIALES DE CARBÓN

(miles de TM)

	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTAL
Lignito	--	1000	100,000	101,000
Bituminoso y sub-bitumin.	2421	11050	122,100	135,571
Antracita	27184.7	63513.8	587050	677748.5
T O T A L	29605.7	75563.8	809150	914,319.5

Fuente: MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Las cifras anteriores corresponden a un registro de 32 depósitos carboníferos conocidos a la fecha de dicho estudio y se encuentran ubicados en distintas zonas del país 9/. Como se puede apreciar, el grado de certeza está inversamente relacionado con el volumen de potencial carbonífero del país. Solo un 3.2% del potencial carbonífero está bajo la denominación de reservas probadas indicando la necesidad de realizar esfuerzos conducentes a mejorar el conocimiento acerca de las posibilidades de explotación del potencial nacional. Cualquier intento por aprovechar este potencial ha de significar inversiones en estudios de exploración para mejorar la certeza de su ocurrencia y así incrementar el conocimiento sobre reservas apropiadas para iniciar un proceso de explotación.

Además, estudios que verifiquen y ubiquen la existencia de depósitos así como su calidad serían de gran ayuda en la elección de la tecnología apropiada para su explotación; así como para la planificación de la satisfacción de las necesidades energéticas del país.

A pesar del volumen poco significativo de las reservas probadas con respecto al potencial total del país, éstas se magnifican cuando se considera los volúmenes actuales de extracción. En un estudio revisado se señala 10/ que estas reservas probadas estarían alrededor de 35.4 millones de toneladas (1987) y que dado el nivel actual de extracción anual, 123 mil toneladas, se contaría con estas reservas por 276 años. En realidad estos estimados revelan el reducido nivel de explotación y uso de un recurso energético de

9/ Al final de esta sección se ilustra la ubicación y magnitud de reservas de estos depósitos.

10/ Velásquez, Ana María. op. cit.

relativa abundancia, que como se verá más adelante, participa en forma poco significativa en el vector de consumo energético del país.

Para ubicar la distribución geográfica de la ocurrencia carbonífera en el país, a continuación se desarrolló un resumen a nivel regional de las reservas y cantidades de carbón existentes en el país (Anexo B). Esta presentación constituye una información relevante para ubicar los futuros centros de producción y por ende la factibilidad de abastecimiento de centros de consumo actuales o para planificar la ubicación de nuevos demandantes.

e. Otras Fuentes:

Un resultado importante del incremento de las reservas de hidrocarburos de la década del 70 fue la reconsideración hecha por la comunidad mundial de la necesidad de aprovechar otras fuentes de energía para transponer el carácter restrictivo de las plantas tradicionales no renovables. Así como los países comienzan a dirigir sus esfuerzos para desarrollar fuentes alternativas de energía y se planean los desarrollos energéticos considerando al uso más intensivo de fuentes renovables. Se tienen en cuenta como alternativas, la radiación solar, energía geotérmica, energía eólica, la biomasa en general, energía nuclear, entre otras. Para los propósitos de la presentación del potencial energético del país algunas de ellas serán desarrolladas a continuación dejando en claro que su conocimiento a nivel del país es bastante limitado y este esfuerzo de exposición se basa en algunos estudios realizados para la realidad del país.

En el Perú, la implementación de las técnicas para la generación de energía a partir del sol se desarrolla muy lentamente y cualquier intento por desarrollar este sistema de manera más uniforme, se ve restringido por la falta de información existente. Si bien se manifiesta ya una preocupación e interés por ampliar esta actividad en el Perú y a pesar de la falta de información, se tienen algunos datos que, aunque son pocos, dan una idea de las posibilidades solares del Perú.

Es así que, en una publicación del Department of Energy (DOE), con el apoyo del Ministerio de Energía y Minas emitido en agosto de 1979, encontramos estimados preliminares sobre el recurso energía solar basados en la información recogida por el SENAMHI. Esta información sin embargo, es considerada, además de

pobre, una inadecuada descripción. Se considera que para algunas áreas como las regiones del Este y Centronorte, los datos de duración de brillo solar no están adecuadamente representados para cada estación del año. Es necesario por lo tanto, mayor trabajo de campo para la recolección de datos y su posterior análisis. La información sobre brillo solar debe ser convertida en unidades energéticas y esta conversión es como resultado una información solo aproximada y no considera, por la falta de conocimiento, las distintas intensidades y condiciones de radiación solar ni el posible diseño del colector solar que es un factor importante para la captación de radiación solar.

Además, la información del SENAMHI no describe las variaciones de radiación solar que se espera se den día a día o año a año. Estas variaciones, según explica DOE, pueden cambiar fácilmente de un día para otro y un día cualquiera del mes puede variar de 10 a 30% del siguiente año. Sin embargo, cuando se trata de totales anuales, estos difícilmente variarían en más de 10%. El factor de conversión de brillo solar en unidades energéticas asumido por el DOE para una superficie expuesta en forma normal a los rayos solares es de 900 W/m². Esto equivale a 0.9 kWh /m².

Dadas estas aclaraciones, con las mediciones sobre brillo solar efectuadas por el SENAMHI en 78 estaciones a lo largo del Perú, el DOE ha hecho una selección y presenta un resumen para 14 lugares (Cuadro 4).

Una publicación de diciembre de 1980 del Ministerio de Energía y Minas, resume la situación energética de fuente solar como bastante buena para la Sierra donde, en promedio, las horas de sol son a veces superiores a las 8 h/día/año, esto porque el Perú al encontrarse en la zona tórrida próxima a la línea ecuatorial tiene una energía radiante media que se sitúa en el orden de los 100 a 800 kJ/cm²/año.

La región de la Selva se ubica en segundo orden y las áreas más pobres en recursos, solares se encuentran situadas en la costa, debido a la brusca caída de disponibilidad solar en los meses de invierno, fruto de una nubosidad y garúas persistentes.

En el Perú, estudios acerca de las posibilidades eólicas son aún insuficientes pues las mediciones además de ser escasas se limitan a medidas de velocidad y dirección por 3 veces al día: a las 7:00, 13:00 y 19:00 horas y a alturas sobre el suelo no especificadas.

Cuadro 4

HORAS DE BRILLO SOLAR EN ALGUNAS AREAS SELECCIONADAS

DEL PERU

Localidad	Otoño	Invierno	Primavera	Verano	Promedio horas diarias	Promedio anual de incidencia de energía solar*
Abancay	5.5	6.9	6.3	4.4	5.8	18.6
Cajamarca	4.6	6.0	5.2	4.7	5.1	16.3
Chachapoyas	7.1	7.6	7.5	6.9	7.3	23.6
Huancabamba	3.9	4.5	4.5	4.0	4.3	13.8
Huanuco	5.6	7.2	5.8	4.6	5.8	18.6
Huancayo	6.9	5.1	6.5	6.8	6.4	20.3
Ica	7.6	6.5	8.0	7.1	7.3	23.6
Lastayague	6.9	5.5	6.5	7.1	6.5	21.0
Moquegua	8.9	9.5	10.3	7.9	9.2	29.6
Negritos (Tarma)	7.5	7.1	7.0	7.2	7.4	24.1
Piura	7.5	6.8	7.8	7.1	7.3	23.6
Fuente Chibote	5.8	3.1	5.6	6.8	5.3	17.3
Puno	8.0	9.4	8.7	6.5	8.2	26.4
Trujillo	5.1	3.4	4.4	5.6	4.6	15.1

* Una hora de brillo solar = 0.9 kWh/m² de incidencias de radiación sobre una superficie normal.

Fuente: SENAMHI = 3.2 X 10⁶ JOULES/M².

Sin embargo, estas cifras proporcionadas por el SENAMHI a pesar de sus limitaciones, permiten hacer algunas afirmaciones preliminares.

Buenos recursos eólicos encontramos en Ocoña y Punta de Coles (Cuadro 5), con un promedio anual de hasta 5.4 m/s. En general, vientos con cierta regularidad y permanencia adecuada, potencia que puede ser hasta comparable a la potencia por m² que puede aprovecharse del sol, se sitúan principalmente en las zonas costeras del norte que son barridas por los vientos provenientes del sur. Otras zonas de la costa y algunas de la Sierra también poseen buenos recursos eólicos tanto así que el ITINTEC ha financiado en Piura y Arequipa estudios sobre los recursos eólicos (velocidad horaria del viento y variación diaria aproximada) y seleccionado según sus estudios, los lugares más adecuados para la instalación de molinos de viento para bombeo de agua. Además, tienen proyectado efectuar similares estudios en Funo.

Quadro 5

Velocidad Promedio Anual del Viento

ESTACION	LAT.	LONG.	M/S
Zungacocha	3.8	73.3	1.0
Tumbes	3.6	80.5	2.0
Cruzeta	4.9	80.3	3.7
Bayobar	5.8	81.0	2.4
Rioja	6.0	77.2	0.39
Juancita	6.0	74.9	1.0
Olmos	6.0	79.8	3.2
Otuzco	7.9	78.6	1.5
Tournovista	8.9	74.7	0.0
Tayabamba	8.3	77.3	3.5
Pampa Whaley	10.9	75.3	0.44
Lampas Alto	11.0	77.2	3.4
Inopari	11.0	69.6	1.2
Quillabamba	12.9	72.7	3.5
Raña	12.0	76.8	2.2
Accnococho	13.2	75.1	2.5
Sicuani	14.3	71.2	3.1
Puno	15.9	70.0	2.8
Acari	15.4	74.6	2.7
Ocoña	16.4	73.1	5.2
Punta de Coles	17.7	71.4	5.6

Fuente: SENAMHI

Buenos recursos eólicos encontramos en Ocoña y Punta de Coles, con un promedio anual de hasta 5.4 m/s. En general, vientos con cierta regularidad y permanencia adecuada, potencia que puede ser hasta comparable a la potencia por m² que puede aprovecharse del sol.

Los datos sobre energía geotérmica en el Perú son aún insuficientes como para estimar el tamaño de los recursos potenciales. Sin embargo, considerando que los Andes ocupan una gran área del Perú, es bien probable que los recursos geotérmicos sean grandes comparados con el promedio mundial. Un estimado se presenta a continuación:

RESERVAS GEOTERMICAS ESTIMADAS

Características Geológicas	Reservas Inferidas	Económicas	(MW) Especulativas
Sobre 180 C	100		2,000
Bajo 180 C	300		6,000

Fuente: Banco Mundial

Nota: Las reservas inferidas se basan en el conocimiento de las características geológicas de los depósitos para los cuales hay pocas muestras. Las reservas especulativas se refieren a los recursos no descubiertos que podrían estar presentes.

El reciente estudio realizado con la cooperación técnica y económica de OLADE, se hizo un reconocimiento geotérmico en una área de 100,000 kilómetros cuadrados, que se extiende entre los Departamentos de Arequipa, Moquegua y Tacna, informando que existen condiciones geológicas favorables para el desarrollo geotérmico.

ANEXO A

Inversiones Efectuadas por Petroperú y Contratistas

1974 - 1988

(millones de dólares)

	Petroperú	(%)	Contratistas	(%)	Total	(%)
1974	58.7	(21.4)	215.1	(78.6)	273.8	(100.0)
1975	104.7	(32.0)	222.2	(68.0)	326.9	(100.0)
1976	120.9	(59.2)	83.4	(40.8)	204.3	(100.0)
1977	60.4	(39.6)	92.3	(60.4)	152.7	(100.0)
1978	41.1	(17.5)	194.3	(82.5)	235.4	(100.0)
1979	29.6	(8.8)	306.5	(91.2)	336.1	(100.0)
1980	44.8	(14.2)	271.5	(85.8)	316.3	(100.0)
1981	105.4	(20.6)	406.9	(79.4)	512.3	(100.0)
1982	159.9	(29.1)	390.2	(70.9)	550.1	(100.0)
1983	108.4	(33.9)	211.6	(66.1)	320.0	(100.0)
1984	114.5	(49.3)	117.6	(50.7)	232.1	(100.0)
1985	75.8	(37.1)	128.5	(62.9)	204.3	(100.0)
1986	87.8	(62.1)	53.5	(37.9)	141.3	(100.0)
1987	110.6	(60.1)	73.4	(39.9)	184.0	(100.0)
1988	70.9	(74.5)	24.3	(25.5)	95.2	(100.0)

Continuación....

Actividad Sísmica de Petroperú y Contratistas, 1974 - 1988

(Kus)

	Petroperú	(%)	Contratistas	(%)	Total	(%)
1974	8293.9	(26.8)	22,612.1	(73.2)	30906.0	(100.0)
1975	4479.2	(39.9)	6,758.0	(60.1)	11237.2	(100.0)
1976	2058.2	(92.4)	169.0	(7.6)	2227.2	(100.0)
1977	--	(0.0)	205.7	(100.7)	205.7	(100.0)
1978	35.8	(18.7)	156.1	(81.3)	191.9	(100.0)
1979	165.1	(5.5)	2818.5	(94.5)	2983.4	(100.0)
1980	861.9	(94.9)	46.0	(5.1)	907.9	(100.0)
1981	1616.3	(43.5)	2101.9	(56.5)	3718.2	(100.0)
1982	8275.4	(62.8)	4909.5	(37.2)	13184.9	(100.0)
1983	892.5	(70.8)	367.7	(29.2)	1260.2	(100.0)
1984	716.5	(61.3)	451.2	(38.7)	1167.7	(100.0)
1985	--		1949.7	(100.0)	1949.7	(100.0)
1986	--		123.0	(100.0)	123.0	(100.0)
1987	--		1274.5	(100.0)	1274.5	(100.0)
1988	--		980.9	(100.0)	980.9	(100.0)

Continuación...

Perforación de Pozos Exploratorios y Desarrollo
por Petroperú y Contratistas

	Exploratorios			Desarrollo		
	Petro- perú	Contra- tistas	Total	Petro- perú	Contra- tistas	Total
1974	15	19	34	74	44	118
1975	13	33	46	89	33	122
1976	17	13	30	79	45	124
1977	15	6	21	85	53	138
1978	14	7	21	69	37	106
1979	3	1	4	64	376	440
1980	7	6	13	63	353	416
1981	7	10	17	95	341	436
1982	6	10	16	105	225	330
1983	4	19	23	48	54	102
1984	5	26	31	104	52	156
1985	4	8	12	113	52	165
1986	7	3	10	135	2	137
1987	6	7	13	138	2	140
1988	6	2	8	105	4	109

MEN 2

Reservas por departamentos y provincias 1973

Departamento Vaciamiento	Tipo	Reservas M. Toneladas	Reservas M. Toneladas	Reservas M. Toneladas	Total
Vaciamiento de Uvón- Ubicado en la provincia de Cajatambo					
Sacucoccha	Sub-bituminoso	---	---	1.800	1.800
Faocaquiz	Bituminoso	---	10.000	24.000	34.000
Cochaquillo	Antracita	---	---	29.250	29.250
Total		---	10.000	35.050	45.050

«Clase de Carbón que predomina: Bituminoso y Sub-bituminoso.

Vaciamiento de Sazuna- Ubicado en la región de Uvón, provincia de Cajatambo.

Sazuna	Antracita	---	26.000	22.000	48.000
Aparacur		---	---	4.000	4.000
Total		---	26.000	26.000	52.000

«Clase de Carbón que predomina: Antracita.

Total Reservas de Uvón --- **26.000** **35.050** **100.000**

Peru

Vaciamiento del Santa- está formado por diversas minas:

- Mina Centenario y Viscaya- ubicada en la provincia de Pallas, departamento de Ancash.
- Mina Mis Sueños / San Jerónimo - ubicada en el distrito de Tarma, Provincia de Pallasca, departamento de Ancash.
- Mina Lord- ubicada en Paraje La Llave, distrito de Santa Rosa, provincia de Pallasca, departamento de Ancash.
- Mina Fuerza- ubicada en el distrito de Caraz, Provincia de Huánuco, departamento de Ancash.

Vaciamiento Tarica - Sibus - Conchucos- los dos primeros están ubicados en el distrito de Sibus / Sibos, provincia de Sibus y el tercero en el distrito de Conchucos, Provincia de Pallasca.

Vaciamiento San Marcos - Huallanca - el primero ubicado en el distrito de San Marcos - Uta, de Huancayo, Provincia de Huancayo y el segundo está en el distrito de Huallanca, provincia de Huancayo, departamento de Huancayo.

 Nota: Esta información ha sido recogida en base a:
 - INCIENSA, Encuesta del Carbón - Censo 1977-1978
 - MEF, Balance Nacional de Energía 1977-1984

Continuación

Departamento/ Yacimiento	Tipo	R. Probadas	R. Probables	S. Posibles	Total
Santa					
La Galgada	Antracita	890	---	4,000	4,890
Ancos	"	600	---	20,000	20,600
La Lineña	"	500	---	21,000	21,500
San Carlos	Semi-Antracita	---	4	2,000	2,004
Icenaventura	Antracita	18	15	15,300	15,333
Tarica	"	---	---	27,000	27,000
Sihuas	"	---	---	27,000	27,000
Conchucos	"	---	---	25,000	25,000
San Marcos	"	---	---	25,000	25,000
Puallanca	"	40	3,000	25,000	28,040
Govilarisquizga	Sub-bituminoso	1,521	900	20,000	22,421
Pillab	"	12	---	2,000	2,012
Yanahuana	Semi-antracita	4	20	500	524
Guishuarcancha	Sub-bituminoso	26	15	2,000	2,041
Total		3,525	3,975	211,500	219,025

*Esta zona es fundamentalmente productora de carbón antracita.

La Libertad

Yacimiento Alto Chicana-

Mina Victoria- Julio Cesar- 3 amigos- ubicada en Alto Chicana, distrito de Quiruvilca, Provincia de Santiago de Chuco, departamento de La Libertad.

Alto Chicana	Antracita	25,222.7 (120,000.0)	34,476.6	211,000	270,701.3 (550,000.0)
--------------	-----------	---------------------------	----------	---------	----------------------------

* Las cifras entre paréntesis indican el número de reservas que pueden existir en la zona, y ser disponibles en corto plazo, teniendo en consideración la inversión que hay que hacer.

Junín

- Mina Jatunhuasi- ubicada en el distrito Mito, Provincia de Concepción, departamento de Junín.

Celica- Negro bueno	Sub-bituminoso	792	---	20,000	20,792
Cachays	"	165	135	20,000	20,300
Aelia	"	---	---	1,500	1,500
Zepellin	"	---	---	300	300
Total		957	135	41,800	42,892

Continuación

Departamento/ Yacimiento	Tipo	R. Probadas	R. Probables	R. Posibles	Total
-----------------------------	------	-------------	--------------	-------------	-------

Cajamarca

Yacimiento Yanacancha- ubicado en la hacienda Yanacancha, distrito La Encarnada, Provincia y Departamento de Cajamarca.

Yanacancha	Antracita	---	---	<u>76,000</u>	<u>76,000</u>
------------	-----------	-----	-----	---------------	---------------

Yacimiento Pitipata- ubicado en el distrito de Hualgayoc, provincia de Hualgayoc, departamento de Cajamarca.

Pitipata	Antracita	---	---	<u>58,000</u>	<u>58,000</u>
----------	-----------	-----	-----	---------------	---------------

Yacimiento Cupisnique- ubicación en el distrito de Trinidad, Provincia de Contuzza, departamento de Cajamarca.

Cupisnique	Antracita	---	---	<u>24,000</u>	<u>24,000</u>
------------	-----------	-----	-----	---------------	---------------

Moquegua

Yacimiento Carunas- ubicado en el distrito de Carunas, provincia Mariscal Nieto, departamento de Moquegua

Carunas	Semi-Antracita	---	---	<u>3,000</u>	<u>3,000</u>
---------	----------------	-----	-----	--------------	--------------

Tumbes

Yacimiento Tumbes- ubicado en el distrito de Zorrillos y Casitas, provincia de Contralmirante Villar, en el distrito de Tumbes, Provincia de Tumbes.

Tumbes	Lignito	---	<u>1,000</u>	<u>107,000</u>	<u>108,000</u>
--------	---------	-----	--------------	----------------	----------------

Cuadro A

Gas Natural In-Situ

(billones de p3 standar-pcs)

Formación	San Martin	Cashiriari	Total
Vivian	-	3.4	3.4
Chonta	-	2.4	2.4
Agua Caliente	2.9	5.0	7.9
Cushabatay-Ene	1.5	1.4	2.9
Total	4.4	12.2	16.6

Fuente: Petroperú. "Proyecto Integral de Desarrollo del Gas de Camisea", Diciembre 1988.

Cuadro B

Reservas de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN)

	In-Situ	Recupe- rables	Probadas	Probables	Factor Recuperac. (%)
GN (pcs x 1012)					
San Martin	4.4	2.8	1.6	1.2	65
Cashiriari	12.2	8.0	4.8	3.2	65
<u>Total</u>	<u>16.6</u>	<u>10.8</u>	<u>6.4</u>	<u>4.4</u>	<u>65</u>
LGN (mbls)					
San Martin	332	230	140	110	69
Cashiriari	744	495	265	210	66.5
<u>Total(*)</u>	<u>1.076</u>	<u>725</u>	<u>405</u>	<u>320</u>	<u>67.4</u>

(*) Volumen referencial.

Fuente: Petroperú. "Proyecto Integral de Desarrollo del Gas de Camisea", Diciembre 1988.

3. Acuerdo de Bases para el contrato de explotación

El 10 de marzo de 1988 se firmó un Acuerdo de Bases entre la Shell y la empresa estatal Petroperú 2/, para la exploración y desarrollo y explotación del gas natural e hidrocarburos líquidos descubiertos o por descubrir en el área de contrato que abarca 1 millón de hectáreas tomadas del área de los lotes 38 y 42 3/. El Acuerdo de Bases es el primer paso para la elaboración del contrato respectivo, el cual sería de servicios por la extracción, procesamiento y transporte del gas natural y condensados a cambio de una tarifa por cada mil millones de BTU 4/ de gas y por cada barril de condensado que entregue, respectivamente.

4. Inversiones

El proyecto de aprovechamiento, según estimaciones oficiales sería completado en tres años al costo

2/ El artículo 118 de la Constitución Política del Perú señala que todos los recursos naturales renovables y no renovables son patrimonio de la Nación. En tal sentido la empresa estatal Petroperú representa al Estado peruano en la negociación que se lleva a cabo con la Shell.

3/ Según el Acuerdo de Bases, la actividad de exploración a cargo de la Shell durará un máximo de 6 años y la de explotación un máximo de 40 años. En caso de que hubieran nuevos descubrimientos antes de que termine el contrato suscrito, ambos periodos no podrán exceder de 30 años.

4/ British Thermal Unit.

Cuadro C

Estructura de la Inversión requerida para el Proyecto

Base de Camisea

Costo	Inicial	Adicional	Inicial a cargo de	
	(MILES 1988)	(MILES 1988)	Shell (%)	Petroperu (%)
<u>Infraestructura de campo (Cuzco 6/)</u>	<u>455</u>	<u>35</u>	100	-
- Perforación de pozos gasíferos.	162	35		
- Sistemas de recolección y medición del gas producido y reinyectado.	41	-		
- Construcción de la Planta de procesamiento de gas 7/.	170	-		
- Instalación de planta de compresores 8/.	82	-		
<u>Gasoducto y Poliducto</u>		<u>492</u>	<u>100</u>	-
- Camisea-La Oroya-Lima	632	268		
- Camisea-Cuzco	60	-		
- Ramal Costa Norte	-	100		
- Ramal Costa Sur	-	120		
<u>Planta de fraccionamiento</u>		<u>169</u>		
- Sobre la Costa	149	-	25 (opción)	75
- En Cuzco.	20	-		
<u>Redes de distribución del gas (Lima).</u>		<u>22</u>		
			25 (opción)	75
Total	1,338	523		

Fuente: Proyecto Integral de Desarrollo del Gas de Camisea. Petroperu, Diciembre 1988.

6/ Se estima que Cuzco recibirá más de 1,000 millones de dólares durante la vida del proyecto y más de 30 millones de dólares en el primer año, que corresponderán a una parte del valor de la producción, según lo acordado por la ley, a partir de que se inicie la producción de líquidos de gas natural y la entrega de gas seco al gasoducto.

7/ La que permitirá separar inicialmente los líquidos presentes en el gas natural (condensados), del gas seco.

8/ Cuya finalidad sería la de reinyectar el gas seco sobrante en los citados reservorios (San Martín y Cashiriari).

Finalmente, Lima concentra el 30% de la población del país, el 45% del parque automotor y el 70% de la industria a nivel nacional, y en este sentido el Proyecto Base que constituye la primera etapa del proyecto integral tendrá asegurada su rentabilidad. Posteriormente será factible ejecutar las demás obras proyectadas, entre las que se pueden mencionar el Proyecto Especial Cuzco y la generación de energía eléctrica para la zona centro (Mantaro, Tarma, Cerro de Pasco, Huánuco), norte (Lima, Chimbote, Trujillo) y sur chico (Pizco, Narcona)(ver Anexo 2).

Todas estas razones en conjunto harían antieconómico construir una central termoeléctrica en la zona de descubrimiento (Camisea).

6. El gas natural y los productos comerciales derivados

De realizarse este Proyecto se espera que en el año 2000, el gas como sustituto de las principales fuentes de energía primaria, haría disminuir el uso de los productos derivados del petróleo a 50% y de los recursos energéticos no comerciales a 24%. La generación de electricidad a través de centrales térmicas producirá para entonces 1/3 de la generación eléctrica total del país. En cuanto al sector doméstico cabe esperar un notable efecto sustitución de gas licuado de petróleo por kerosene.

La producción diaria de Camisea (San Martín y Cashiriari) inicialmente será de 100 millones de pies³/día, incrementándose conforme la demanda crezca.

Se estima que dicha producción para el año 2000 será de 200 millones de pies³/día y supere los 400 millones de pies³/día hacia el año 2010, cuando el gas se consuma además de en la zona central, en el norte y sur chico, a lo largo de la ruta del gasoducto y en el proyecto especial de Cuzco (Ver Anexo 3).

El Proyecto genera tres productos:

- Gas natural seco (metano y etano), con un poder calorífico de aproximadamente 1,000 BTU/pie³.
- Gas licuado de petróleo (propano y butano) 9/
- Condensados (nafta, gasolina, kerosene y cortes más pesados).

10/ Balones 120 psia (poundal square inch absolute-unidad de presión libre por pulgada cuadrada).

El gas natural puede ser utilizado como:

Combustible

- En la industria.
- En la generación de electricidad.
- En el sector doméstico.
- En el sector transporte.

Materia Prima-Insumo

- Producción de fertilizantes.
- Reducción de mineral de hierro.
- Petro-química.

La crítica situación que presenta el Balance Energético Nacional hace que el Proyecto, luego de su puesta en marcha, priorice el servicio con destino a aquellos mercados concentrados en pocos consumidores (tal como la generación de electricidad y el consumo de las grandes industrias 10/), que en el corto plazo pueden ser consumidores de gas. En segundo lugar, los mercados concentrados en industrias que podrían instalarse y que harían uso intensivo del gas natural como materia prima, generando polos de desarrollo que impulsarían la descentralización del país (industrias de fertilizantes, hierro-esponja y petroquímicos, ver Anexo 5 para productos petroquímicos con mayores demandas actuales y futuras en el país). En tercer lugar, los mercados menos concentrados y de un crecimiento menos dinámico (correspondiente a los sectores doméstico y transporte).

Se ha determinado que el principal mercado potencial de consumo de gas a nivel industrial estaría ubicado en la zona central y Lima 11/, en donde es factible sustituir

11/ Principalmente la Región Central y la Región Macro-Sur (Ver Anexo 4).

12/ y aún dentro de esta región, la demanda industrial se encuentra concentrada en 14 empresas que representan el 70% de la demanda.

aproximadamente 55 mil barriles de petróleo por día (300 miles de millones de pies cúbicos/día de gas) 12/.

En cuanto a la generación de energía eléctrica, Electroperú dentro de sus programas de desarrollo a largo plazo, ha considerado la instalación de una central termoeléctrica con una capacidad inicial de dos grupos de 40 MW hasta llegar a un total de 200 MW de potencia en el Cuzco. Esta central se supone cubrirá la demanda futura de energía eléctrica de todos los departamentos del sur-este del Perú y usará como combustible gas natural tratado (gas seco).

Existe además el proyecto de construcción de una central termoeléctrica de 200 MW de potencia en La Pampilla-Callao, que se integrará al sistema energético del Mantaro. Esta planta utilizará petróleo residual como combustible en los primeros años, que será suministrado por la refinería La Pampilla; y posteriormente se espera que emplee el gas procedente de Camisea cuando este se empiece a producir.

El condensado, otro de los productos derivados de la explotación del gas natural, aumentará la producción de petróleo en aproximadamente 45 mil barriles/día será transferido por un poliducto hasta La Pampilla en donde se fraccionará en productos comerciales. Este fraccionamiento no podría hacerse en Camisea, puesto que implicaría la construcción de tres poliductos (uno para GLP, otro para gasolina de 84 y otro para kerosene doméstico).

En resumen, considerando las necesidades del mercado nacional, los usos a corto plazo más rentables para el país son: utilizar el gas seco como sustituto del petróleo residual No.6 para generar calor en calderos y hornos y para producir electricidad en plantas térmicas en lugar de emplear petróleo diesel.

Los líquidos del gas natural (LGN) luego de ser procesados para obtener gasolina, kerosene y GLP pueden

-
- 13/ La demanda al inicio de la puesta en marcha del Proyecto ha sido estimada (sobre bases relativamente conservadoras, es decir, crecimiento moderado de la economía que implica una tasa de incremento en el consumo de energía de 3%) en aproximadamente 95 millones de pies³/día, incrementándose a más de 200 millones de pies³/día hacia el año 2000. Posteriormente, según se instalen gasoductos secundarios a otras regiones y se desarrolle la economía interna del país se prevé que la demanda podría llegar hasta 600 millones de pies³/día hacia el año 2010.

ser empleados como combustible para vehiculos, naves aéreas y para la cocción de alimentos.

7. Beneficios Económicos.

La rentabilidad de la Shell (tarifas y margen de comercialización) estará determinada de la siguiente manera:

a. Tarifas per el gas y los hidrocarburos líquidos

Que corresponde a la retribución de Shell por sus servicios en el campo.

i. Tarifas por el gas natural

Se determinarán trimestralmente utilizando los datos del Cuadro D.

ii. Tarifa para condensados (incluido GLP) 13/

Se determinará semestralmente utilizando los datos del Cuadro E.

Cuadro D

Tarifas de Gas, según el factor de reajuste (R)

(US\$/MMBTU)

Precio canasta 14/	R			
	0-2	2-3.5	3.5-5	> 5
Residuales No.6				
10	0.535	0.470	0.400	0.320
12.5	0.840	0.735	0.630	0.505
15	1.050	0.935	0.800	0.650
20	1.475	1.325	1.125	0.875
25	1.930	1.685	1.435	1.190
30	2.550	2.225	1.900	1.550
35	3.160	2.790	2.375	1.950

Fuente: Petroperu

15/ La tarifa para los condensados se reajustarán cuando se produzca una variación sustancial en la composición del gas originalmente estimada el 40% de GLP y 60% de condensados (C5+).

14/ Cotización promedio FOB New York del barril de fuel oil No.6, con 2.8% y 1% de azufre.

Cuadro E

Tarifas de Condensados, según el factor de reajuste (R)
(US\$/BBL)

Precio canasta 15/ Crudos Ligeros	R			
	0-2	2-3.5	3.5-5	> 5
10	0.470	0.395	0.335	0.265
12.5	2.240	1.935	1.575	1.275
15	3.850	3.375	2.800	2.325
20	6.225	5.400	4.575	3.700
25	8.425	7.425	6.325	5.125
30	10.750	9.425	7.900	6.500
35	13.500	11.850	9.975	8.150

Fuente: Petroperú.

iii. Tarifa para petróleo crudo.

Solo en caso de que el poliducto principal se utilice para transportar petróleo producido en el área de contrato, Shell recibirá por cada barril de petróleo entregado a Petroperú una rentabilidad basada sobre una canasta de crudos 16/ y el factor "R" de reajuste de tarifas.

b. Tarifa por el uso de los Ductos.

Considera los volúmenes transportados de hidrocarburos, las inversiones y los costos operativos de estas instalaciones y una rentabilidad adecuada. La tarifa variará linealmente cada 6 meses de acuerdo al Cuadro F.

16/ Cotización promedio del barril de la canasta de crudos:

West Texas Intermediate	44	API
Brent	38	API
Forcados	31	API.

17/ La canasta de crudos considerada está compuesta por:

Brent	38	API
Dubai	32	API
Alaskan North Slope	27	API

Cuadro F
Tarifas por el uso de Ductos

<u>Canasta de Crudos 17/</u>	<u>US\$/barril de Condensados</u>	<u>US\$/MMBTU de gas.</u>
Menor o igual a US\$ 15 por barril	5.00	0.830
A US\$ 20 por barril	5.67	0.945
A US\$ 25 por barril	6.33	1.055
Igual o mayor que US\$ 30 por barril	7.00	1.170

Fuente: Acuerdo de Bases Petroperú-Shell.

c. Tarifa de Fraccionamiento.

Considera igualmente una inversión en instalaciones, el volumen de hidrocarburos procesados, la composición del gas, veinte días de almacenamiento en promedio y facilidades de embarque. Podrá ser modificada linealmente cada seis meses de acuerdo con el promedio semestral del valor referencial de la canasta de crudos, de acuerdo al Cuadro G.

18/ Igual que en la nota 12/.

Cuadro G

Tarifa de Fraccionamiento

Canasta de Crudos 18/	(US\$/barril de condensados)
Menor o igual a US\$ 15 por barril	2.50
A US\$ 20 por barril	2.83
A US\$ 25 por barril	3.17
Igual o mayor que US\$ 30 por barril	3.50

Fuente: Acuerdo de Bases Petroperú-Shell.

d. Margen de Comercialización.

Con el cual la Empresa Nacional Distribuidora de Gas Natural 19/ podrá cubrir sus inversiones y costos operativos. Dicho margen variara linealmente cada seis meses conforme se indica en el Cuadro H.

Cuadro H

Margen de Comercialización

Canasta de Crudos	US\$/MIBTU de gas
Menor o igual a US\$ 15 por barril	0.25
A US\$ 20 por barril	0.42
A US\$ 25 por barril	0.49
Igual o mayor que US\$ 30 por barril	0.55

Fuente: Acuerdo de Bases Petroperú-Shell.

19/ Igual que en la nota 12/.

20/ Petroperú, ya sea por sí misma o a través de otra compañía (en adelante denominada "Empresa Nacional Distribuidora de Gas Natural"), se ocupará de la venta y abastecimiento de gas natural al mercado interno. Shell tiene la opción de participar hasta en un 25% en esta fase del Proyecto de Mercado Interno.

Según se afirma, si el precio del petróleo es menor a US\$15/barril su rentabilidad aproximada sería de 10%. Si tal precio fluctúa alrededor de US\$ 25 y US\$ 35 el barril, su rentabilidad estaría entre 20% y 30% respectivamente 20/ .

Para terminar, la distribución de los beneficios económicos que implicaría el desarrollo del proyecto principal se presenta tal como aparece en el Cuadro I.

Cuadro I

Distribución de los Beneficios Económicos del Proyecto Base

Concepto	Millones US\$	(%)
<u>Ingreso total de divisas</u>	<u>24,500</u>	<u>100</u>
- Costos e Inversiones		13
- Utilidades Netas Shell		20
- Ingreso para el país	16,500	67

Fuente: Medio de Cambio #140, Junio 1988.

Conforme Shell recupere sus gastos (inversión y costos en el campo) el sistema de retribución prevé que el factor "R" 21/ de reajuste aumente y, por lo tanto, las tarifas de Shell disminuyan.

21/ Semana Económica #147, Agosto 1988.

22/ El factor R se define como:

$$R = \frac{\text{Producción} \times \text{Tarifas}}{\text{Inversiones} + \text{Gastos Operativos Acumulados}}$$

8. Perspectivas de Exportación.

Actualmente el comercio internacional del gas natural representa el 12.5% de la producción mundial comercializada. El 78% del comercio internacional de gas se realiza mediante gasoductos (excetuando al gas natural licuado-GNL). Los principales países que comercializan internacionalmente el gas son Holanda, URSS, Argelia y Canadá, que reúnen el 94% de las exportaciones de dicho elemento.

Por el momento no existe un mercado accesible por gasoducto para el gas peruano. Por ejemplo Brasil, tiene cubiertos sus requerimientos de largo plazo con sus propias reservas y con aquellas posibles de importar de Bolivia o Argentina, a un costo menor. Japón y los Estados Unidos, países a donde el Perú podría exportar GNL, tienen satisfechas sus necesidades de gas hasta el año 2000.

La única región donde podríamos esperar no tener competidores para una posible exportación de GNL, pero después del año 2000 sería la costa oeste de los Estados Unidos. Sobre la costa este el Perú debe competir con Venezuela, Argelia, Nigeria y Trinidad y Tobago; todos estos países con mayores reservas de gas. El mercado japonés puede ser abastecido de GNL, también a menor costo, por Australia, Indonesia, Malasia y Nueva Zelandia.

9. Beneficios para el país 22/

El desarrollo y la puesta en marcha del Proyecto Base del Lote 42 ofrece beneficios para el país que es necesario puntualizar:

- Significa el desarrollo de la fuente de energía primaria más abundante y económica descubierta hasta la fecha en el Perú.
- Además del ahorro de inversiones en infraestructura para generación eléctrica y el efecto multiplicador del desarrollo industrial, el análisis de la Balance de Divisas del proyecto arroja desde su inicio un resultado altamente positivo.
- La evaluación económica preliminar arroja tasas de rentabilidad en dólares constantes que oscilan

23/ Petroperú. "Proyecto Integral de Desarrollo del Gas de Camisea". Diciembre 1968.

entre 17% y 23%, asumiendo que el precio del petróleo varíe de 15 a 20 US\$/bbl, en el mercado internacional durante la vida del Proyecto.

- Tanto las ventajas económicas descritas, como la urgencia de la realización del Proyecto dada la situación del Balance Energético Nacional, son un poderoso incentivo para llevarlo a cabo, más aun cuando la tecnología necesaria es conocida en América Latina y los recursos y servicios requeridos se encuentran principalmente dentro del ámbito nacional y/o regional.

Anexo 1

Composición del Fluido del Reservorio en el Area de Camisea.

Componente	San Martín		Cashiriari
	Cushabatay % Mol	Agua Caliente % Mol	Agua Caliente % Mol
Nitrógeno	0.54	0.55	0.73
Dióxido de Carbono	0.33	0.18	0.27
 <u>Hidrocarburos:</u>			
- Metano	80.48	80.59	83.46
- Etano	9.92	9.80	8.27
- Propano	3.80	3.80	2.98
- i-Butano	0.55	0.57	0.45
- n-Butano	1.11	1.13	0.83
- i-Pentano	0.43	0.45	0.34
- n-Pentano	0.43	0.44	0.34
- Hexano	0.59	0.62	0.47
- Heptano	0.54	0.56	0.47
- Octano	0.51	0.52	0.51
- Nonano	0.28	0.29	0.27
- Decano	0.18	0.19	0.17
- Undecano	0.11	0.11	0.11
- Dodecano	0.20	0.20	0.34
	100.00	100.00	100.00

Mol = Unidad de medida química.

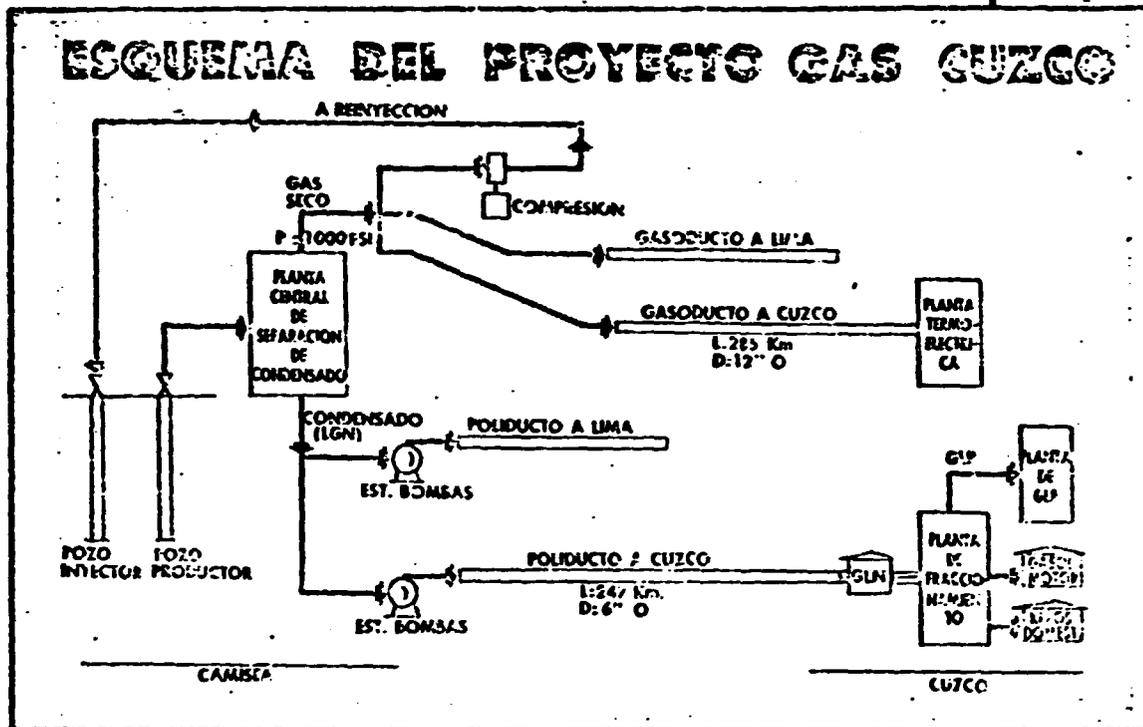
Fuente: Petroperú. "Proyecto Integral de Desarrollo del Gas de Camisea". Diciembre 1988.

ANEXO 2



Fuente: Medio de Cambio #140, Junio 1988

PROYECTO ESPECIAL CUZCO



Anexo 4

Principales Consumidores Potenciales de Gas Natural, 1987

Clientes	Residual 6 (barriles/día)
Cementos Lima	1,476.03
Petroperú -RLP	1,260.00
Centromin	1,248.22
Fertilizantes Sintéticos	783.25
Cemento Andino	737.70
Bayer Industrial S.A.	536.66
Cía Nac. de Cerveza	387.18
Cía Manuf. de vidrio del Perú LTD	223.93
Vidrios Industriales S.A. (Vinsa)	212.23
Cía Oleaginosa del Perú S.A.	204.30
Petroperú -RCO	202.00
Cía. Industrial Perú Pacífico	200.89
Fab. Tej. La Unión Fab. El Progreso	186.81
Pescaperú S.A.	142.67
Backus y Johnston Cerveceria (Rimac)	125.02
Vidrios Planos del Perú S.A.	123.61
Fábrica de Cristal Hartinger S.A.	118.10
Oleotécnica S.A.	102.79
Rayón Industrial S.A.	91.99
Derivados del Maíz S.A.	89.24
Cía. Industrial Nuevo Mundo S.A.	88.47
Maltería Lima S.A.	74.55
Cía. Good Year del Perú	67.83
Papelera Santa Lúcia S.A.	65.29
Calera Cut Off S.A.	62.27
Backus y Johnston Cerveceria (Km.4.5)	61.24
Lima Caucho S.A.	56.37
Industria Papelera Atlas	55.02
Industrias Pacocha S.A.	54.03
Cías. Unidas Vitarte Victoria S.A.	47.34
Cía. Minera Luren S.A.	43.90
Papelera Peruana S.A.	42.12
Universal Textil S.A.	37.82
Nicolini Hnos. S.A.	37.77
Cerámicas Lima S.A.	35.44
Fab. Tejidos San Miguel	33.85
Cía. Inv. Mineras Agrds. Lurin S.A.	33.87
Cía. Molinera Santa Rosa S.A.	27.60
Minera Barident S.A.	26.04
Fab. Tejidos San Jacinto S.A.	24.93
Textil Algodonera S.A.	24.75
Tinto Punto S.A.	20.10
La Parcela S.A.	19.50
Productos Químicos Industriales S.A.	19.19
Hilos Cadena Llave S.A.	17.07

Fuente: Petroperú. "Proy. Int. de Desarrollo del Gas de Camisea".

Anexo 5

Productos Petroquímicos con mayores demandas actuales y futuras (miles de toneladas métricas/año)

Producto	1987	1995	2000
- Polietileno	52	91	131
- Policloruro de vinilo (PVC)	33	51	71
- Acrilonitrilo	31	40	50
- Acido Tereftálico	15	31	41
- Polipropileno	13	20	27
- Poliestireno	14	20	27
- Decetil benceno	10	17	20
- Caucho-SBR	5	10	15

Fuente: Petroperú. "Proy. Integral de Inversión de los Sectores de Hidrocarburos y Petroquímica".

2.2 Oferta total de Energía

En la sección anterior se consideró la situación y el nivel alcanzado por las reservas de recursos energéticos en el Perú durante el periodo 1970-1988. El estado del conocimiento actual acerca de la magnitud y grado de certeza de ocurrencia de las reservas energéticas constituye uno de los elementos básicos para explicar los niveles de producción alcanzados por los distintos productos energéticos del país. Como oferta total se considera los flujos de producción nacional y las compras o ventas externas de los correspondientes productos energéticos.

a. Producción de energía primaria

Los principales componentes del vector de producción de energía primaria y la evolución de su participación a través del tiempo se ilustran en el Cuadro 6 y Gráfico 5. Esta energía primaria proviene de la naturaleza en forma directa y constituye la base para la producción de energía secundaria de origen nacional. Por su participación relativa destacan el petróleo crudo y la leña, asociado el primero a los requerimientos energéticos que demanda la actividad productiva del sector moderno y el segundo, ligado a las necesidades del sector tradicional o rural. En términos de una participación relativa promedio, durante 1970-1988, casi 55% de la producción primaria de energía del país era petróleo crudo y casi un 25% estaba constituida por leña. Estas proporciones grafican el carácter intensivo del vector de producción en un recurso energético de naturaleza no renovable como lo es el petróleo.

Durante la década del '70, la participación relativa de la producción de petróleo aumentó considerablemente dentro del vector de energía primaria, mientras que la participación del gas natural disminuye y la correspondiente a hidroenergía permanece estable. Importante es señalar que durante estos diez años, la producción de gas natural disminuye en forma perceptible tanto en términos absolutos como relativos en este vector de producción.

Cuadro c

Produccion de Energia Primaria

(Tcal y %)

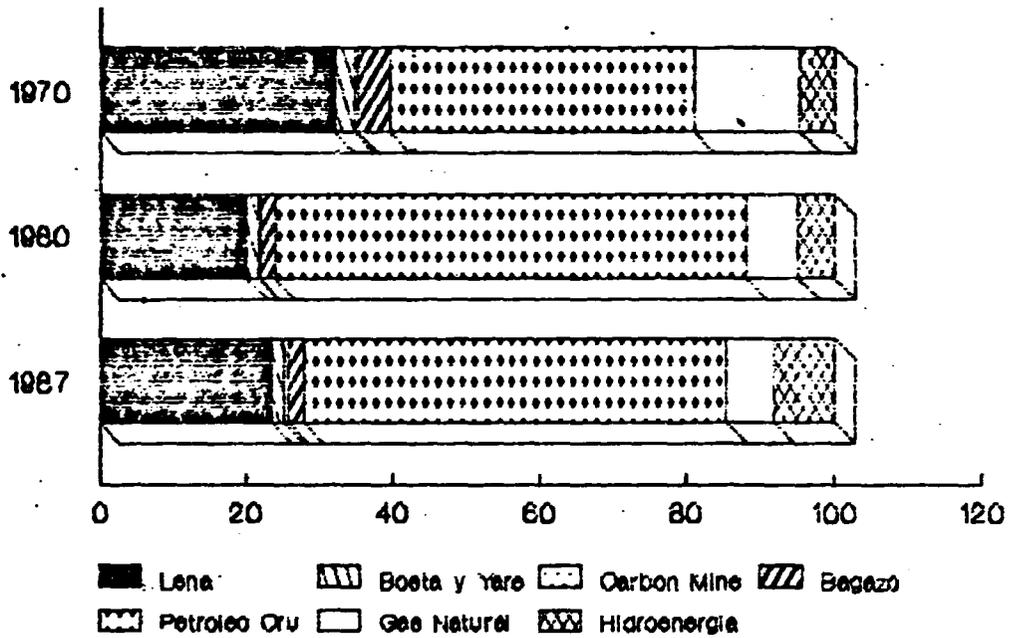
Fuentes de Energia Primaria	1970 (%)	1980 (%)	1988 (%)
Lena	32.1	20.1	25.9
Bosta y Yareta	2.7	1.6	1.9
Carbon Mineral	0.5	0.2	0.6
Bagazo	4.3	2.0	2.4
Petroleo Crudo	41.1	64.2	54.0
Gas Natural Asociado	14.3	7.0	6.7
Hidroenergia	4.7	4.9	8.5
Total (%)	100.0	100.0	100.0
(Tcal)	87,469	153,793	132,260

Nota. Energia Primaria: Son aquellos tipos de energia que son provistos por la naturaleza en forma directa, como la hidroenergia, el petroleo crudo, etc.

Fuente: Ministerio de Energia y Minas. Balance Nacional de Energia 1970-84 y 1985-88.

Grafico 5

Produccion de Energia Primaria (%)



Para el resto del periodo considerado la magnitud de la participación relativa ha cambiado en forma significativa con respecto a la década anterior. La producción de petróleo disminuye de casi 99 mil Tcal obtenidas en 1980 a 71 mil en 1988. Esta reducción está asociada a la disminución en el ritmo de incorporación de reservas nuevas a las existentes. En el Gráfico 6 se ilustra el ratio reservas/producción.

Hasta 1975 este ratio creció en forma significativa para después empezar su tendencia decreciente a un ritmo sorprendente. La situación de los últimos años permite predecir que, dado el ritmo decreciente de las reservas y los niveles de producción, se esperaría que el stock de reservas se agoten en los próximos 3 ó 4 años, a menos que se incorporen nuevas reservas o se utilice otra fuente energética que sustituya el petróleo.

Sobre la base del comportamiento de los principales componentes del vector de producción de energía primaria y el correspondiente a reservas se puede concluir lo siguiente:

- i. La disponibilidad de petróleo crudo con base en la producción nacional ha disminuido en los últimos años. Incluso los actuales niveles resultan de un stock de reservas que no ha experimentado adiciones significativas nuevas, se ha procedido a mermar las reservas existentes con el consiguiente peligro de agotarlas en un futuro cercano.
- ii. En la producción de otros productos energéticos, gas e hidroenergía, sólo el segundo ha mostrado un crecimiento significativo pero aún así sus volúmenes alcanzados son insuficientes para cubrir el vacío que está dejando la disminución de la producción petrolera o que dejaría si las reservas llegan a agotarse.
- iii. La producción de los otros recursos son poco significativos (bagazo y carbón mineral) y tienen una reducida relación con las necesidades energéticas del sector moderno (leña, bosta y yareta).

b. Producción de energía secundaria

Se considera como energía secundaria a los productos y formas de energía resultantes de los diferentes centros de transformación y tienen como

Ratio Reservas/Produccion (%)

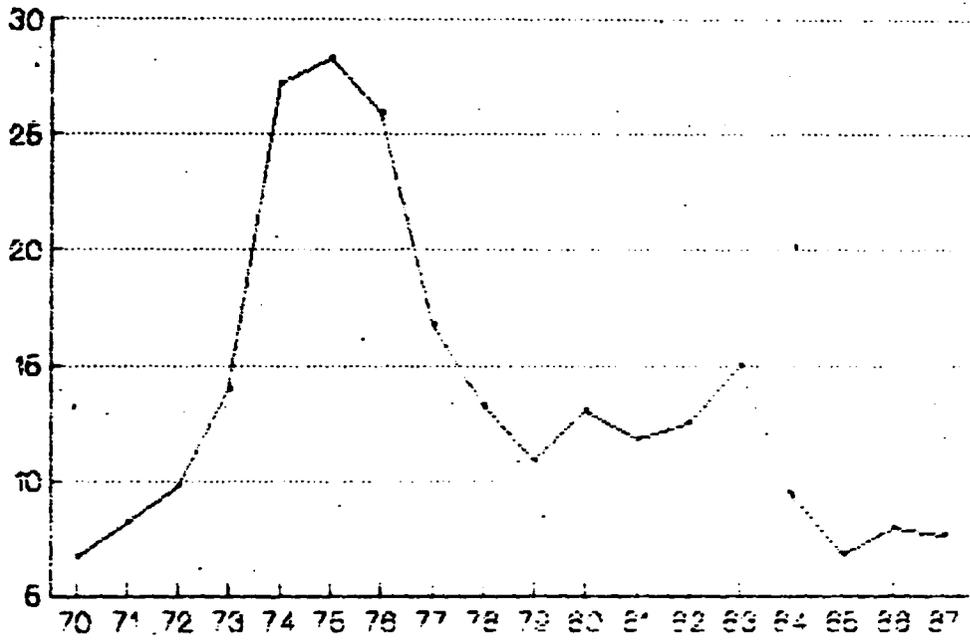


Grafico 8

destino los diversos centros de consumo y eventualmente otro centro de transformación(*). Los niveles de producción nacional tienen su origen en las formas primarias de energía que provienen de fuentes nativas y en algunos casos complementadas con compras en el exterior. En el Cuadro 7 se ilustra este vector, así como su estructura durante 1970-1988. La participación de los productos con origen en hidrocarburos, ha sido alrededor de 90% del total de producción de energía secundaria, es decir, la energía a ser utilizada por el aparato productivo nacional está concentrada en productos petroleros y las perspectivas de su crecimiento son una pieza fundamental en cualquier estrategia de desarrollo de la economía nacional.

A nivel global la producción creció a una tasa promedio anual de 3.9% durante 1970-1988, pero su tendencia ha sido decreciente, pues fue en la década del 70 donde se observó una tasa de 5.9% y este ritmo disminuyó a 1.5% en los años restantes del período considerado.

En los productos con origen en hidrocarburos destacan, en orden de importancia, el petróleo residual, gasolina para motor, diesel oil, kerosene jet y en menor proporción el gas distribuido(**). A través del período, este conjunto de productos alcanzaron más del 80% del total de energía secundaria producida en el país y su participación permaneció constante durante 1970-1988. La producción de petróleo residual ha sido la más significativa y con crecimiento continuo en su participación en el total de energía secundaria. De 22% en 1970 se incrementó a casi 38% en 1988. Los otros productos derivados del petróleo mostraron una reducción en su participación relativa en este período.

(*) Balance Nacional de Energía 1975-1987: Ministerio de Energía y Minas.

(**) Se excluyen en la exposición el gas licuado, gas refinaria, gas industrial y de consumo no energético por su participación poco significativa en el total de energía secundaria.

Cuadro 7

**Producción de Energía Secundaria
(Tcal, %)**

	1970	1980	1988
Gasolina motor	21.2	17.8	14.1
Kerosene jet	14.2	14.2	12.1
Diesel oil	18.1	18.7	12.7
Petróleo residual	22.3	26.8	38.2
Gas distribuido	6.9	5.5	5.0
Energía eléctrica	9.2	9.5	11.3
Otros(*)	8.1	7.5	6.6
TOTAL (%)	100.0	100.0	100.0
(Tcal)	51483	91275	103120

(*) Coque, carbón vegetal, gas licuado petróleo, gas refinería, gas industrial y de uso no energético.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

- Balance nacional de Energía 1970-1984
- Balance nacional de Energía 1975-1988

Con respecto a la producción de energía eléctrica, su participación absoluta y relativa se incrementó en forma significativa durante el período considerado. De 9% en 1970 (4,700 Tcal.) su participación se incrementó a 11% (11,660 Tcal.) en 1988. En 1970 el 69% de la producción eléctrica total tenía origen hidráulico y en 1988 la proporción se incrementó a 77% (cuadro 8).

Cuadro 8

Producción de Energía Eléctrica, 1970-1987
(Gwh)

	Hidráulica	Térmica	Total
1970	3,820.6	1,708.2	5,528.8
1971	4,282.8	1,666.1	5,948.9
1972	4,438.8	1,850.5	6,289.3
1973	4,768.6	1,886.3	6,654.9
1974	5,220.3	2,054.8	7,275.1
1975	5,470.0	2,016.2	7,426.2
1976	5,797.7	2,113.4	7,911.1
1977	6,027.0	2,600.0	8,627.0
1978	6,198.4	2,566.4	8,764.8
1979	6,698.3	2,567.0	9,265.3
1980	7,012.4	3,026.3	10,038.7
1981	7,927.1	2,751.6	10,678.7
1982	8,337.3	2,960.4	11,297.7
1983	8,054.7	2,556.3	10,611.0
1984	8,608.2	3,111.6	11,719.8
1985	9,395.9	2,719.4	12,115.3
1986	10,239.8	2,737.8	12,977.6
1987	10,938.0	3,105.3	14,043.3
1988	10,728.4	3,260.6	13,989.0

fuente: Ministerio de Energía y Minas.

- Anuario Estadístico de Electricidad, 1975 y 1976-1975
- Balance Nacional de Energía, 1985-1987
- Plan Maestro de Electricidad 1988.

En términos de crecimiento, la producción de electricidad creció a una tasa promedio anual de 5.6% (Cuadro 9) pero al igual que otros productos de energía secundaria, exceptuando el petróleo residual, su tendencia ha sido decreciente con un mayor ritmo durante la década del 70. Con la información del Cuadro 9 se puede contrastar el crecimiento de la producción eléctrica (PE) y el correspondiente a la capacidad instalada (CI).

Cuadro 9

Crecimiento de la Producción Eléctrica y Capacidad Instalada 1979-1987 (%)

	Hidroenergía		Térmica		Total	
	PE	CI	PE	CI	PE	CI
1970-1987	6.4	5.3	3.6	4.6	5.6	5.0
1970-1980	6.3	7.3	5.9	5.4	6.1	6.5
1980-1987	6.5	2.9	0.5	3.7	4.9	3.2

Fuente: Cuadros Anteriores.

Las cifras sobre crecimiento de la capacidad instalada habían señalado una tendencia decreciente la cual se manifestaba a partir de 1980. Esta misma tendencia prevalece en la producción de electricidad mostrando la relación entre capacidad y producción. Durante la década del 70 hay una relación estrecha entre capacidad y producción pero no así en los años que han transcurrido en la década del 80.

c. La Energía y el Sector Externo.

Durante el período 1970-1988 el Perú ha importado y exportado paralelamente recursos energéticos de naturaleza primaria y secundaria. El Cuadro 10,

ilustra la correspondiente balanza comercial de energía o nivel general, en términos de su composición primaria y secundaria. Hay dos subperíodos bien definidos en esta balanza.

Cuadro 10

Balanza Comercial de Energía
Tcal.

	Energía Primaria		Energía Secundaria		Total
	X-M	X	X-M	X	X-M
1970	(-) 4,902	(42.5)	(-) 6,634	57.5	(-) 11,536
1971	(-) 14,986	(73.2)	(-) 5,449	26.8	(-) 20,335
1972	(-) 15,304	(80.5)	(-) 3,714	19.5	(-) 19,018
1973	(-) 18,004	(78.8)	(-) 4,855	21.2	(-) 22,859
1974	(-) 16,802	(83.3)	(-) 3,378	16.7	(-) 20,180
1975	(-) 21,935	(83.3)	(-) 4,389	16.7	(-) 26,324
1976	(-) 20,289	(86.6)	(-) 3,139	13.4	(-) 23,428
1977	(-) 19,558	(89.7)	(-) 2,225	10.3	(-) 21,813
1978	13,876	(92.5)	1,119	7.5	14,995
1979	26,118	(78.8)	7,018	21.2	33,136
1980	23,567	(78.6)	6,428	21.4	29,995
1981	20,864	(73.3)	7,609	26.7	28,473
1982	21,049	(66.7)	10,531	33.3	31,580
1983	11,235	(41.8)	15,675	58.2	26,910
1984	9,883	(29.3)	23,875	70.7	33,758
1985	12,710	(33.2)	25,560	66.8	38,270
1986	6,650		21,690	76.5	28,340
1987	(-) 1,490		18,080		16,590
1988	(-) 9,980		12,970		2,990

Nota: Productos primarios : Carbón mineral y petróleo crudo.
Productos secundarios: Coque, gas licuado, gasolina de motor, kerosene jet, diesel oil petróleo residual y no energético.

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Balance nacional de Energía, 1974-1984 y 1985-1988.

En el primer subperiodo el déficit crece hasta 1975 para luego desaparecer a partir de 1978. de las importaciones de energía, primaria, principalmente petróleo crudo.

Para el siguiente subperiodo, 1978-1988, la situación de la balanza energética cambia radicalmente motivada principalmente por las exportaciones significativas de petróleo crudo y sus derivados. A lo largo de todo este tiempo se da una situación de superavit que crece a ritmo sostenido hasta alcanzar su punto más alto en 1985 con un nivel de exportación conjunta de alrededor de 38 mil Tcal.

Durante este subperiodo hay dos hechos que conviene resaltar:

- i. A partir de 1986 el nivel de superavit empieza a disminuir, lo cual es ocasionado por la disminución de las exportaciones de petróleo crudo y la aparición en 1987 de la importación del mismo, asimismo, se empieza a incrementar las compras de kerosene jet y petróleo residual. Se puede decir que a partir de estos dos años la posición energética externa del país comienza a sentir el impacto de los sucesos ya mencionados en relación a la producción nacional de petróleo.
- ii. A pesar de lo expresado anteriormente, durante este segundo subperiodo la responsabilidad de los niveles logrados en el superavit, queda determinada por la venta al exterior de productos derivados del petróleo, participación que crece a través del tiempo y constituye lo inverso de lo acontecido en el primer subperiodo.

Destacan como productos importantes principalmente las ventas de petróleo residual y en menor medida la gasolina de motor y el diesel oil.

d. El proceso de transformación energética.

Los diferentes productos de energía primaria son sometidos a procesos de transformación hasta el punto de proveer el servicio deseado para el usuario final. Una primera etapa corresponde a la transformación de energía primaria a secundaria y otra cuando esta última es consumida por el usuario final. En ambas situaciones es posible cuantificar el grado de eficiencia entendido como la relación entre el valor calorífico (cal) de los insumos utilizados y el correspondiente al resultado o servicio final. En esta parte del estudio se contempla la eficiencia correspondiente a las instalaciones productoras de electricidad y las de hidrocarburos dejando para las secciones posteriores lo relativo al uso del consumidor final de energía. El propósito es mostrar el nivel de aprovechamiento de los recursos energéticos a través del tiempo, así como los cambios ocurridos en el "menú" de insumos utilizados en la producción de electricidad y productos derivados del petróleo.

A nivel agregado, en el proceso de producción de energía eléctrica intervienen los recursos energéticos listados en el Cuadro 11. De los cinco recursos destacan la hidroenergía, diesel oil y el petróleo residual, siendo el más importante por la magnitud de su participación el primero de los mencionados.

A través de la década del 70, si bien la hidroenergía es el recurso más importante, su participación relativa disminuye ligeramente y son el diesel oil y el petróleo residual y el gas distribuido aumentan su participación. El insumo de hidrocarburos para la producción de electricidad aumenta de 45% en 1970 a 54% en 1980 y son los residuos vegetales (bagazo) los que disminuyen en forma considerable su participación y en menor escala la hidroenergía. El grado de eficiencia, medida por la relación entre el valor calorífico de la producción y la de los insumos que hicieron posible generarla, disminuye ligeramente durante el período 1970-80. De 53.5% en 1970 disminuye a 51% en 1980.

Cuadro N°11

**Participación de las Fuentes de energía
en la Generación de Electricidad
1970-1987**

	1970		1980		1987	
	Tcal	%	Tcal	%	Tcal	%
Hidroenergía	4,107	46.3	7,538	44.5	11,700	57.5
Diesel oil	2,043	23.0	4,316	25.5	4,280	21.0
Petróleo residual	1,895	21.3	4,244	25.1	3,035	14.9
Gas distribuido	91	1.0	556	3.3	874	4.3
Residuos vegetales	743	8.4	276	1.6	451	2.3
Total	8,879	100.0	16,930	100.0	20,340	100.0
Producción	4,754		8,633		12,050	
Pérdidas	4,125		8,297		8,290	
Eficiencia Transfor.		53.5		51.0		59.2

Fuente: Balance Nacionales de Energía.

Cuadro N°12

**Requerimientos Energeticos por Unidad de Electricidad
1970-1987**

	1970	1980	1987
Hidroenergía	0.864	0.873	0.956
Diesel oil	0.430	0.500	0.350
Petróleo residual	0.399	0.492	0.248
Gas distribuido	0.019	0.064	0.071
Residuos vegetales	0.156	0.032	0.037
Total	1.868	1.961	1.663
Pérdidas	0.868	0.961	0.663

Fuente: Balance Nacional de Energía.

Durante la década del 80 la participación de cada uno de los recursos energéticos se modifica en forma drástica. En 1987, la hidroenergía representaba casi el 58% de los recursos insumidos por el proceso de generación de electricidad mientras que los hidrocarburos llegaban a 40%, la disminución es significativa cuando se compara con aquellas de 1980. Al igual que la década del 70, la magnitud total de insumos crece pero a una tasa menor y con una intensidad relativa mayor en el uso del recurso hidroenergético. Con la producción de electricidad la tendencia es la misma. La eficiencia se incrementó en 8% con resp al índice de 1980.

Con el conjunto de información del cuadro N°11 se pueden derivar las siguientes observaciones como una explicación a lo acontecido con los cambios en los niveles de eficiencia del proceso de transformación:

- El cambio en la intensidad relativa en la composición del vector de insumos energéticos hacia productos derivados del petróleo, en la década pasada, encuentra su explicación en la relativa abundancia de los mismos debido a un crecimiento de las reservas de petróleo e incrementos en su explotación.
- La intensidad relativa de la composición del vector de insumos energéticos en productos del petróleo, en la década del 70, obedece a la política de precios del gobierno que busca proteger a los usuarios y a la economía nacional de los efectos de los incrementos de precios que resultan a nivel internacional debido a las crisis energéticas. Entre 1970-75 los precios de los productos petroleros permanecieron casi constantes en términos nominales. Sin embargo, en términos reales, después de los ajustes por inflación, los precios disminuyeron para todos los productos. Durante el resto de la década, el gobierno hizo esfuerzos para incrementar los precios y revertir la tendencia decreciente de los precios reales pero los incrementos fueron insuficiente frente a la tasa de inflación.
- En la década del 80 la intensidad relativa del vector de insumos cambia hacia la hidroenergía lo cual se debería distorsionar en los precios relativos que favorecían la sustitución en favor de la energía eléctrica.
- Asociado a estos cambios en la composición del vector de insumos está lo acontecido con los respectivos niveles de eficiencia. Cuando los hidrocarburos aumentan su participación absoluta y relativa, década del 70, en el vector de insumos la eficiencia disminuye. Cuando hay un cambio en la composición relativa y absoluta en el vector en favor de los

recursos hidroenergéticos la eficiencia aumenta. La explicación de estos cambios en la eficiencia cae en el campo técnico, a continuación se ensayan las posibilidades:

- i. Si la hidroenergía aumentó su participación y no hubo inversión significativa adicional en nuevas centrales o ampliación de las mismas, entonces en los años de la década del 70 las hidroeléctricas operaron en condiciones de menor eficiencia hidráulica, lo cual ha ido aumentando hasta condiciones cercanas a las de diseño. En esta situación, la eficiencia mejora generando mayor electricidad por m³ de agua.
- ii. Otra forma en que aumenta la eficiencia agregada es por reducción de electricidad a partir de los combustibles fósiles. Ello indica que hubo un menor uso de las centrales generadoras menos eficientes (en este caso termicas). La posibilidad de una menor eficiencia en la generación técnica se debiera a que la obsolescencia degrada la capacidad del catalizador de los refractarios y de las condiciones de combustión.

Un enfoque alternativo para mostrar el nivel y evaluación de la eficiencia en el proceso de transformación es mediante el vector de requerimientos energéticos por unidad de electricidad producida (Cuadro N-12). En 1970 se necesitaron 1.66 unidades de los diferentes recursos energéticos para producir una unidad de electricidad, esta relación aumentó a 1.961 en 1980 y volvió a disminuir a 1.665 en 1987. Las cifras muestran la evolución de dirección de la eficiencia mencionado en los párrafos anteriores. Conforme transcurre el periodo 1970-87 el vector de requerimientos se hace relativamente más intenso en el recurso hidroenergético con la correspondiente reducción de la presencia de los hidrocarburos. Las pérdidas son más significativas cuando la energía relativa del vector recae en productos de hidrocarburo y disminuyen cuando la hidroenergía es la más importante en dicho vector.

A diferencia del proceso de producción de electricidad, en el correspondiente a derivados de petróleo el único recurso energético es el petróleo cuando se genera, aparte de las instalaciones de refinación y de la mano de obra correspondiente el único insumo de energía al proceso es el petróleo y los productos con gas licuado, gasolina, kerosene, diesel, etc. petróleo residual.

entre otros. En este caso, la importancia se localiza en el vector de productos de petróleo siendo la gasolina, Kerosene, diesel oil y el petróleo residual los que más destacan. Representaron, a través de 1970-1980, casi un 95% del total de derivados del petróleo (cuadro N°13). Sin embargo, su participación absoluta y relativa se modificó durante este período. Esta composición así como los cambios experimentados al interior de la misma van acompañados por un nivel de eficiencia de 98% la cual significa, a diferencia de la producción de electricidad, pérdidas reducidas, en el proceso de transformación.

Cuando se considera el vector que ilustra la composición de los productos derivados por petróleo por unidad de petróleo crudo, cuadro N°14, el petróleo residual ha ido aumentando su intensidad relativa en dicho vector de producción mientras que los otros productos disminuyen su intensidad. Así, en 1970 por una unidad de petróleo crudo se obtenían 0.282 unidades de petróleo residual mientras que en 1987 la proporción se incrementa a 0.483 de unidades de petróleo residual. La gasolina y el diesel oil disminuyen esta proporción de 0.249 y 0.229 a 0.160 y 0.170, respectivamente entre 1970 y 1987. Lo mismo sucede con el kerosene.

Los resultados anteriores muestran una clara orientación de la oferta de derivados de petróleo hacia las demandas específicas de petróleo residual que va a ser justamente el principal insumo energético de la actividad productiva nacional y esta importancia se magnifica en el caso del sector industrial. Pero a lo largo, esta tendencia de la oferta de derivados, ha de conducir a una escasez relativa de otros productos derivados como el kerosene, diesel oil y gasolina, que debiera tener una importancia menor en el consumo energético industrial que el petróleo residual, son estratégicos en los servicios de apoyo a dicho sector e importantes para el resto de la economía.

Cuadro N°13

**Producción de Derivados del Petróleo
1970-1987**

	1970		1980		1987	
	Tcal	%	Tcal	%	Tcal	%
Gas licuado	295	0.7	1,090	1.5	1,490	1.7
Gasolina	10,163	24.9	15,894	21.5	13,910	16.0
Kerosene	7,313	17.9	12,958	17.6	11,950	13.7
Diesel oil	9,330	22.9	17,028	23.1	14,860	17.0
Petróleo residual	11,491	28.2	24,484	33.2	42,160	48.3
Der. no energéticos	618	1.5	659	0.9	840	1.0
Gas de refinería	829	2.0	763	1.0	600	0.7
Pérdidas	743	1.8	918	1.2	1,400	1.6
Total	40,782	100.0	73,794	100.0	87,210	100.0
Petróleo crudo	40,782		73,794		87,210	
Eficiencia Transfor.		98.2		98.8		98.4

Fuente: Balance Nacionales de Energía.

Cuadro N°14

**Composición de los Productos Derivados del Petróleo
(por unidad de petróleo)
1970-1987**

	1970	1980	1987
Gas licuado	0.007	0.015	0.017
Gasolina	0.249	0.215	0.160
Kerosene	0.179	0.176	0.137
Diesel oil	0.229	0.231	0.170
Petróleo residual	0.282	0.332	0.483
Der. no energético	0.015	0.009	0.010
Gas de refinería	0.020	0.010	0.007
Pérdidas	0.018	0.012	0.016

Fuente: Balances Nacionales de Energía.

Elaboración: ESAN-Dirección de Investigación.

RESUMEN: RESERVAS Y PRODUCCION

La dotación de recursos energéticos del país es significativa y diversificada, sin embargo, el conocimiento técnico-económico que haga viable su explotación es bastante reducido lo cual se traduce en que sólo una mínima parte de su potencial sea aprovechado. En estos términos, el centro de los problemas que enfrenta la situación energética del país no está relacionada con su dotación de recursos sino con las políticas gubernamentales que han jugado un rol crucial al restringir el uso del potencial del país.

Por ejemplo, el Perú presenta una tasa de éxito de 85% en los descubrimientos de petróleo y gas, la cual es comparable a las tasas de éxito de las mejores regiones productoras del mundo 1/. Los recientes descubrimientos de yacimientos importantes de gas y condensados (gas de Camisea) confirman las buenas condiciones geológicas del país. Sin embargo, a pesar de las excelentes condiciones geológicas las reservas y producción de los diversos productos energéticos han venido reduciéndose en forma alarmante.

Existe consenso de que una de las principales razones de esta disminución ha sido el resultado de las erráticas intervenciones del gobierno a través de las diversas administraciones que se han sucedido en el país. Se menciona que los cambios frecuentes en las reglas de juego ha hecho que la percepción de riesgo del Perú, en la comunidad financiera y las campañas internacionales, sea una de las más altas entre la correspondiente a la de países en desarrollo.

Por el lado de la oferta, las apreciaciones anteriores ponen en manifiesto el panorama que ha de enfrentar la estrategia de industrialización propuesta en el proyecto de reconversión industrial. Es necesario considerar el tiempo necesario para transformar el potencial existente en flujo de producción y dadas las características de exploración y explotación de los recursos energéticos ha de significar 3 d 6 años dependiendo del recurso en cuestión. Lo anterior pone en manifiesto la necesidad de priorizar el aprovechamiento de fuentes energéticas en función del tiempo necesario para su explotación, volúmenes involucrados y riesgo que supone la actividad extractiva dadas las necesidades energéticas que demande la estrategia industrial propuesta su abastecimiento significa salir al encuentro con esquemas de explotación que aseguren el recurso energético para el momento que sea requerido.

1/. Department of Energy (DOE). The Petroleum Resources of South America. Washington D.C. Enero 1983

2.3 Estructura del consumo energético

Después de considerar la energía desde el punto de vista de oferta, toca desarrollar lo relativo a demanda a través del nivel alcanzado por el consumo histórico, buscando determinar sus principales componentes y poner de relieve los cambios experimentados durante el período 1970-1988. Para estos propósitos se utiliza la clasificación de energía en comercial y no comercial (*), pues sirve para ubicar el consumo energético en el contexto de la actividad productiva del sector moderno de la economía.

a. Consumo Final de Energía: Comercial y no Comercial.

El consumo de energía comercial representa casi dos tercios del consumo total de energía en el Perú, habiéndose mantenido esta participación durante los últimos 18 años (1970-1988), con excepción del ligero incremento que se experimentó en la década del 70 (Cuadro 15). Entre 1970 y 1988 el consumo de energía aumentó en un 34%, pero su tendencia fue decreciente principalmente a partir de 1980. Dada la importancia del consumo de energía comercial y su relación con la actividad productiva del país se detallan a continuación algunas características del vector de consumo correspondiente:

- Los productos energéticos comerciales que destacan por su participación son el petróleo residual, gasolina motor, diesel oil, kerosene jet y energía eléctrica.
- El consumo de energía eléctrica es un caso particular tanto por su origen, mayormente el potencial hidráulico, como por su incremento continuo durante 1970-88. Su participación relativa estuvo por debajo de los niveles del diesel oil y del kerosene pero su aumento porcentual (120%) estuvo por encima de de los dos productos anteriores.

(*) Se utiliza las mismas definiciones contenidas en el Balance nacional de Energía - Ministerio de Energía y Minas. 1978

Balance
Cuenta Final de Energía
1970-1988

	Participación Relativa			Activos de Corrientes			Var. Porcentual 1970-1988
	1970	1980	1988	1970	1980	1988	
A. No Comercial	34.2	31.6	31.8	27,030	30,477	33,770	24.9
Gas	31.2	29.0	29.4	24,567	27,559	31,211	22.5
Escala y arena	3.0	2.6	2.4	2,463	2,918	2,559	6.6
B. Comercial	65.8	68.4	68.2	52,053	66,100	72,450	39.2
Petróleo resid.	17.0	15.2	15.5	13,441	15,793	18,190	-2.5
Carbón oil	9.2	11.2	12.5	7,297	10,254	13,230	81.3
Gas natural	3.3	32.2	33.3	2,702	19,398	19,430	63.1
Destilado motor	16.0	18.3	18.5	12,841	11,871	12,550	7.2
GLP	0.7	1.3	1.2	553	1,257	1,731	193.7
Energía electri.	5.6	7.7	7.2	4,424	7,478	9,759	121.4
Bogaz	3.6	3.0	2.6	2,041	2,355	2,750	-5.6
Carbón vegeta.	1.7	1.2	1.1	1,359	1,147	1,210	-11.0
Banco (*)	2.5	2.7	3.3	1,978	2,527	3,300	64.3
TOTAL							
(%)	100.0	100.0	100.0				
Total	79,083	96,577	106,220	79,083	96,577	106,220	34.3

* Incluye banco mineral, coque, gas deshidratado, gas deshidratado y otros no clasificados.

Ministerio de Energía y Minas, Balance Anual de Energía 1970-1988, p. 28-29.

- Otras fuentes de energía comercial como bagazo y carbón vegetal tuvieron un crecimiento negativo y su participación relativa fue poco significativa. El consumo de GLP si bien experimento un incremento por encima al de todos los productos energéticos comerciales su importancia se diluye al representar una proporción poco significativa del consumo total (1%).

b. Consumo de Energía Comercial por Sectores Económicos.

En la actualidad, el sector industrial es responsable de 16% del consumo total de energía en Perú y esta cifra se incrementa a 18% cuando se considera sólo el consumo de energía comercial. Esta participación está por debajo del nivel correspondiente al sector residencial y comercial (23%) y de transporte (36%) (Cuadro 16).

A través del período 1970-1982, el sector comercial y residencial fue el que registró el mayor incremento de consumo de energía comercial (100%), lo cual es significativo pues su participación relativa pasó de 16% a 23% durante este período. El incremento en el consumo del sector industrial (61%) estuvo por debajo del sector mencionado arriba.

Con respecto al consumo de los otros sectores se puede destacar lo siguiente:

- Tanto el sector público como el de transporte mantuvieron su importancia relativa casi constante durante el período considerado y el incremento en el consumo fue parecido al registrado por el sector industrial, más de 50%.
- El sector agropecuario y agroindustrial y el sector pesquero experimentaron una caída drástica en los niveles de consumo energético a tasas negativas considerables (-63% y -68% respectivamente).
- El sector minero metalúrgico casi dobló su participación relativa en el total de consumo energético y el incremento (165%) que experimentó durante el período, lo ubica en el segundo lugar de importancia, debajo del sector residencial y comercial.

Compañía de Energía Eléctrica de Chile S.A.
 Sector Electricidad
 1970-1988
 (Trái)

	1970		1988		Variación %	
	Millones de Pesos	%	Millones de Pesos	%	1970-1988	1970-1988
Residencial Comercial	3.485	(15,2)	13.307	(18,1)	10.822	31,1
Edificios	1.551	(6,8)	2.087	(2,8)	5.390	34,8
Transporte	16.076	(72,2)	22.816	(31,2)	6.740	42,0
Industria y Comercio	5.748	(25,8)	8.875	(12,1)	3.127	54,4
Reservorio	2.134	(9,6)	1.951	(2,7)	2.410	113,0
Industria y Comercio	2.444	(10,9)	7.509	(10,3)	5.065	207,3
Industrial	2.250	(10,1)	12.750	(17,3)	10.500	466,7
Comercial y Energético	1.494	(6,7)	4.819	(6,6)	3.325	222,5
TOTAL	22.953	100,0	73.255	100,0	50.302	219,2

Fuente: Compañía de Energía Eléctrica de Chile S.A.

Valdría la pena analizar el "menú" de consumo energético de cada sector económico, pero dada la magnitud de la exposición y debido a que el presente estudio se centra en lo que corresponde al sector industrial, en lo que sigue, se considera básicamente a este último sector y los subsectores seleccionados dentro del proyecto de reestructuración industrial que motiva el presente trabajo.

Según lo mencionado, el consumo de energía comercial sector industrial lo ubica en el tercer lugar de importancia entre los demás sectores y el incremento de su consumo a través del período lo ubica en el mismo lugar de orden. El incremento fue del orden de 61% durante 1970-1988 pero su tendencia fue decreciente. Durante la década del 70 este consumo se incrementó en 53%, pero disminuyó drásticamente a 5.3% durante los años 1980-1988. Con excepción del sector agropecuario y agroindustrial y del sector pesquero, que mantienen una posición negativa durante todo el período, en ningún otro sector de la economía se registra una reducción tan significativa en el ritmo de crecimiento del consumo energético.

El Cuadro 17 ilustra la composición y evolución del vector de consumo de energía comercial del sector industrial para el período 1970-1988. En 1970, los principales productos energéticos consumidos por el sector industrial fueron el petróleo residual (67%), diesel oil (11%) y energía eléctrica (15%), juntos fueron responsables del 93% del consumo energético. A través del tiempo, este vector de consumo experimentó cambios significativos. En la actualidad los productos derivados del petróleo, con excepción del gas, disminuyeron en forma considerable la importancia relativa que ostentaban en la década del 70 en favor de productos como el carbón mineral y, principalmente en favor de la energía eléctrica. El petróleo residual y el diesel oil que en 1970 explicaban el 78% del consumo, en 1988 se reduce a 59% mientras que la energía eléctrica incrementa su participación de 15% a 28% durante ese período.

Cuadro 17

Consumo de Energía Comercial del Sector Industrial
1970-1988

	1970		1980		1988		Variación % 1970-1988
	(M)	(%)	(M)	(%)	(M)	(%)	
Petróleo residual	5,545	(66.6)	8,095	(69.4)	6,510	(48.4)	17.4
Diesel oil	944	(11.3)	1,201	(9.4)	1,410	(10.5)	49.4
Gasolina y nafta	268	(3.2)	126	(1.0)	50	(0.4)	-81.3
Kerosene	171	(2.1)	294	(2.3)	150	(1.1)	-12.2
Gas (*)	94	(1.1)	575	(4.5)	910	(6.8)	869.1
Carbón mineral	49	(0.6)	49	(0.4)	610	(4.5)	1244.9
Energía eléctrica	1,259	(15.1)	2,420	(19.0)	3,800	(26.3)	201.8
TOTAL	8,330	(100.0)	12,760	(100.0)	13,440	(100.0)	61.3

(*) Incluye GLP, gas distribuido y gas industrial.

Fuente: Balance Nacional de Energía.

En suma, durante la década del 70 el consumo energético del sector industrial se incrementa en forma significativa (54%) y son productos como petróleo residual, diésel oil y energía eléctrica los principales responsables. Durante 1980-1988 se observa dos hechos bastante significativos que es necesario destacar:

- Una caída drástica en el consumo energético del sector en cuestión. Entre 1980-1988 el consumo sólo se incrementa en 5.3%.
- Este reducido incremento en el consumo es responsabilidad, principalmente, de la energía eléctrica, gas y carbón mineral. Productos energéticos con origen en hidrocarburos presentan incrementos negativos en este subperíodo.

Para explicar este comportamiento de niveles y cambios en la composición de vector de consumo energético del sector industrial es necesario introducir variables que se relacionen con la actividad económica. Como una aproximación se puede pensar que la tendencia decreciente en el consumo energético tiene su explicación en el carácter recesivo de la economía que se inicia en los primeros años de esta década y que se ha agudizado en la actualidad, lo cual ha afectado al total de la actividad productiva del país. Además, el cambio en el patrón de consumo (principalmente en electricidad) puede ser explicado por la distorsión en los precios relativos de los energéticos, que colocan a la electricidad en valores cada vez menores.

- Se reducen los costos de energía lo cual es vital para hacer más competitiva internacionales. Debe quedar claro que los esfuerzos de racionalización energética son desde luego una parte integral de cualquier programa de reestructuración industrial que lleve a cabo del país.
- Por último, la racionalización energética que se deriva de un manejo o administración de la demanda no debe considerarse como un fin en si misma, sino que sería parte de una estrategia gubernamental para mejorar la eficiencia y competitividad específicamente del sector industrial.

En lo que sigue se presentan, a nivel de la economía en su conjunto y del sector industrial específicamente, las relaciones energía-producto dejando para una sección posterior los respectivos subsectores seleccionados dentro del proyecto de reestructuración industrial.

En 1970, para producir un millón de intis fueron necesarias 329.4 Tcal. En 1987 esta razón fue de 275.9 indicando, a este nivel de agregación, una disminución en el uso de energía por unidad de producto (Cuadro II.1a). La primera aproximación puede pensarse en una mejor utilización de la energía pero debida cuenta a detenerse al considerar que esta razón tiene como denominador la producción nacional y la reducción observada de la razón o cociente puede deberse a una disminución considerable de ésta. Efectivamente, la producción nacional registra una disminución en el ritmo de su crecimiento en los últimos 7 años, situación que se inicia por el proceso recesivo a partir de 1980. Durante 1970-80 la producción se incrementó en casi 50% y en lo que va de la década actual su ritmo disminuyó a 1%. En términos de consumo de energía, en la década pasada cada unidad de incremento en energía estuvo asociada con casi 2 unidades de producto, en la presente década la relación fue de 1:1.6. Es decir, la reducción en el crecimiento de producto nacional explica la tendencia decreciente observada en la relación energía-producción. Podría pensarse, a nivel agregado, en un aprovechamiento menos eficiente de la energía en función de la disminución de la escala de producción en la economía.

A este nivel de agregación es difícil precisar el grado de eficiencia en el uso de la energía en el país pues el proceso recesivo de los últimos años distorsiona la evaluación. Hay que desagregar la información a nivel de sectores y al interior de este a nivel de subsectores. En este sentido, y dado que la preocupación es el presente

Quadro N°18

Razón Energía-Producto para Perú
1970-1987

	Consumo de Energía	A %	PBI millones I/. 1970	A %	Energía Producto
1970	79083	100.0	240.06	100.0	329.43
1980	96577	122.1	337.98	140.8	285.75
1987	106170	134.2	383.37	159.7	276.94

Cuadro N°19

PBI por Sectores Económicos
(miles de Intis de 1970)

	1970	(%)	1980	(%)	1987	(%)	1970- 1987 A %
Agropecuario	36,247	(15.1)	38,530	(11.4)	51,269	(13.4)	41.4
Pesca	6,576	(2.7)	4,074	(1.2)	4,210	(1.1)	-36.0
Minería	19,840	(8.3)	31,330	(9.3)	3,2981	(8.6)	60.2
Manufactura	57,223	(23.8)	82,802	(24.5)	93,227	(24.3)	63.0
Construcción	10,010	(4.2)	17,230	(5.1)	18,723	(4.9)	87.0
Gobierno	19,368	(8.1)	25,420	(7.5)	26,883	(7.0)	38.8
Otros	90,802	(37.8)	138,594	(41.0)	156,073	(40.7)	71.9
<u>Total</u>	<u>240,066</u>	<u>100.0</u>	<u>337,979</u>	<u>100.0</u>	<u>383,366</u>	<u>100.0</u>	<u>59.7</u>

...relacion el 40% de la energía...

Durante el periodo 1970-1977 el sector industrial fue responsable del 64% de la producción nacional y dicha participación ha permanecido constante durante este tiempo (Sector 4919). Durante este periodo la producción registró un incremento del 93%, ligeramente por encima del total nacional (80%). Al igual que el total nacional pasara de 44.7% que en la actual (1977). La elección energiaproducto para este sector registró un 100% en 1970 y un 100% en 1977. índices bastante altos que los otros sectores del agregado nacional siendo una replicación importante que con el promedio nacional interviene recursos energéticos no tradicionales que se caracterizan por su uso en áreas principalmente de aquellos que son utilizados comúnmente en el área rural.

En 1970 el índice energiaproducto fue de 148.5. Es una proporción menor, menor de la actual, que la observada para el conjunto de la actividad productiva nacional. En 1977 este índice disminuyó a casi 100, indicando una notable aproximación a una mejoría en la utilización de la energía. Para completar los resultados anteriores había que elevar el comportamiento de este índice a través del periodo 1970-1977. Durante 1970-1977 la producción industrial registró un incremento de 93% y la energía consumida lo hizo a 50% lo cual respalda la tendencia decreciente del índice encontrado anteriormente. Sin embargo, a través del tiempo el mayor cambio significativo en la relación es el gas producido.

Entre 1970-1977 el incremento de 17% de la producción estuvo asociado con el incremento de 18% en el consumo de energía. Durante este mismo periodo el consumo energético no renovable creció a 10% y los derivados del petróleo crecieron 21% y la electricidad intervino con un 17%.

En la década actual, el incremento de 17% de la producción estuvo asociado con un incremento de 18% en el consumo de energía de 1970. Además, a lo largo del periodo incrementa un tanto considerable la participación relativa de la electricidad en el vector de consumo energético, llega a ser 25% en 1977. Por ende, disminuye la participación de los hidrocarburos.

Cuadro N°20

Razón Energía-Producto del Sector Industrial
1970-1987

	Consumo de Energía(*)	A %	Producción (millones I/. 1970)	A %	Energía- Producto
1970	8,330	100.0	57.2	100.0	145.6
1980	12,760	153.2	82.8	144.7	154.1
1987	13,030	156.4	93.2	162.9	139.8

(*) Se considera energía comercial.

Con los resultados anteriores se puede deducir el hecho de que un consumo menor de energía por producto se registra en la década actual en el sector industrial y está asociado con una mayor intensidad relativa en el uso de energía eléctrica la cual se incrementa en casi 160% durante 1970-1987 en comparación al incremento total energético del sector que fue sólo de 56%. Las otras fuentes con procedencia en el petróleo, como se mencionó en la sección del consumo energético incrementaron en 28% el petróleo residual, 3% el diesel oil y -78% la gasolina y nafta. Lo que se deslumbra es un proceso de sustitución de energía eléctrica por derivados de petróleo inducidos, entre otras causas, por distorsiones en los precios relativos de los diferentes recursos energéticos utilizados en el sector.

d. Los Subsectores Industriales y el Uso de Energía

La información sobre el uso de energía a nivel de los subsectores de la industria es bastante limitada para los últimos años. Se ha procedido a utilizar la información del año 1982 que si bien corresponde a un año relativamente alejado del presente ofrece la oportunidad de dar idea acerca de la proporción e intensidad en el uso que se haga de los diferentes combustibles.

En el cuadro 21 aparece el listado de los subsectores industriales de acuerdo a la Clasificación Internacional Industrial Uniforme (CIIU) con sus respectivos consumos de energía. Como se ha manifestado en otras secciones del estudio, el consumo energético del sector industrial es casi en su totalidad de energía comercial en la que sobresale la energía eléctrica y los hidrocarburos (petróleo residual). Según el cuadro mencionado, alrededor del 75% del consumo energético del sector está concentrado en sus divisiones industriales (36, 35, 37, 34, 31 y 32), dentro de las cuales destaca la fabricación de productos minerales no metálicos (división 36) con una proporción del 35%.

CUADRO 21
Consumo de Energía Comercial por grupo CIIU, 1982
(tca.)

División Industrial	Combust.	Electric.	Total	%
31 Prod. Alim, Beb, Tabacos	1,096.8	340.4	1,437.2	10.8
32 Textiles, Prendas de vestir e Industria del cuero	651.4	316.8	968.2	7.3
33 Ind. de la Madera y Prod. de Madera	223.1	47.5	270.6	2.0
34 Fab. de Papel y Prod. de Papel	1,379.9	330.0	1,709.9	12.9
35 Fab. de Sust. Quím y Prod. Quím. derivados del Petróleo y del Carbón	1,441.1	710.2	2,121.3	16.0
36 Fab. de Productos Minerales no Metálicos	4,136.4	467.3	4,603.7	34.7
37 Industrias Metálicas Básicas	1,536.0	227.2	1,813.4	13.7
38 Fab. de Prod. Metálicos Maquinarias y Equipos	184.6	140.0	324.6	2.4
39 Otras Ind. Manufact.	12.5	10.6	23.1	0.2
	10,632.0	2,640.0	13,272.0	100.0

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

El consumo de energía eléctrica en el sector comercial en 1982 generó un valor de 1,949.7 millones de kilowatts hora (MWh) con un costo de 47,830 millones de pesos. El consumo total de energía eléctrica en motores eléctricos (10.7%), en elevadores (1.7%) y el resto en bombas (8.1%), ascensores (5%) y máquinas eléctricas (10.7%). El resto (5.2%) del consumo de energía eléctrica del sector se usó íntegramente por iluminación (1.0%), calefacción y plantas de producción. El gas distribuido (31.6 millones de metros cúbicos) se emplea en calderas (20%) y hornos (10%). El gas industrial, nacional e importado, que representa el 10% del consumo del sector, se emplea en hornos (5%), calderas (5%) y plantas de producción (5%).

Cuadro 23

Consumo de Energía Comercial por Usos, 1982

(MWh)

Fuente de Energía	1982						Total
	Gas	Calor Solar	Fuerza Térmica	Iluminación	Electrodomésticos	Planta	
Electrodomésticos	19.7	194.1	1,949.7	131.7	404.6		2,799.8
Gas Industrial	211.4		125.6				337.0
Gas Comercial		13.3					13.3
Plantas de Producción						168.0	168.0
Calderas y Hornos	1.6	249.4					251.0
Plantas de Producción	1-2.8	567.2				550.0	1,220.0
Fuente Térmica	3,343.6	3,971.4					7,315.0
Plantas de Producción		115.1					115.1
Total	3,577.7	2,152.2	1,949.7	131.7	404.6	758.0	12,273.9

Fuente: Instituto de Energía (1983).

El consumo de energía eléctrica en el sector comercial en 1982 generó un valor de 1,949.7 millones de kilowatts hora (MWh) con un costo de 47,830 millones de pesos. El consumo total de energía eléctrica en motores eléctricos (10.7%), en elevadores (1.7%) y el resto en bombas (8.1%), ascensores (5%) y máquinas eléctricas (10.7%). El resto (5.2%) del consumo de energía eléctrica del sector se usó íntegramente por iluminación (1.0%), calefacción y plantas de producción. El gas distribuido (31.6 millones de metros cúbicos) se emplea en calderas (20%) y hornos (10%). El gas industrial, nacional e importado, que representa el 10% del consumo del sector, se emplea en hornos (5%), calderas (5%) y plantas de producción (5%).

Incluye 724 Total de calefacción.

37 Incluye 726 Total de calefacción.

- a. Divisiones CIIUU 31, 32, 33 y 34
Calor de baja y mediana temperatura a vapor o electricidad (fuerza motriz).
- b. Divisiones CIIU 36, 37 y 39
Calor de alta temperatura (hornos), poco o nada de vapor y electricidad (fuerza motriz).
- c. Divisiones CIIU 35 y 38
Mixtos, vapor, calor directo (hornos y reactores) y electricidad (electrólisis y fuerza motriz).

A nivel del sector industrial el consumo total de energía se dirige al uso, principalmente de la generación de calor directo (46%), vapor (31%) y fuerza motriz (15%). Además, con la totalidad del consumo energético está relacionado al proceso productivo y una pequeña parte a la autogeneración de electricidad (cuadro 23) destacándose en este último el uso del consumo relativo del Grupo Industrial (b) pues representa casi un 1.5% en comparación al 5% y 1% de los grupos (a) y (b) respectivamente.

Cuadro 23

Consumo de Energía por tipo de industrias

Tipo de Industria.	Tcal	En el Proceso Productivo (%)	En la autogener. de Electricidad (%)
(a)	5,138	94.8	5.2
(b)	6,772	85.5	14.5
(c)	2,489	98.9	1.1

Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

En cuanto a la composición o estructura del vector de consumo energético de los subsectores industriales seleccionados en el Proyecto de Reestructuración Industrial se ha logrado reunir información con distintos niveles de agregación debido a la disponibilidad de las cifras, pero se puede a partir de ellos, derivar las características más importantes de su perfil de requerimientos energéticos. Como en la situación anterior, referente al uso de la energía, la información se centra en el año 1982.

a. Agroindustria

En este subsector se va a considerar las siguientes industrias:

- Azucar
- Pilado de arroz
- Aserrijo y láminas de madera prensada

Desde el punto de vista del volumen de consumo energético, la industria azucarera es la consumidora de casi el 99% de la energía del presente subsector, por lo cual las cifras que se presentan y las características de consumo energético se refieren a dicha industria.

La información corresponde a las 12 cooperativas integradas (cultivo o ingenio) que se encuentran mayormente ubicadas en la Costa Norte del país. El proceso productivo de elaboración de azúcar que utiliza energía térmica producida por la combustión del petróleo residual y bagazo obtenido como sub-producto del propio proceso de producción.

El consumo global de energía fue de 3763.5 Tcal y fue el bagazo el combustible más utilizado en el proceso seguido por el petróleo residual (cuadro 24)

CUADRO 24

ENERGIA UTILIZADA EN LA PRODUCCION DE AZUCAR

	Tcal	%
Petróleo residual	946.8	25.0
Diesel Oil	425.3	11.3
Bagazo	1,930.4	51.4
Kerosene	111.0	2.9
Gasolina Motor	54.0	1.4
Energía Eléctrica	301.0	8.0
TOTAL	3,763.5	100.0

FUENTE: Ministerio de Energía y Minas

A manera de complemento de la información anterior se presentan algunas características del uso y consumo de energía del sub-sector industrial en cuestión:

- El consumo específico promedio de la producción de azúcar es de 5923 Kcal/Kg, valor que está por encima de los niveles internacionales, los cuales fluctúan entre 3500 y 4700 Kcal/Kg.

- Parte importante del consumo de energía (76%) se utiliza en calderos para la generación de vapor. Para tal fin se dedica íntegramente el petróleo residual.
- Estas empresas se autoabastecen de energía eléctrica en casi un 92%, la diferencia es comprada del sector público. Casi un 72% de esta energía se utiliza en grupos estacionarios para fuerza motriz y el resto en iluminación de las empresas y de la población de las cooperativas.

b. Industria Textil

Las empresas de este subsector están agrupadas en la División 32 de la CIU y se considera la siguiente desagregación:

- 3211 Hilados, tejidos y acabados textiles
- 3212 Artículos confeccionados de materiales textiles
- 3213 Fabricación de tejidos de punto
- 3214 Fabricación de tapices y alfombras
- 3215 Cordelería
- 3219 Fabricación de textiles

Tanto la sub-división 3211 y la 3213 agrupan más de las 3/4 del número de establecimientos de la rama textil. Sin embargo, desde el punto de vista del consumo energético sobresale la sub-división correspondiente a hilados, tejidos y acabados textiles según la información que a continuación se presenta:

	Combustible %	Energía Eléctrica %	Total
3211	91.1	87.8	90.1
3212	0.2	2.4	0.9
3213	8.0	7.8	8.0
3214	0.3	0.5	0.3
3215	0.3	0.7	0.4
3219	0.1	0.3	0.3
TOTAL	100.0	100.0	100.0

Desde que la subdivisión de hilados, tejidos y acabados textiles concentra alrededor del 40% de los establecimientos y es responsable del 90% del consumo de energía del sector textil, el análisis y evaluación girará en torno de la subdivisión mencionada en lo que se refiere a la presentación del perfil de la estructura de consumo energético como representativa del sector textil en general.

A continuación se menciona algunas características de la industria de hilados, tejidos y acabados de textiles en cuanto a su consumo energético y algunos aspectos generales de la misma.

- Parte importante de los establecimientos se encuentran concentrados en Lima. Los procesos son para la producción de tejidos planos y de hilados. El primer proceso consiste en hilatura, tejeduría, teñido y acabado (incluye estampado) y la producción de hilados consiste en la preparación de la fibra, hilatura en las continuas y enconado. Ambos procesos requieren diferentes niveles de consumo de energía.
- El combustible más utilizado es el petróleo residual que se emplea en calderas para la generación de vapor según lo indica la estructura siguiente:

<u>Combustible</u>	<u>%</u>
Petróleo residual	47.6
Diesel Oil	18.0
Kerosene	1.8
Gasolina motor	1.1
GLP	0.2
Energía Eléctrica	31.3
TOTAL	100.0

Este consumo se encuentra concentrado en unas pocas empresas (alrededor de 7 empresas consumían casi la mitad del total de esta industria y sólo una de ellas casi el 30%)

- La energía se usa fundamentalmente en forma mecánica para el accionamiento de máquinas y en forma técnica para calefacción del proceso y acondicionamiento de locales. Las operaciones de tipo de blanqueo, aprestado y teñido consumen fundamentalmente energía en forma de calor. En hilatura y tiraje, el consumo en el proceso de fabricación es primordialmente energía eléctrica, aunque una parte importante de la energía total se consume en las fábricas es debido al acondicionamiento de locales (alumbrado y ventilación) (cuadro 25)

CUADRO 75

CONSUMO DE ENERGÍA POR USOS EN LA INDUSTRIA
DE ALAMBRES Y TEXTILES
(Tcal)

	Vapor	Calor Directo	Fuerza Motriz	Iluminación	Fuerza Automotriz	Total
Energía Eléctrica	2.2	1.1	51.3	3.5		58.1
Gas Licuado		1.7				1.7
Gasolina Motor					4.2	4.2
Kerosene		1.4				1.4
Diesel Oil	9.1				14.5	23.6
Petróleo Residual	353.8					353.8
TOTAL	365.1	4.2	51.3	3.5	18.7	447.8

Según el cuadro anterior el principal producto energético utilizado es el petróleo residual que es utilizado en su totalidad en la generación de vapor, que es a la vez el uso más significativo del total energético (casi 83% de la energía es consumida en forma de vapor). El segundo uso importante de la energía es en fuerza motriz que representa casi el 12% del consumo total y proviene de la energía eléctrica. Le sigue en importancia el uso de la energía en fuerza automotriz para el cual se usa la totalidad de gasolina y parte importante del diesel.

En términos promedio, la energía forma parte del 12% del costo total directo de producción de este tipo de industria.

c. Fabricación de Sustancias Químicas

Este sub-sector industrial corresponde a la División 35 de la Clasificación Internacional Industrial Uniforme y comprende los grupos siguientes: 3512, 3513, 3511 y 3551. Sus procesos productivos son altamente insumidores de energía eléctrica y gas distribuido.

En términos de energía térmica el combustible más utilizado es el petróleo residual que llega a representar alrededor de 1/3 del consumo energético y se utiliza en calderos de vapor y en menor proporción en hornos. Dentro de los combustibles le sigue en importancia el gas distribuido (19%) que se emplea en la industria en la industria de fertilizantes y negro de humo (53% en calderos y 47% en hornos). Por último, se utiliza el diesel (11% del total) principalmente en hornos y transporte.

La energía eléctrica como ha sido mencionado, llega a representar más de un tercio del consumo total de la energía consumida en este sub-sector industrial y se usa principalmente en electrólisis y fuerza motriz.

A manera de referencia se puede mencionar que solo 4 grupos industriales (CIIU a 4 dígitos) eran responsables del 80% del consumo energético en las magnitudes que se señalan a continuación:

	%
3212 Fab. de abonos y plaguicidas	28.3
3213 Fab. de resinas metálicas, materias plásticas y fibras artificiales	24.0
3511 Fab. de sustancias químicas básicas	22.9
3551 Fab. de llantas y cámaras	5.0
TOTAL	80.2

d. Industrias Metálicas Básicas

Este sub-sector tienen como insumo energético principal el coque (40%) seguido por el petróleo residual y la energía eléctrica en una proporción de 26% y 15% respectivamente. Desde el punto de vista de consumo energético es la industria siderúrgica la rama más importante pues en promedio llega a consumir 93% del total del sub-sector. Entre las principales empresas destaca el complejo siderúrgico Sider-Perú que se encuentra ubicado en Chimbote. Dada la importancia de esta empresa se considera su perfil de consumo energético como representativo del sub-sector.

El complejo de Sider-Perú consta de las siguientes plantas:

- Planta de hierro equipada con un alto horno que utiliza los pellets ácidos provenientes de Marcona y el coque siderúrgico, el cual es importado.
- Plantas de acero equipada de 4 hornos eléctricos de arco. La planta tiene 2 convertidores de oxígeno y dos coladas continuas.

- Planta de reducción directa diseñada para producir hierro esponja con el proceso SL/RN en 3 hornos rotatorios. Emplea como materia prima los pellets ácidos de hierro, ferros de coque y ferros de calica y carbon antracita.
- Además planta de fluridición, laminación y de hojalata.

La importancia relativa de cada insumo energético utilizado en el proceso productivo del complejo es ilustrado en el siguiente cuadro:

	%
Coque	51.7
Antracita	5.4
Residual	23.7
Diesel 2	7.4
Gas Licuado	0.1
Energía Eléctrica	11.7

TOTAL	100.0

Como se logra visualizar con la información anterior es el coque y el residual los responsables de casi el 75% del consumo de energía, predominando el primer energético mencionado.

En cuanto al uso que se le da a la energía consumida por el complejo siderúrgico, casi el 87% del total se utiliza en hornos (calor directo) para la producción de acero.

- Alto horno (producción de arrabio) 41%
- Horno de reducción directa (producción de hierro esponja) 21%
- Horno de laminados planos y no planos 17%
- Horno eléctrico y convertidor 5%

En fuerza motriz e iluminación se emplea el 8% de la energía total, los calderos de vapor representan el 5% (residual y diesel). En transporte sólo se usa el 2%. Por último, en términos de la estructura de costos de producción la energía constituye ya un rubro relevante, llegando a constituir en promedio alrededor del 30% del costo total. Son el coque y la energía eléctrica los rubros de mayor peso relativo.

e. Industria de papel y productos de papel, imprenta y editoriales

Este sub-sector corresponde a la División 34 de la CIIU y comprende 4 grupos industriales (CIIU 4 dígitos) siendo el más importante, por su consumo energético, el grupo 3411 de

fabricación de pulpa de madera, papel y cartón que es responsable de casi el 94% de la División mencionada, por lo cual se hará mención específica de este grupo como representativo de todo el sub-sector y al interior del grupo se hace referencia al Complejo Industrial Sociedad Paramonga que además de papel produce productos químicos.

Del total de energía consumida por este Complejo el 66% es utilizado en la producción de papel y químicos siendo la diferencia (34%) transferida a la CAP Paramonga para usos agroindustriales (producción de azúcar)

Son el petróleo residual y la energía eléctrica las formas de energía mayormente utilizadas tal como se señala a continuación:

	%
Petróleo residual	64.6
Bagazo	14.5
Energía Eléctrica	20.9

TOTAL	100.0

Para la producción de papel se utiliza bagazo de caña de azúcar y para la preparación de la pulpa se lleva a cabo un tratamiento mecánico (eliminación del polvillo de bagazo) utilizando calderos y luego se somete a un tratamiento químico (cocción en soda caústica). La pulpa de bagazo es mezclada con algunas cantidades de pulpa de fibras largas importadas y agua. Esta mezcla pasa a las máquinas de papel continuo y de acabados respectivos que utilizan vapor y energía eléctrica.

La utilización de la energía en los procesos es a través del vapor y de la electricidad siendo utilizado casi el 80% del total de la energía en la generación de vapor. De este total de vapor el 59% se transfiere a la CAP Paramonga.

La electricidad consumida es utilizada principalmente en electrolisis (46%) y fuerza motriz (41%). El complejo autogenera casi el 3% del consumo total de energía eléctrica y la diferencia es abastecida por la red de servicio público (Hidrandina. C.H. Cahua)

e. **Los Precios Relativos de los Productos Energéticos y el uso de la Energía en el Sector Industrial.**

En la sección anterior se logró determinar la relación entre la producción del sector industrial y el respectivo consumo de energía comercial. Toca ahora establecer la relación con respecto a los precios de los productos energéticos utilizados en dicho sector.

Una de las características más saltantes del vector de consumo energético de dicho sector es la tendencia creciente hacia el uso de energía eléctrica y la disminución relativa en el consumo de energía en base a hidrocarburos. Durante el periodo 1970-1987 los productos energéticos más importantes son petróleo residual, energía eléctrica y en menor medida diesel oil, teniendo un comportamiento diferente a través del tiempo. Durante el periodo, el consumo de energía eléctrica se incrementó en forma espectacular, alrededor de 160% en comparación al 28% (petróleo residual) y 4% (diesel oil).

Habría que mencionar el caso del consumo de gas en sus diversas formas de uso (LPG, gas distribuido y gas industrial). Su participación en el total del consumo de energía comercial del sector se incrementó de 1% a 6% entre 1970 y 1987 que en términos de crecimiento porcentual el registro es de 783%, porcentaje bastante significativo pero se reduce al considerar su importancia relativa.

En el cuadro 26 aparecen los precios reales de los diferentes productos energéticos del consumo del sector industrial. Se ha considerado el precio por 1 Tcal con el fin de posibilitar la comparación entre los diferentes productos en cuestión. Se trata, en esta parte del estudio, de relacionar el movimiento de los precios reales en términos de los correspondientes al consumo físico.

En función de la información del Cuadro 26 sobresale, a primera vista, la tendencia negativa de los precios reales de la energía eléctrica y el correspondiente al gas. Esta tendencia fue más pronunciada en la década actual.

Para los otros productos energéticos, si bien los incrementos de los precios son significativos se debe a los ajustes de la década pasada pues durante 1980-87 los aumentos fueron reducidos (kerosene 10% y petróleo residual 8%) y negativos (gasolina -10% y diesel oil -3%). En definitiva, los ajustes de precios no fueron lo bastante significativos para compensar el nivel de inflación que se dio en los últimos 18 años lo cual ha conducido, principalmente en la presente década, a incrementos poco significativos o negativos de los precios reales siendo el

caso extremo el de energía eléctrica, lo cual la coloca en la posición del recurso energético más barato, seguido por el gas, el kerosene y el petróleo residual.

Al relacionar este comportamiento de los precios conjuntamente con el consumo de los principales productos energéticos del sector industrial se puede concluir en los siguientes:

- a) La importancia absoluta y relativa del consumo de energía eléctrica que adquiere a través del tiempo guarda relación con la tendencia decreciente de sus precios. Lo mismo puede decirse del consumo de gas.
- b) Durante 1980-1987 el consumo de los de los principales productos energéticos disminuyó en términos absolutos y relativos (petróleo residual y diesel) mientras que el del gas y energía eléctrica aumentaron. Esta situación indicaría la posibilidad de una sustitución en favor de estos últimos motivado por sus precios relativos menores.

En suma, la tendencia negativa de los precios reales es una aproximación que es necesario tener en cuenta para explicar el cambio en el patrón de consumo de los productos energéticos. Es el cambio en los precios relativos lo que cuenta el consumo lo que en nuestro caso es hacia los productos cuyos precios relativos experimentaron una mayor disminución relativa. Por ejemplo, el consumo de gasolina y nafta disminuyó significativamente pues el ajuste de su precio se mantenía aproximadamente a la par de la inflación, especialmente en los últimos años, por tanto su requerimiento pudo ser sustituido por otro energético de menor precio.

En esta sección se ha querido mostrar la relación entre precios y consumo dejando para otra parte del estudio la evolución de la política de precios y su implicación para la economía.

14-00000

RESUMEN DE RESULTADOS POR SECTORES, 1970-1987

en millones de pesos de 1970 por 1 mil.

	MILLONES DE PESOS					
	1970	1980	1987	1970-80	1980-87	1970-87
Industria (84)	2740.11	4723.67	4280.38	75.12	-4.78	56.21
Alcega	605.39	625.58	692.05	3.47	10.48	14.91
Gasol. Oil	1217.93	2329.27	2246.12	91.25	-8.57	81.42
Industria	679.42	1972.68	1789.55	131.36	6.51	51.09
Residual	2246.56	1791.29	1789.81	-21.61	-1.50	-22.00
Energia Electrica						
Energ.	2573.00	2923.43	2422.50	-5.26	-29.64	-43.18
Mediana	2724.92	11047.51	2422.07	55.25	-37.02	-0.04
Mayor	5432.57	5675.35	4223.05	31.30	-59.60	-17.28

FUENTE: Petrosera

Compania de Petroservicios

RESUMEN: ASPECTOS CENTRALES DE LA PROBLEMÁTICA ENERGÉTICA DEL PERÚ

La estructura o configuración del vector de recursos energéticos potenciales de un país pone en manifiesto la abundancia o escasez relativa de los mismos y proporciona la base necesaria para la decisión de intensidad de su uso en las diferentes actividades de la sociedad.

En el Perú, según algunos estimados recientes (cuadro x), dicho vector se caracteriza por la importancia del potencial hidroenergético que representa casi la mitad del potencial total del país (49%). Le siguen en importancia los recursos carboníferos (25%), el petróleo (16%) y el gas natural (10%). Esta estructura, en primera instancia, sugiere la utilización de aquel recurso que es relativamente abundante, que en el caso del Perú sería en base a hidroenergía y carbón mineral, principalmente.

Sin embargo, esta correlación no se ha dado entre dotación de recursos y su uso. Hay una serie de razones que transitan desde el modelo de desarrollo adoptado en el pasado, el tipo de tecnología, política de precios, etc, que pueden mencionarse para explicar la situación energética actual del país. Además, tal vez como una razón o un resultado de lo mencionado anteriormente, se suma la falta de conocimiento de carácter técnico-económico que haga viable la explotación ordenada y priorizada del potencial energético del país. El cuadro x ilustra la falta de correspondencia entre dotación y uso de los recursos energéticos con que cuenta el país. En 1987 no se utilizaba ni el 1% del potencial de energía comercial del país lo que pone en manifiesto la viabilidad para hacer frente a demandas crecientes de energía en el futuro. Esta apreciación pone en manifiesto que el país tiene un potencial para hacer frente a requerimientos futuros para cualquier programa de desarrollo que se diseñe pero el esfuerzo, para lograr este aprovisionamiento energético, ha de estar dirigido a transformar esta dotación de recursos o potencial en flujos de producción. Sin embargo, esta reducida utilización del potencial ha sido sesgado a un solo recurso energético, el petróleo, dejando de lado el aprovechamiento de aquellos que se presentan como los más significativos en la cartera de recursos energéticos, es decir, hidroenergía y carbón mineral. Apenas un 11% del total de la producción energética correspondió a hidroenergía en contraste al hecho que representa casi el 50% del potencial energético del país.

Es necesario hacer un uso más adecuado de los recursos energéticos teniendo en cuenta la intensidad de cada uno de ellos en el vector del potencial energético del país. Se tienen que armonizar el programa de desarrollo con las disponibilidades nacionales de energía a través de mecanismos e instrumentos que incentiven el uso del recurso abundante. Incluso la dotación

relacionado con el desarrollo de las actividades de las unidades de producción y de las actividades de apoyo a la producción, en el marco de la política energética nacional.

En consecuencia, a los efectos de las actividades de desarrollo de las unidades de producción, se debe tener presente que el desarrollo de las actividades de apoyo a la producción, en el marco de la política energética nacional, debe tener presente el desarrollo de las actividades de apoyo a la producción, en el marco de la política energética nacional, en el marco de la política energética nacional.

Cuadro 3

Potencial Energético y Producción 1987

(TEF 105)

	Potencial		Producción	
	Total	%	Total	%
Carbón	20000	80.0	10000	50.0
Gas natural	20000	80.0	10000	50.0
Gas licuado	20000	80.0	10000	50.0
Gas de síntesis	20000	80.0	10000	50.0
Total	25000	100.0	20000	80.0

FUENTE: Estimaciones del potencial energético de las unidades de producción y de las actividades de apoyo a la producción, en el marco de la política energética nacional, en el marco de la política energética nacional, en el marco de la política energética nacional.

III. MARCO JURIDICO-POLITICO Y LA SITUACION ENERGETICA EN EL PERU

En las secciones anteriores se ha mostrado que el Perú está en camino de enfrentar un déficit de abastecimiento energético. El análisis que se desarrolla a continuación tiene como propósito central encontrar la relación existente entre el marco legal y política energética planteada durante las últimas tres décadas frente a las actividades relacionadas a la exploración, explotación de fuentes energéticas y la producción de energía, con el objetivo de dimensionar en qué medida el marco jurídico-político ha colaborado con el panorama que presenta la actual situación energética del Perú.

El quehacer de una determinada actividad productiva está regulada por dos tipos de cuerpos de leyes. Las leyes sectoriales que regulan la actividad de un sector en cuanto a explotación, inversión, producción y comercialización, entre otros, y la política económica orientada a regular y presionar la actividad económico-social de un país incluye la política monetaria, fiscal de precios, tarifaria y cambiaria, entre otras. Este último cuerpo de dispositivos, generalmente, tienen en la práctica mayor influencia sobre la actividad de sectores específicos y muchas veces trabajan en sentido contrario a lo que estipulan las leyes sectoriales. Por ejemplo, en lo que se refiere al sector energía una política de control de precios que pueda llevar un gobierno, conduce a deteriorar el servicio, descapitalizar las empresas, lo que significa contradecir abiertamente los objetivos de desarrollo del sector.

3.1 Legislación Energética

Un marco legal sobre energía que incluya actividades de promoción, comercialización, aprovechamiento de los diferentes subsectores no existe en el Perú, lo que viene a ser un gran vacío teniendo en cuenta la situación del sector que se caracteriza por la escasez, disponibilidad y costo diferencial de los recursos energéticos. En el país la planificación de los recursos energéticos la lleva a cabo el Ministerio de Energía y Minas que tiene jurisdicción sobre las actividades mineras, hidrocarburos y electricidad, regulando las actividades a través de la política y planes que elabora. Sin embargo, dada la situación de la planificación en el Perú, que en la práctica sólo tiene el carácter de indicativa, se hace

Imprescindible la existencia de un marco legal que regule toda la actividad energética. La existencia de este vacío legal conduce, por ejemplo, a que pese a que se postule en los planes la necesidad de utilizar fuentes renovables para la generación de energía, cada vez se tienda a utilizar recursos no renovables, pese a que las reservas de estos recursos tengan una tendencia decreciente en la última década. Un vacío importante en este quehacer es el desaliento del uso de otros recursos energéticos, pues están ausentes mecanismos que impulsen su desarrollo. Entre otros, cabe mencionar, incentivos para su explotación y sobre todo una política tarifaria coherente que conduzca al uso de recursos renovables y a utilizar fuentes no convencionales: carbón, biomasa, eólica, solar, etc.

La legislación que regula la actividad de los diferentes subsectores es incompleta, pues sólo existe para los subsectores de electricidad, hidrocarburos, no habiendo un marco legal que regule y aliente el uso de otras fuentes energéticas, tales como: nuclear, eólica, solar, leña, etc. La no existencia de este marco legal explica en parte el poco desarrollo alcanzado en esos campos de actividad energética.

A continuación se efectuará un análisis del marco legal que regula a los subsectores de hidrocarburos y electricidad.

a. Hidrocarburos

La legislación sobre hidrocarburos en el Perú tiene larga data, siendo siempre motivo de discusión política e ideológica. Este campo de la legislación puede decirse que tiene dos etapas bien marcadas. La primera que va hasta 1968, en que la característica principal era que el Estado entregaba a la empresa explotadora la propiedad del suelo, subsuelo y recurso, pudiendo hacer con el producto lo que más convenía a la empresa, pagando solamente los tributos correspondientes.

La segunda empieza en 1969, en que se establece las bases de una nueva legislación sobre los recursos naturales. A partir de aquella fecha el Estado es dueño de los recursos, dando en concesión la explotación de ciertas áreas, regulando según las circunstancias las ganancias y distribución de ingresos generados, lo que se hace a través de innumerables mecanismos técnico-financieros.

El marco legal sobre hidrocarburos no tiene las características de una Ley General sobre el sub-

sector, en la que deben establecerse no sólo las condiciones de exploración, explotación, producción y comercialización del recurso, que contiene la legislación petrolera, sino sobre todo una política de abastecimiento como fuente del recurso orientado a satisfacer las demandas energéticas del aparato productivo y de la sociedad en general, así como hacer un uso eficiente del recurso procurando cautelar el ratio reservas/producción; entre otros aspectos.

En otras palabras, el espíritu de las leyes petroleras, están orientadas más a cautelar una excesiva ganancia de las empresas contratistas, que a garantizar un flujo permanente del recurso que posibilite y aliente el desarrollo de la actividad económica productiva del país.

En términos de resultados, tanto la evolución decreciente de la razón reservas/producción, como el inicio de un déficit entre oferta y demanda a nivel nacional de productos derivados del petróleo pone de manifiesto que la legislación petrolera no ha sido la más apropiada para fomentar su desarrollo, y ello se debe a otros factores.

El primero de ellos y el más importante es la legislación petrolera misma. En este aspecto están en juego el precio internacional del crudo, rentabilidad, alternativas de inversión y sobre todo, las condiciones que ofrecen otros países que compiten por financiamiento y conocimiento tecnológico.

Un segundo aspecto es el clima político que vive el país. Gobiernos que no se legitiman, que no son eficientes y eficaces, que no pueden satisfacer las aspiraciones de la población condicionando inestabilidad política dan como resultado políticas, tal vez con buena intención, pero que generan efectos contrarios agudizando la situación precedente. Es típico en esas situaciones: políticas de control de precios, estatizaciones, incentivos a ciertos agentes económicos, etc. A través de estas políticas se busca legitimar los gobiernos, pero generan mayor caos políticos.

Un tercer elemento que entra en juego es la situación económica del país en especial lo que se refiere a la Balanza de Pagos. Un país con brecha de corto y mediano plazo en su flujo de capitales

difícilmente puede aspirar a encontrar inversionistas extranjeros, pues de esta forma no se está garantizando la salida de utilidades.

Aspectos como éstos, entre otros, son los que ponderan las empresas extranjeras para decidir si invierten o no en un determinado país.

El Perú, hasta la mitad de la década del '70, con ciertos altibajos, ha mostrado un crecimiento sostenido. Hasta esa época la inversión extranjera en petróleo era importante. Jugaron entonces papel significativo no sólo los términos de los contratos, sino también la situación económica peruana. A partir de ese entonces, existe una correlación bastante alta entre crecimiento del PBI, estabilidad política y económica con las actividades de exploración petrolera.

b. Electricidad

El marco legal promulgado respecto a la actividad productora de electricidad en el Perú es bastante frondoso y variable; sin embargo puede ser clasificado básicamente en cuatro etapas:

- Sin normatividad general hasta 1955.
- Promoción de desarrollo energético de carácter privado, de 1955 a 1972.
- La energía bajo control del estado: 1970-1982 el aporte energético estatal -1982- y bases para el desarrollo energético.
- Búsqueda de la eficiencia

b.1 Sin normatividad general

En relación a la primera etapa, esta actividad se desenvuelve básicamente sin la existencia de un marco legal que lo regule, aliente o la haga más eficiente.

En esta etapa las centrales de generación eléctrica surgen básicamente en respuesta a necesidades creadas, tanto de las áreas urbanas donde hay consumo doméstico e industrial y en centros productivos localizados en pequeñas ciudades y áreas rurales donde se establecen básicamente

centros autogeneradores de energía.

En ese entonces, una empresa de servicio público acordaba con la Municipalidad interesada o con el gobierno el suministro de energía. El gobierno daba facilidades a las empresas liberando el material importado, estableciendo a cambio obligación de aceptar solicitudes de suministro y mantener calidad y regularidad en el servicio. En el caso de empresas del sector privado, no se necesitaba autorización, pagándose sólo el derecho por aprovechamiento de las aguas.

A mitad de la década de los '50s, se tomó conciencia de dos aspectos singulares: el escaso crecimiento de la capacidad de generación eléctrica en relación a la demanda de ciertos sectores productivos, en especial el minero y la desigual distribución de la oferta de energía eléctrica a lo largo del territorio peruano.

b.2 Promoción de Desarrollo

La programación del desarrollo energético empieza a ser formulada coherentemente por primera vez en el Perú en 1955. Para el efecto se promulgó la ley de Industria Eléctrica, No.12378 y posteriormente al amparo de la ley se elaboró el primer "Plan de Electrificación Nacional" en 1957, el que fue reactualizado posteriormente en 1962. La ley fue concebida básicamente para "acrecentar la potencialidad económica del país al fomentar la inversión de capitales nacionales y extranjeros".

Los principales aspectos que contenía la ley fueron los siguientes:

- Establecimiento de la concesión para el ejercicio de industria eléctrica destinada al servicio público de electricidad.
- Obligación de las empresas concesionarias de incrementar anualmente en 10% la oferta eléctrica y mantener en óptimas condiciones el servicio.
- Establecimiento de la Comisión Nacional de Tarifas como ente autónomo, la que tenía como objeto no sólo establecer una tarifa justa al

... la... (nombre) test... (nombre) ...
... y... (nombre) ...
Para ello... (nombre) el... (nombre) ...
... la... (nombre) que... (nombre) ...
... (nombre) y... (nombre) con el... (nombre) el
Fondo de... (nombre).

- Creación del Fondo de Aplicaciones, que se formaba a partir de un porcentaje de las tarifas.

Queda claro pues, que la ley era altamente promocional, estando orientada a incentivar las inversiones en generación de energía, sobre todo para el sector privado.

Como resultado de su aplicación, se registraron importantes incrementos en la capacidad de las plantas instaladas, sobre todo en los primeros años, gracias a la acción de empresas privadas que se acogieron a los beneficios que la ley otorgaba.

En aquella época el estado también realizó fuertes inversiones en nuevas centrales de generación. Ello se hizo sobre todo a partir de 1962 como resultado de la creación de los Servicios Eléctricos Nacionales (SEN), cuya finalidad era la de dotar oportunamente al país de energía eléctrica suficiente para el fomento del desarrollo económico. Mediante este dispositivo se trataba que el estado, con la experiencia ya adquirida se volviese en el futuro en una entidad económicamente autosuficiente, promotora del desarrollo eléctrico nacional. Fue el primer paso para que el estado tenga un rol significativo en la actividad del servicio eléctrico.

También en 1962, dada la existencia de sistemas eléctricos aislados, se dio la Ley No. 14080 de interconexión de Sistema Eléctrico, que tuvo como propósito además, lograr un intercambio oportuno de electricidad, tendiendo a satisfacer demandas y a hacer un uso más eficiente de las inversiones. Se estableció dos formas de interconexión: Forzosa, que era impuesta por el ejecutivo a iniciativa del Ministerio de Fomento y Obras Públicas; y Voluntaria, que era aprobada por el Ministerio a propuesta de

Sin embargo, al final de la década de los '60s subsistían los mismos problemas que en la etapa anterior: déficit de energía eléctrica y sobre todo, desigual distribución en el territorio nacional lo que significa que se han construido equipamientos eléctricos sin tener en cuenta la evolución de otros sectores económicos en el área de influencia, lo que ha ocasionado que existan déficits de importancia en algunas zonas del país, que han devenido en obstáculos para su desarrollo normal, dando como consecuencia improductividad de grandes capitales.

En razón a esta situación, en 1966 se creó "Servicios Eléctricos Nacionales", con el objeto de abastecer energía eléctrica a zonas del país que no sean área de concesión de otras empresas públicas y privadas.

A finales de los '70, si bien existió en la década un intento de ordenar el desarrollo eléctrico, no se logró una concepción integral del sector energético que permitiese un desarrollo coordinado entre las centrales que se crearon ni con los otros subsectores. De esta manera, las diversas empresas, tanto públicas como privadas, se preocuparon por atender aisladamente sus respectivas demandas, operando a través de programas no coordinados y sin perspectiva regional. Todo ello ha originado una administración deficiente, cuyas características más saltantes fueron las siguientes:

- Falta de una política general en la construcción y operación de los sistemas eléctricos.
- Falta de estandarización de los equipos e instalaciones, que determinaron la existencia de variedad de marcas, que hacen difícil una explotación sistematizada.
- Falta de coordinación y de transferencia de experiencias entre las empresas eléctricas.
- Falta de una política de formación y perfeccionamiento de cuadros.

- Ineficiencia de recursos humanos y materiales por la duplicidad de actividades, entre otros.
- Servicio deficiente e inadecuado a las demandas de los sectores productivos.
- Pésima gestión financiera de las empresas, en especial de las públicas, dando lugar a continuos déficits financieros.

b.3 Electricidad bajo control estatal

En razón a la problemática ya señalada, a partir de 1969 se adopta una política orientada a otorgar al Estado un rol preponderante en la producción de la energía.

Para el efecto, entre otros, se dan dos dispositivos de enorme trascendencia: la creación del Ministerio de Energía y Minas en 1969 y el Decreto-Ley normativo de electricidad en 1972 que crea además Electro-Perú y las unidades de explotación de sistemas eléctricos.

Al Ministerio de Energía y Minas se le da la función de planear, dirigir, coordinar, regular, promover y controlar las actividades de industria eléctrica. Para ese efecto se crea la Dirección General de Electricidad.

La ley de electricidad, Ley No. 19521, regula todo lo relativo al aprovechamiento de los recursos energéticos con fines de generación de electricidad, así como su suministro mediante: Planificación y programación, ejecución de obras eléctricas desarrollo de actividades de generación, transformación, distribución, comercialización y uso de energía eléctrica y la interconexión de los sistemas. Para lograr todos estos propósitos, se reserva para el Estado las actividades de generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para servicio público; y sólo cuando no puedan proporcionar el servicio, se autorizaría a autoprodutores actividades de generación, transformación y transmisión de energía para su uso exclusivo.

Para la realización de las actividades antes señaladas, en especial las referidas a ejecución y comercialización, que son reservadas para el estado, mediante la misma ley se crea la Empresa Eléctrica del Perú y Empresas Estatales Asociadas con ámbito regional, estableciéndose que los activos de las empresas privadas sean transferidas a las entidades estatales.

Existen otros dos aspectos que introduce esta ley, que merecen resaltarse: el primero es la formación de reservas financieras resultantes de la actividad empresarial del estado, los que se planteó aplicar en función de los planes de desarrollo del país. El segundo es de mayor trascendencia y se refirió a las tarifas. Mediante esta ley se suprime la Comisión Nacional de Tarifas, estableciéndose la Tarifa Unificada Nacional, la que es aprobada en el Consejo de Ministros mediante Resolución Suprema. Ello quiere decir que la tarifa dejó de plantearse con criterio técnico, en función a los costos de cada empresa, y adquiere connotación político-social.

Luego de 10 años de aplicación de la ley, si bien la capacidad instalada de generación aumentó más que en la década pasada, aún existían serias restricciones de abastecimiento, en casi todos los departamentos del Perú y se preveía que en Lima, a partir de 1983 se daría un déficit notable, lo que muestra que la generación de energía no satisfacía las demandas del aparato productivo, ni tampoco creaba las bases para el desarrollo productivo de las regiones del Perú. Asimismo, el inmenso espacio rural del país, carecía de energía, pese a que al final de esa década, se dio paso a un programa agresivo de pequeñas centrales hidroeléctricas, el que se desarrollaba en un marco jurídico no apropiado, al no existir como entes reconocidos, las empresas locales de electricidad.

Sin embargo, lo más saltante del periodo fue las dificultades financieras que enfrentaban las empresas eléctricas del estado, pues por el criterio político adoptado, las tarifas

establecidas no cubrían los costos y menos alimentaban las reservas financieras que fueron creados para la ampliación de la oferta eléctrica.

b.4 Búsqueda de la eficiencia

Luego de una década de desarrollo eléctrico con base estatal, a partir de 1981 se replantea el rol del estado en esta actividad. Ello se realiza mediante la Ley No. 23406, dándose además mayor agilidad a Electro-Perú a través de una nueva ley orgánica. Esta ley es mucho más completa que las anteriores, siendo cualitativamente superior. Tiene, entre otros, como objetivos diversificar el uso de los recursos con fines energéticos, dar eficiencia y autonomía a las empresas del estado y posibilitar la electrificación rural.

Por primera vez en una ley se plantea el uso racional de los recursos energéticos para la generación de electricidad, dando preferencia al empleo de recursos renovables, limitando la utilización de los no renovables sólo a casos en que su empleo sea más conveniente o inevitable. De otro lado, se define a la energía aprovechable de las fuentes hidráulicas como jurídicamente distinto al agua, y que para su utilización se pagará la tarifa por el uso, solicitando autorización sólo al Ministerio de Energía y Minas.

También la ley deja de reservar para el estado toda actividad referente a la generación de electricidad, aunque se establece que el servicio público seguirá estando a cargo del estado. Ello quiere decir que el Ministerio de Energía y Minas y Electro-Perú siguen dando la normatividad y ejecutando obras, pero posibilita que concesionarios y auto-productores, bajo contrato con Electro-Perú, puedan dedicarse a la generación y transmisión de electricidad, a los que a su vez les da incentivos imilares que las empresas mineras. En otras palabras, se crea pues un marco legal de economía mixta.

Asimismo, con el objeto de prestar un mejor

servicio, establece la creación de Empresas Regionales como filiales de Electro-Perú, con autonomía jurídica que tienen como fin el servicio público de electricidad en el área de responsabilidad.

Igualmente, mediante esta ley se establece el marco jurídico para la creación de Empresas de Interés Local, las que mediante autorización del Ministerio de Energía y Minas puedan realizar actividades referentes al servicio público de electricidad en áreas o zonas no atendidas.

Aspecto singular en este nuevo marco legal se refiere a la estrategia de planeamiento de obras. En el anterior periodo esta actividad le fue atribuida al Ministerio, ahora la ejecutan las empresas prestadoras de servicios. Para este propósito se establece que el proceso de racionalización del uso de los recursos energéticos para la atención de los requerimientos de energía eléctrica, debe hacerse dentro de un marco de planeamiento de desarrollo energético. Este planteamiento debe estar reflejado en el Maestro de Electricidad y en el Plan de expansión de la Frontera Eléctrica, que deben ser elaborados por Electro-Perú y las empresas regionales en función a los recursos energéticos y a la evaluación de las programaciones de desarrollo del mercado eléctrico. Estos planes deben finalmente ser aprobados por el Ministerio de Energía y Minas.

El régimen económico-financiero del sector se modifica drásticamente. Se establece que las empresas públicas de generación de electricidad sean financieramente eficientes, para lo cual el acto del servicio debe reflejarse en los precios, y que las fuentes financieras para proyectos no sólo sean préstamos externos y el Tesoro Público, sino que gran parte debe proceder de ingresos propios. Para lograr esos fines se vuelve a crear la Comisión de Tarifas Eléctricas, como organismo autónomo, técnico y descentralizado del Sector Energía y Minas, con el objeto de regular las tarifas de energía eléctrica y sus mecanismos de compensación. Las atribuciones de la Comisión son las siguientes:

- Fijar, revisar, modificar e interpretar toda tarifa de venta de energía eléctrica. Ello se hace mediante Resolución de la Comisión, y no como antes, mediante aprobación del Consejo de Ministros.
- Regular el Fondo de Compensación de generación.
- Establecer límites anuales para los gastos de personal y administración de cada empresa.

Además de establecerse tarifas en base a costos, la presente ley estipula la creación de varios Fondos orientados a proveer, entre otros, un servicio social, justo, buen mantenimiento y ampliaciones del servicio. Los fondos creados fueron los siguientes:

- Fondo de Depreciaciones, orientado a reintegrar los capitales en cada empresa.
- Fondo de Ampliaciones de cada empresa, dirigido a instalaciones en el área de responsabilidad.
- Fondo de Desarrollo Eléctrico de Interés Social, destinado a financiar parte de las inversiones necesarias para ejecución de obras de electrificación de interés social.
- Fondo de Compensación de Generación, destinado a cubrir diferencias de costos entre empresas de electricidad.

Todos estos fondos son creados con base a un porcentaje proveniente del cobro de las tarifas.

Es claro pues que bajo el marco legal establecido a partir de 1982, se sientan las bases para un desarrollo energético más eficiente, integrado, pero sobre todo, más orientado a proveer energía donde pueda desarrollarse en el futuro actividad productiva.

Luego de 1985, si bien no se modificó la ley en su esencia, en la práctica fue desvirtuada

totalmente, sobre todo en lo que se refiere a tarifas, las que paulatinamente fueron establecidas bajo un criterio político-social. Como consecuencia de ello, las empresas comenzaron a desfinanciarse, descapitalizarse y deteriorarse, desapareciendo por completo los Fondos financieros.

3.2 Planes de desarrollo y la situación energética

a. Planes de desarrollo y la planificación energética

Si bien los objetivos de los planes de desarrollo elaborados en las tres décadas no son idénticos, es posible encontrar, no sólo en ellos, sino en otros documentos de gobierno, algunas ideas que tienen el mismo denominador común. Estas ideas-objetivos que exigen una respuesta del sector Energía y Minas son las siguientes:

- Incremento de la actividad productiva del país en sectores estratégicos: industria, agricultura, minería, pesquería.
- Aumento y diversificación de exportaciones con mayor Valor Agregado.
- Reducir los desequilibrios interregionales mediante el desarrollo productivo, en función a la transformación de los recursos naturales de la zona.
- Mejorar la calidad de los servicios y ampliar la cobertura de los mismos.
- Lograr un crecimiento poblacional adecuado y una distribución de ciudades poblacionalmente equilibrados en el territorio nacional.

En los objetivos de carácter sectorial se encuentran las demandas al sector energía de una forma más específica. Así tenemos que en Agricultura se plantea el uso de Energía de bajo costo para labores de riego cuya fuentes es el agua de pozo, mecanización de la actividad agrícola, uso eficiente de fertilizantes e insumos industriales, mejorar los medios de la producción agropecuaria, industrialización de productos agropecuarios. Del mismo modo en el sector

planteamiento de las políticas energéticas, respaldadas por instituciones internacionales, en lo que se refiere a la satisfacción de las necesidades inmediatas y las posibilidades de desarrollo futuro.

Efectivamente, están presentes como propósitos de desarrollo energético producir energía con eficacia de manera eficiente y económica y ello es así pues se ha recurrido en exceso a la fuente de hidrocarburos. En este contexto no se ha dado objetivos o políticas que posibiliten el uso de recursos energéticos en función a su abundancia o costos de explotación o producción. Ello ha impedido hacerse mediante la puesta en práctica de tarifas que incentiven el uso de fuentes no convencionales: solar, biomasa, eólica, carbón, etc. y en cierta forma castiguen el uso de recursos contaminantes y de alto costo. En otras palabras, los precios no han reflejado la abundancia o escasez relativa de las diferentes fuentes energéticas con que el país cuenta, no están basados en los verdaderos costos marginales y tienen una estructura ineficiente y bajo nivel, creándose en consecuencia, patrones distorsionados en la producción y el consumo.

De otro lado, las proyecciones de demanda energética no han tomado en cuenta la posibilidad de desarrollo productivo en las regiones debido a que no había un objetivo que orientase acciones de esa naturaleza.

Como objetivo energético sólo se ha tomado en cuenta la transmisión de la energía via avión, pero nada se ha planteado en relación al transporte oportuno y a bajo costo de los derivados del petróleo, máxime que mucho del aparato productivo regional utilizó como insumo ese recurso y, por tanto, menos aun ha sido posible fomentar el desarrollo de otras actividades.

El servicio eléctrico en muchos lugares es de baja calidad y discontinuo y el sistema es ineficiente y pérdida por transmisión prácticamente el equivalente de la electricidad generada. Sobre este particular no se ha planteado acción alguna. Finalmente no se ha fomentado el desarrollo nacional de la energía, en especial en la primera parte de la década del '70 y en la segunda de la del '80, pues el servicio era sumamente barato, llegando a ser un tercio del costo real, lo que daba lugar a un desperdicio del recurso.

Durante la década del '80, respecto a los objetivos de la década del '70, se mantiene el primero y se replantea el segundo, buscándose no sólo el uso racional del recurso energético, sino evaluar nuevos recursos, tratando de sustituir los hidrocarburos como fuente primaria, y se añaden otros tres: promover la electrificación rural y distrital, asegurar abastecimiento de petróleo y derivados y buscar el fortalecimiento y eficiencia de las empresas estatales.

En este período se logra hacer las interconexiones planteadas en la década anterior, aunque tales proyectos, en su totalidad, no estaban contemplados en el Programa de Inversiones, lográndose que más población cuente con servicio eléctrico. Sin embargo, no se aumentó significativamente la potencia instalada.

En el objetivo de energía rural y distrital, se ha avanzado, pero a un costo muy alto, pues se ha recurrido a pequeñas centrales térmicas o hidroeléctricas, o a utilizar la energía de grandes centrales. Este resultado contradice directamente con el objetivo de buscar la eficiencia económica en las empresas y deja al descubierto que el objetivo de buscar fuentes alternativas de menor costo: eólica, solar y otras no fuesen llevados a acciones con la debida prontitud y esmero que las circunstancias lo requerían.

Formalmente, el objetivo de asegurar un abastecimiento oportuno de petróleo y derivados, no se cumplió en absoluto, pues la exploración y perforación de pozos se redujo a su mínima expresión, dando como resultado un descanso significativo de las reservas probadas.

Queda claro de todo lo expuesto, que en general los objetivos propuestos fueron cumplidos parcialmente y en un plazo mayor al programado, siguiéndose la tendencia de hacer obra donde está el recurso energético y no donde se establece la demanda y menos aún ha sido un factor dinamizador de la actividad productiva. De otro lado, ha quedado claro que objetivos de energía no fueron planteados, pues éstos sólo se refieren en general al sub-sector electricidad.

Los objetivos energéticos fueron planteados de manera muy gruesa y por tanto las acciones y proyectos no respondieron a las exigencias que

b. **Compatibilización de objetivos de energía con los objetivos, políticas y resultados en electricidad e hidrocarburos**

En los análisis realizados líneas arriba, se ha encontrado cierta incompatibilidad entre los objetivos de desarrollo nacional, regional y sectorial con los objetivos que plantea el sector energía y, estos últimos, con las metas realmente logradas. Existe también alguna incompatibilidad entre los objetivos de energía con cada uno de los subsectores y las metas alcanzadas, lo que va a ser analizado a continuación. Ello se va a efectuar desde dos puntos de vista: Primero, analizando la incompatibilidad de los objetivos del sector con los sub-sectores y, segundo, ponderando las políticas y proyectos frente a los objetivos a alcanzarse. Sobre este punto se va a poner énfasis en determinar si las acciones son lo suficientemente agresivas como para alcanzar los propósitos planteados.

- **Los planes energéticos frente a los objetivos de electricidad e hidrocarburos**

Todo proceso de planificación incluye un diagnóstico a partir del cual, teniendo en cuenta la posibilidad real del país, se elaboran los objetivos, los que no son otra cosa que los propósitos que guían los programas y acciones. Estos propósitos deben ser susceptibles de ser expresados en términos económicos, cuantificados y ser dimensionables en el tiempo. Para que sea posible alcanzar estos propósitos u objetivos, es fundamental que exista alta compatibilización y armonía entre los mismos y de ellos con otras instancias del proceso de planificación: políticas, acciones, proyectos, pues de otra manera puede darse el caso de contradicción entre ellos y, por tanto, entorpecimiento en la realización de acciones.

Los objetivos, de acuerdo a su naturaleza, pueden ser compatibles, incompatibles o

neutros. Serán compatibles aquellos objetivos que, por su naturaleza, las acciones y recursos que involucran a lograrlo, contribuyen a la consecución de otro diferente. Cuando, el alcanzar un determinado objetivo, implica sacrificio de la consecución de otro, se dice que son incompatibles. Por último, si las acciones y recursos comprometidos para alcanzar un objetivo no afectan la consecución de otro determinado, se dice que son neutros o que existe indiferencia entre ellos.

En el Esquema No. 1, se ha hecho el análisis de compatibilidad entre los objetivos de energía, que se repiten constantemente en los planes energético de los diferentes años. Se aprecia que existe gran compatibilidad entre el primer y tercer objetivo, pues las políticas, acciones y proyectos se complementan entre ellos y dan lugar a una aplicación y racionalización en el uso de la energía. El segundo objetivo, si bien aparece como bien planteado, en las actuales condiciones económicas del país y dado el nivel de desarrollo alcanzado, las acciones y proyectos que se implementan a partir de él, ha de conducir y, en la práctica ha conducido, a obstaculizar el logro de los otros objetivos. Muestra claramente incompatibilidad, pues conduce a cierta autarquía, orientada a dejar de usar recursos financieros y tecnología externa que necesariamente hacen más difícil el desarrollo energético del país. Bajo el espíritu de este objetivo, las entidades del sector público que tienen como misión tareas relacionadas a la energía se han visto incapacitadas de lograr propósitos concretos, pues se han limitado a hacer uso de los recursos que se encuentran en el país.

Prosiguiendo con el análisis, se ha creído conveniente estudiar los objetivos en relación a las acciones y políticas de cada subsector. El sector energía se ha dividido en dos subsectores: el subsector hidrocarburos administra una fuente de energía primaria (el petróleo y sus derivados) y el subsector electricidad que representa otra fuente de energía. Cada uno de estos subsectores mantiene sus objetivos

ESQUEMA No. 1
POLITICA ENERGETICA

OBJETIVOS Y ACCIONES DE POLITICA DEL SECTOR ENERGIA

1.- Lograr el abastecimiento oportuno, garantizado y economico de los requerimientos de energia de las actividades productivas y de las necesidades basicas de la poblacion mediante un uso racional de las fuentes disponibles.

2.- Desarrollar un Sistema Energetico Nacional no dependiente del exterior (en tecnologia ni financiamiento).

3.- Promover la transformacion racional de los recursos energeticos y su empleo eficiente.

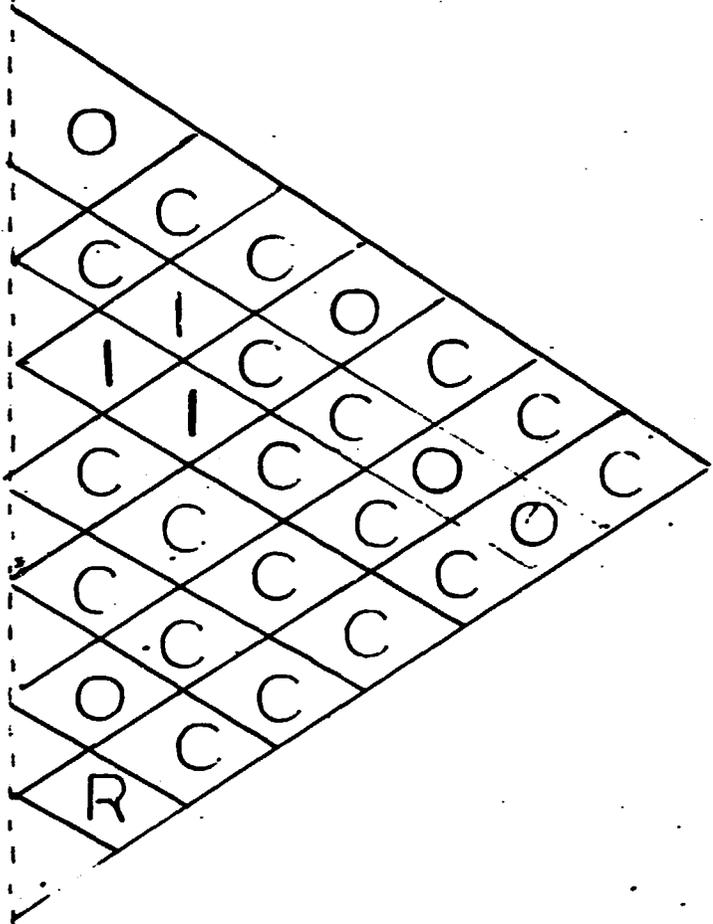
1.- Impulsar las actividades de exploracion y desarrollo de la produccion de petroleo por parte de Petro Perú y capitales del exterior.

2.- Producir petroleo crudo y gas natural conforme a las necesidades del pais y para generar un excedente exportable.

3.- Promover el desarrollo y utilizacion de fuentes energeticas diferentes del petroleo (hidroenergia, carbon, gas o biomasa).

4.- Impulsar la racionalizacion energetica en los sectores productivos, transporte, servicios y domesticas.

5.- Satisfacer prioritariamente los requerimientos de energia para el desarrollo rural y pequeño urbano, mediante una mejor utilizacion de fuentes de energia nuevas y renovables.



FUENTE: Planes Sectoriales del Sector Energia y Minas 1960 a 1969
ELABORACION: ESAH- Direccion de Investigacion

	C	I	O
1	14	- 3	1
2	13	1 2	1
3	13	2 -	1

C = Compatible
I = Incompatible
O = Indiferente
R = Repetitivo

que son analizados con los objetivos del sector energético en general.

Observando el Esquema No. 1, se puede advertir que los objetivos globales han tomado en cuenta acciones en los dos subsectores específicos. Las acciones que se plantean como lineamientos de política, en primer término, enfatizan el desarrollo del sub-sector hidrocarburos (a pesar de que el petróleo sólo representa el 21.1% del potencial energético nacional).

En este sentido, se ha encontrado como incompatibles el Objetivo No. 2 de desarrollar un sistema energético nacional no dependiente del exterior, ni en tecnología ni financiamiento, con las acciones de política referidos al impulso de las actividades de exploración y desarrollo de la producción de petróleo por parte de Petroperú y capitales del exterior.

Asimismo, el Objetivo No. 3 relativo a la transformación nacional de los recursos energéticos y su empleo eficiente no encuentra incompatibilidad con las acciones Nos. 1 y 2 que están tratando de impulsar la exploración de un recurso que el país posee en menor proporción que otros.

De otro lado, no se ha encontrado, entre las demás acciones, que el desarrollo de cada una de ellas en particular perjudique o entorpezca el logro de las demás.

En resumen, se puede decir que los objetivos y las acciones que se presentan para todo el sector energético no se traducen en un Plan de Desarrollo Integral de Energía, sino en políticas específicas de desarrollo para los sub-sectores hidrocarburos y electricidad. Esta concentración en el desarrollo de sólo dos fuentes energéticas han llevado a lo largo de los años a que el potencial energético sea escasamente utilizado, y a que la estructura de producción no sea racional respecto a la estructura potencial, ya que se ha encontrado que la producción es mayor en aquellas fuentes cuyo potencial es menor. (Ver Cuadro "Potencial y Consumo de Energía").

Con respecto a las demás fuentes energéticas como la energía solar, eólica, biomasa, no han sido objeto de una política definida e integral para su desarrollo, sólo han sido objeto de algunas actividades independientes como investigación tecnológica y diseño de perfiles para su utilización, que han sido realizadas por el Instituto de Investigación Tecnológica y de Normas Técnicas (ITINTEC), y algunas Universidades e Instituciones privadas.

Para complementar esta parte del análisis, es importante cruzar los objetivos de energía con los de electricidad e hidrocarburos, por separado, a fin de encontrar el grado de compatibilidad entre los mismos.

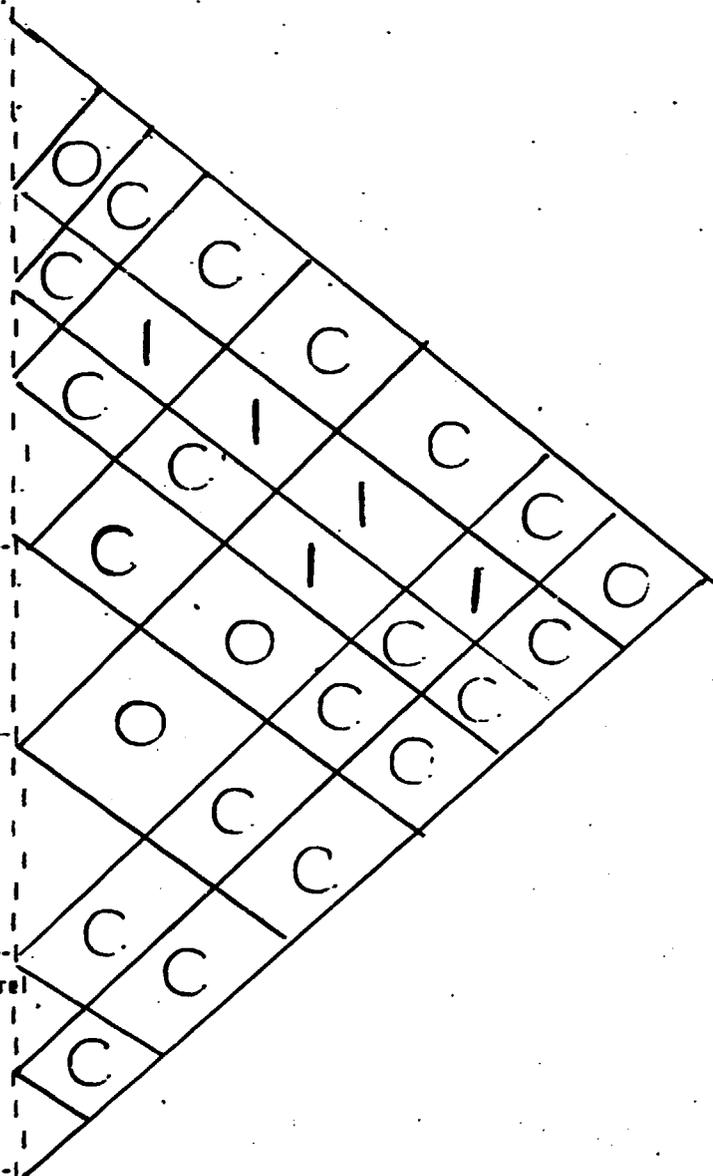
El Esquema No. 2, que se refiere a la compatibilidad entre Objetivos de Energía con electricidad, señala claramente, otra vez, que el segundo objetivo global es incompatible con los cuatro primeros del sub-sector electricidad. Ello es así pues, el Perú, dadas sus características, no puede recurrir sólo a sus recursos para alcanzar sus propósitos de desarrollo. El tercer objetivo global también muestra cierta incompatibilidad con los del sub-sector, ello debido a la forma cómo se han planteado los últimos. En efecto, el empleo eficiente de los recursos es realmente incompatible con dotar de energía a pueblos pequeños con base hidroeléctrica y, dado el escaso desarrollo tecnológico y de equipos peruanos, no es posible esperar a que haga un uso eficiente de recursos.

Sin duda, el primer objetivo energético sí muestra mayor compatibilidad con los del sub-sector electricidad y ello es debido a que es planteado de forma tan global que de alguna u otra forma involucra a todos los demás. Sin embargo, si tiene cierta indiferencia con el último objetivo de electricidad, pues la conjunción de ambos no necesariamente conduce al logro eficiente de los propósitos, aunque sí colabora con ellos.

ESQUEMA No. 2

OBJETIVOS DEL SECTOR ENERGIA Y EL SUB SECTOR ELECTRICIDAD

- 1.- Lograr el abastecimiento oportuno, garantizado y económico de los requerimientos de energía de las actividades productivas y de las necesidades básicas de la población mediante un uso racional de las fuentes disponibles.
- 2.- Desarrollar un Sistema Energético Nacional no dependiente del exterior (en tecnología ni financiamiento).
- 3.- Promover la transformación racional de los recursos energéticos y su empleo eficiente.
- 1.- Satisfacer adecuada y oportunamente la demanda de potencia y energía eléctrica a fin de dinamizar la producción que permita el crecimiento e las actividades económicas para incentivar el desarrollo socio económico del país.
- 2.- Elevar el nivel de electrificación y población servida racionalizando la aplicación de los recursos disponibles para extender progresivamente a nivel nacional la prestación del servicio público de electricidad.
- 3.- Promover la utilización de energía hidroeléctrica como base para impulsar el desarrollo rural de las zonas andinas, así como la utilización del potencial energético de fuentes renovables y otros recursos no convencionales.
- 4.- Mejorar la gestión técnica económica y financiera de las empresas del servicio público de electricidad.
- 5.- Promover la participación de la Ingeniería Nacional y aprovisionamiento del equipamiento para el desarrollo del sector eléctrico.



FUENTE: Planes Sectoriales del Sector Energía y Minas 1980 a 1989
 ELABORACION : ESAN- Dirección de Investigación

C I O

C = Compatible
 I = Incompatible
 O = Indiferente

1	15	-	2	1
2	12	4	-	1
3	14	1	-	1

En el Esquema No. 3 se han cruzado los objetivos globales con los de hidrocarburos. En este caso también el objetivo segundo global se muestra incompatible con todos los de hidrocarburos por las mismas razones ya expuestas. Ello, sin duda, ha contribuido a que el Perú haya disminuido sus reservas de petróleo y que las entidades que se dedican a ese fin se encuentran ahora en serias dificultades en cuanto a su economía, gestión, financiamiento.

El primer y tercer objetivo de energía si muestran compatibilidad con los de hidrocarburos, pues todos ellos están planteados de manera coherente y orientados a lograr los propósitos de desarrollo.

A partir de los objetivos de energía también deberían plantearse otros relacionados a orientar la exploración, búsqueda, producción y comercialización de otros recursos energéticos tales como el carbón, eólica, solar, leña, entre otros; sin embargo, a la fecha no se ha hecho ningún esfuerzo en ese sentido. Es por ello que los trabajos y acciones sobre esos recursos han sido llevados a cabo de manera inconexa y sin el debido esfuerzo que conduzca a resultados claros y visibles que puedan ser aprovechables en el corto plazo.

Políticas y Proyectos en relación a objetivos

En los primeros planes operativos sectoriales que elaboró el Sector Energía y Minas para los sub-sectores electricidad e hidrocarburos, no existía coherencia entre los objetivos con las políticas y estas últimas con las acciones y proyectos. Algunas veces los objetivos eran formulados porque, sin duda alguna, tenían el propósito de satisfacer alguna carencia; sin embargo, era imposible de alcanzarlos, pues no se había planteado proyecto o acción que conduzca a satisfacer el objetivo.

OBJETIVOS DEL SECTOR ENERGIA Y EL SUB SECTOR HIDROCARBURS

1.1.- Lograr el abastecimiento oportuno, garantizado y económico de los requerimientos de energía de las actividades productivas y de las necesidades básicas de la población mediante un uso racional de las fuentes disponibles.

1.2.- Desarrollar un Sistema Energético Nacional no dependiente del exterior (en tecnología ni financiamiento).

1.3.- Promover la transformación racional de los recursos energéticos y su empleo eficiente.

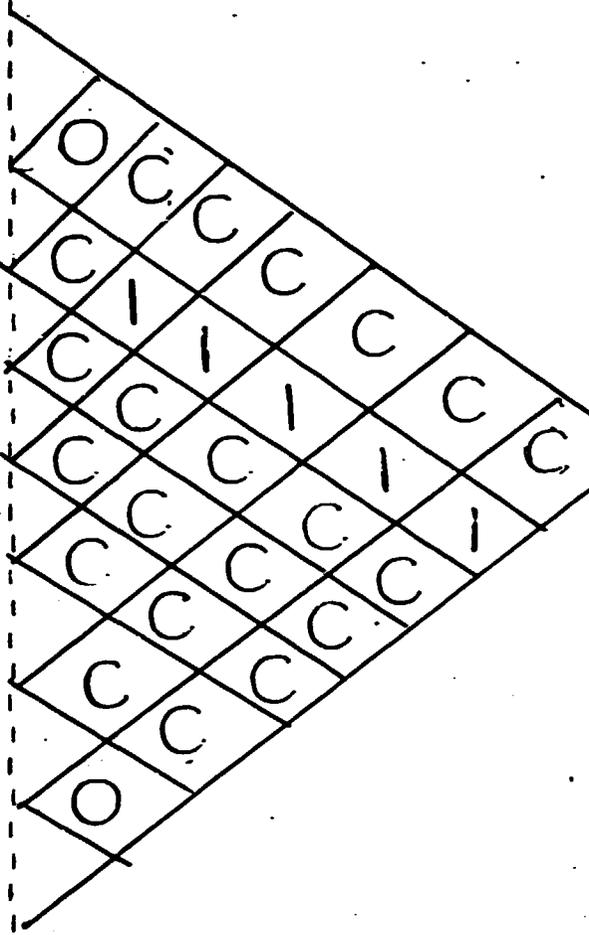
2.1.- Incrementar las reservas probadas de petróleo y gas natural garantizando el auto-abastecimiento y obtener saldos exportables.

2.2.- Racionalizar la explotación de los campos petroleros tendiendo a mejorar la relación reserva/producción.

2.3.- Optimizar la capacidad instalada del sub-sector hidrocarburos con el fin de garantizar un mejor abastecimiento al mercado interno.

2.4.- Fortalecer económica, financiera y técnicamente a las empresas estatales del sub-sector a fin de lograr su eficiencia y rentabilidad.

2.5.- Promover la sustitución de productos derivados de los hidrocarburos e impulsar programas de conservación y racionalización de energía.



FUENTE: Planes Sectoriales del Sector Energía y Minas 1980 a 1989

ELABORACION: ESAN - Dirección de Investigación

	C	I	B
1.1	6	-	11
1.2	1	5	-1
1.3	5	-	-1

C = Compatible
I = Incompatible
B = Indiferente

Posteriormente se tuvo más cuidado en alcanzar coherencia en los Planes, de tal forma que de un objetivo se desprenda una o varias políticas y a partir de estos últimos se plantea la ejecución de acciones y proyectos. De esta forma se estaba garantizando coherencia a nivel de Planificación. Sin embargo, ello no significa que a nivel pragmático con las acciones y proyectos planteados se han de conseguir los objetivos señalados. Por lo general se recurre a colocar en función a un objetivo, las acciones, y proyectos de varias instituciones y de esta forma se le da coherencia al plan; sin embargo, no se toma en cuenta que esas actividades son insuficientes para alcanzar los propósitos de desarrollo. Otras veces, las acciones y proyectos bien planteados en relación a un objetivo no son posibles de cumplirse porque son obstaculizados por la Política Económica General que el gobierno aplica al país en su conjunto. Por ejemplo, un objetivo que aparece en los planes de los sub-sectores en los últimos años, es el fortalecimiento económico y financiero a las empresas estatales del sector energía;; lamentablemente, la política de precios aplicada durante los últimos cuatro años las ha dejado al borde de la quiebra. La política respecto a la comunidad financiera internacional ha impedido que se incrementen las reservas probadas de energía, y se amplie el potencial eléctrico y de esta forma todos los objetivos energéticos no han podido ser cumplidos.

Lo común en el país es que la ejecución de todo proyecto o acción se realice en el doble del tiempo programado y ello se debe fundamentalmente a la escasez de recursos financieros, sobre todo, de lo que se denomina contrapartida nacional.

A grosso modo puede decirse que la planificación energética en el Perú, ha resultado ser, en especial en los últimos 10 años, un documento de buenas intenciones, mas no en un documento que oriente el desarrollo del sector. El financiamiento de las empresas e instituciones que tienen que ver con este quehacer han respondido más a la

política macroeconómica que lleva a cabo el gobierno, estando por cierto esa política macroeconómica bastante alejada de las necesidades energéticas del país. Como resultado de todo ello, ninguno de los objetivos de energía y de sus respectivos sub-sectores ha podido ser cumplido en el periodo del Plan, muy por el contrario, la brecha energética tiende a ampliarse: las reservas probadas de petróleo son menores, la potencia eléctrica cada vez está más lejana de satisfacer la demanda y menos de impulsar el desarrollo productivo. No se ha aplicado o usado en forma comercial o efectiva ningún recurso que no sean los tradicionales; las empresas estatales cada vez son más ineficientes, y se sigue haciendo, por parte de los usuarios un uso irracional de los recursos energéticos dado el bajo precio de los mismos.

- Planes Operativos de Empresas e Instituciones vinculadas a la Energía

Dado que los planes de desarrollo parecen ser documentos en que se plasman buenas intenciones y no son documentos orientadores del desarrollo energético, se ha creído conveniente analizar el contenido de los planes de los entes que ejecutan proyectos o acciones. Se ha logrado conocer que no existen planes a ese nivel en entes que se dedican al estudio del carbón, energía solar, energía eólica, leña, etc. Las actividades las realizan sólo en función a un programa de trabajo o a los recursos que consigan los que generalmente están orientados a los propósitos del ente gerenciado.

Existe sí un Plan Operativo de Petroperú y un Plan Maestro de Electricidad, ambos se elaboran con periodicidad anual.

El Plan Operativo de Petroperú es similar al Plan del sub-sector hidrocarburos; por tanto, no se lo va a comentar. En él se plantean programas de proyectos y producción de bienes

y servicios, los que se ajustan a los recursos con que cuentan.

El Plan Maestro de electricidad es un documento elaborado por Electro-Perú, desde 1983, por mandato de la Ley No. 23404; es anual, aunque tiene proyecciones de largo plazo. Este plan es la guía orientadora de la ampliación del equipamiento eléctrico de generación y transmisión, siendo elaborado dentro del marco de las siguientes orientaciones básicas: la política energética nacional, los objetivos y metas del Plan Nacional de Desarrollo, y las políticas del sub-sector y los lineamientos generales de priorización establecidas por el Ministerio de Energía y Minas.

El documento está bien estructurado y elaborado; sin embargo, también en este Plan se encuentra vacíos, siendo dos los principales:

Primero, el cálculo de la demanda de energía se basa en tendencias, crecimiento del PBI y población y en la identificación de proyectos productivos ya definidos. No se toma en cuenta lo que dicen los planes sectoriales, la demanda de electricidad que ocasionaría la posibilidad potencial de desarrollar proyectos en base a recursos naturales o las actividades productivas que podrían generarse si es que se dota de energía eléctrica a determinada área geográfica.

Segundo, no se prevee en las proyecciones de consumo de energía eléctrica la mayor demanda que existiría, al dotarse a un área con hidroelectricidad, lo que daría lugar al menor uso de hidrocarburos.

3.3 Política tarifaria de electricidad y de precios de combustibles

a. Electricidad

Las tarifas de servicio público de electricidad, antes de la dación de la Ley de Industria Eléctrica 12378 de 1955, eran fijadas mediante autorización del Ministerio de Fomento, previo acuerdo de la Municipalidad interesada. El suministro de electricidad podía ser brindado por una empresa de servicio público que firmaba un contrato con la Municipalidad.

En el caso de suministro de electricidad a través de una empresa de servicio privado, no se requería de una autorización del Ministerio de Fomento, sino que había obligación de pago por el aprovechamiento de las aguas para fuerza motriz, de acuerdo a una escala en base a los caballos de fuerza utilizables.

Con la dación de la Ley de Industria Eléctrica de 1955 se establece un régimen de concesiones para el ejercicio de las actividades de la industria eléctrica destinadas al servicio público de electricidad. A través de esta ley se delega, por atribución del Poder Concedente, la regulación de las tarifas de los servicios públicos de electricidad a una Comisión Nacional de Tarifas que tenía autonomía en sus decisiones. Este organismo estaba integrado por miembros representantes de los sectores públicos y privados e inclusive por representantes de las empresas concesionarias. A excepción del delegado de la Asociación de Empresarios Eléctricos, que era un miembro integrante de la Comisión, los demás delegados debían, como requisito, poseer título universitario y haber ejercido la respectiva profesión por un lapso no menor de 5 años.

Además, de regular las tarifas de servicio público, la Comisión Nacional de Tarifas tenía a su cargo el establecimiento del beneficio de la revaluación de bienes, procedimiento por el cual se determinaba el valor real de los bienes afectos al servicio que debían reemplazar el valor de adquisición. El nuevo valor obtenido por revaluación sustituía el anterior valor que existía en los libros de contabilidad del empresario.

Esta comisión permanece en sus funciones hasta 1972 en que, a través del D.D. 19521, Normativo de Electricidad, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas asume las funciones y atribuciones que la Ley 12378 había otorgado a la Comisión Nacional de Tarifas.

Así se norma que el Sistema Tarifario Nacional de Servicio Público de Electricidad será establecido con el criterio de

que a igual tipo de consumo corresponde igual tarifa en sistemas eléctricos interconectados. Es decir, se estructura la tarifa unificada que se obtiene integrando a todos los sistemas eléctricos de servicio público del país con fines tarifarios. Esta tarifa unificada se fijaría en coordinación con el Ministerio de Industrias y Comercio, y en cuanto a forma, condiciones y plazos de aplicación debía ser aprobada con votos del Consejo de Ministros. En este contexto la tarifa eléctrica adquiriría connotación político-social.

En los años consecutivos al dictado de esta norma, las tarifas por KW por prestación del servicio público de electricidad (servicio doméstico y alumbrado público) por las Empresas Eléctricas Asociadas eran fijadas por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial. Así mismo, las respectivas a Electro-Perú para los servicios industriales y concesiones de servicios público de electricidad. La política del sistema tarifario se mantenía en la orientación de cubrir los gastos de operación de las empresas del sub-sector y a su vez en lo de generar recursos para la renovación de instalaciones de prestación del servicio público de electricidad y excedentes para financiar una parte de la ampliación de las mismas.

A través de un estudio tarifario efectuado por el Ministerio de Energía y Minas en 1976 se determinó los incrementos tarifarios que requería el sub-sector electricidad y se realiza una modificación del sistema para fijar las tarifas del servicio público de electricidad.

Lo relativo al incremento tarifario se realizaba en razón de que las tarifas de electricidad se habían venido estableciendo en función de las economías de cada concesión, lo que había determinado niveles tarifarios bajos en zonas de alta rentabilidad. La tarifa se había convertido en un elemento resultante, más que en el medio para el fin de generar recursos para el sub-sector como lo establecía la ley.

Como producto de este estudio tarifario se crea también en este mismo año el Fondo de Compensación Tarifario, cuyo objetivo sería el de equilibrar la economía del conjunto de las empresas de servicio público de electricidad, transfiriendo recursos de las empresas excedentarias hacia aquellas deficitarias y se adjudica su administración a Electroperú.

A partir de 1980 entra en vigencia el procedimiento especial para la fijación de tarifas de electricidad tanto para la venta al público consumidor como a la venta entre empresas de servicio público, el cual se basaba en los siguientes criterios:

1. Al demostrarse la necesidad de autorizar un reajuste tarifario, la Dirección General de Electricidad debía realizar un Estudio Tarifario del conjunto de las empresas de servicio público de electricidad para determinar las siguientes tarifas:
 - a. Para la venta de energía eléctrica al público consumidor.
 - b. Para la venta de energía eléctrica entre empresas de servicio público de electricidad.
 - c. Transferencias de recursos del Fondo de Compensación Tarifaria.
2. Las tarifas para la venta de energía eléctrica al público consumidor se fijaban teniendo en cuenta la naturaleza de los consumos, su importancia en el progreso del país y su incidencia en el costo de vida y la capacidad económica de los consumidores. El estudio para fijar estas tarifas se basaba en el principio de que los ingresos totales equilibraran al monto formado por los ingresos de operación, el 85% del dividendo sobre el capital social y el 3% de utilidad comercial sobre el mismo capital, para un año calendario determinado y para el conjunto de empresas.
3. Las tarifas para la venta de energía eléctrica entre empresas de servicio público de electricidad, eran determinados teniendo en cuenta las tarifas fijadas al público consumidor, las pérdidas en transmisión y distribución y los gastos operativos que correspondan de las empresas que reciben energía eléctrica.

En diciembre de 1981, a través de una Resolución Ministerial, se establece que el reajuste de tarifas se realizará mensualmente. Las razones para este incremento mensual se explicaban por la necesidad de empresas de servicio público de electricidad de generar recursos propios para su programa de inversiones, y por las variaciones en los costos, especialmente de combustibles, que hacían necesaria la actualización de las tarifas eléctricas.

El procedimiento para el reajuste de tarifas mensual a partir de 1982 fue el siguiente:

1. Los porcentajes de reajuste se fijarían trimestralmente siendo el porcentaje de reajuste igual para cada mes del trimestre respectivo.
2. Las escalas tarifarias para cada uno de los meses del primer trimestre de 1982 serían determinadas por el producto resultante de multiplicar las tarifas vigentes

en el mes inmediatamente anterior por un factor representativo de la variación mensual del índice de precios al consumidor de Lima Metropolitana correspondiente al promedio del último trimestre de 1981 y por el factor 1.02.

3. El mismo procedimiento se aplicaría para los trimestres restantes de 1982.
4. Se hacía una especificación para el porcentaje de reajuste de la Tarifa Social No 201*; esta debía ser fijada en 30% menor que las demás tarifas.

Todo lo anterior se deja sin efecto en enero de 1982 a través de otra Resolución Ministerial. Los reajustes que se establecían no se consideraban que pudieran permitir alcanzar niveles mínimos de rentabilidad; es así que en abril del mismo año se decreta que los reajustes tarifarios serían objeto de un incremento de 7.0% en promedio ponderado, excepto la tarifa social No 20, que sería incrementada en 4.9%. El reajuste tarifario era aplicado a facturaciones mensuales, correspondientes a lecturas de medidores o consumos promedios. La Dirección General de Electricidad seguía siendo la encargada de formular las tarifas según los porcentajes de aumento de cada empresa de servicio público, hasta que se dictó la Ley General de Electricidad un mes después.

A través de la Ley General de Electricidad (D.L. 23406) decretada en Mayo de 1982, se recrea la Comisión de Tarifas Eléctricas. Esta comisión se establece como un organismo autónomo, técnico y descentralizado del sector Energía y Minas. Sus funciones son las de regular las tarifas de energía eléctrica y sus mecanismos de compensación.

Funciones de la Comisión:

- Deben fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica.
- Deben regular el Fondo de Compensación de generación que se crea con la Ley 23406.
- Deben establecer límites anuales para los gastos de personal y administración de cada empresa.
- Imponer sanciones por incumplimiento de sus resoluciones.
- Los gastos de la Comisión de Tarifas Eléctricas son cubiertos por las empresas de Servicio Público de

Electricidad mediante aportes que fijará anualmente la Dirección General de Electricidad.

Mecanismo de la Comisión de Tarifas para establecer las Tarifas de Electricidad.

Las tarifas que se establecen para el Servicio Público de Electricidad, van a corresponder tanto a la venta de energía en bloque, a la interconexión de sistemas eléctricos, como a la prestación del servicio público de electricidad.

El precio establecido de las tarifas deberán cubrir los gastos operativos, reservas de depreciación y rentabilidad de Electroperú y sus filiales que, según la Ley General de Electricidad, se establece en promedio en 12% anual de la inversión neta inmovilizada antes de los gastos financieros de operación. La inversión neta inmovilizada debe componer la suma del activo fijo neto y el capital de trabajo (constituido por la suma de los inventarios más el equivalente a 2 meses de facturación, que será el promedio de los doce meses anteriores.

La rentabilidad a los concesionarios y autoprodutores se estableció en 10% anual.

La regulación de las tarifas del servicio público de electricidad son revisados trimestralmente y para esto tienen en cuenta el análisis de los presupuestos de inversión y de gastos de las empresas de servicio público de electricidad. Estos últimos comprenden los gastos de personal, los gastos generales de administración y dirección técnica, gastos de explotación (combustibles, lubricantes y otros materiales), gastos de adquisición de energía eléctrica, los arbitrios, gravámenes y cargas tributarias, la previsión para el Fondo de Depreciaciones, las cuotas para el Fondo de Ampliaciones, Fondo de Compensaciones y Fondo de Desarrollo Eléctricos y otros gastos en relación a la prestación del servicio público de electricidad. Hasta mediados de 1985, las tarifas son estructuras teniendo en cuenta el procedimiento antes descrito, lo que da lugar a cierta solvencia económica-financiera de las empresas de electricidad. A partir de esa fecha con la entrada del nuevo gobierno, las tarifas dejan de ajustarse periódicamente, interviniendo como criterios de mayor fuerza la reducción de costos de los insumos de las empresas productivas e incrementar la disponibilidad de dinero circulante en las familias, todo ello en el marco del programa de reactivación económica del Perú. En ese contexto, las tarifas eléctricas van alejándose cada vez más de su costo real, lo que ha afectado significativamente la economía de las empresas.

Frente a esta situación es constante en funcionarios de Electroperú y de la comisión de Tarifas, la preocupación por superar esta situación y por ello están planteando una nueva metodología para el cálculo de las tarifas que considere aspectos técnicos y sociales. En ese sentido, se considera que el diseño de un sistema de tarifas debe reflejar la escasez relativa de los bienes y servicios involucrados para asegurar el suministro oportuno y confiable. De esta forma, las tarifas indican el verdadero valor económico que ellas tienen para el país, y a su vez, serán señales correctas a los productores y usuarios de energía sobre sus decisiones de producción y consumo.

Se considera que el sistema tarifario debe contemplar, entre otros, los siguientes criterios:

- Eficiencia económica, para una óptima asignación de recursos.
- Rendimiento financiero, para permitir una adecuada gestión de las empresas eléctricas.
- Equidad, para evitar discriminación entre consumidores similares.
- Estabilidad, para mantener en el tiempo el nivel y la estructura de los precios relativos.
- Accesibilidad al servicio eléctrico de las capas de menores ingresos mediante tarifas sociales.
- Simplicidad para facilitar el proceso comercial y la función de control correspondiente.

Con base en estos criterios se plantea la creación de un sistema de tarifas eléctricas considerando costos marginales (costos en que se incurre al producir una unidad adicional, o los que se ahorran al producir una unidad menor), con el objeto de inducir a los consumidores a un uso racional de la energía y garantizar una asignación eficiente de recursos. Mediante este procedimiento se estima que será factible un desplazamiento de cerca de 300 MW de potencia de las horas punta a las horas fuera de punta, lo que originará una economía importante al sector.

Es claro apreciar que el establecimiento de tarifas ha tenido diversas etapas. Hasta 1970 tenían criterio técnico, en la década de los 70's primó el criterio social y estatístico, de 1980 a 1985 se buscó solvencia económica-financiera de las empresas y de 1985 a la fecha el criterio ha sido social, produciéndose rentabilidad de empresas y ampliación del déficit eléctrico. Sin embargo, si bien ha habido una preocupación por definir tarifas eléctricas acordes con el bienestar de la población, o buscando la

eficiencia de las empresas nunca se ha estructurado un sistema tarifario de todo el sector energía que considere la abundancia o escasez relativa de las diferentes fuentes energéticas con que cuenta el país. Así, no se ha planteado que las tarifas de los combustibles tengan alguna relación con las de hidroelectricidad y menos aún con las otras fuentes energéticas que aún no se comercializan orgánicamente (biomasa, eólica, solar, nuclear, etc.), ello ha creado en consecuencia, patrones distorsionados en la producción y consumo de energía secundaria.

b. Combustibles

Se lleva a cabo, en esta sección una evaluación y análisis de lo acontecido con los precios de los energéticos dentro de la política económica del país en los últimos 18 años. Debido énfasis se hará a lo sucedido en este ámbito durante la década actual.

i. Periodo 1970-1980

La característica más importante de la política de precios de energéticos durante esta década es la aptitud gubernamental por proteger a los consumidores y a la economía de los efectos perniciosos de los incrementos de los precios, incluso esta posición permaneció en los momentos de incrementos extraordinarios de los precios de los energéticos en el mercado internacional (1973 y 1979). Esta aptitud dio lugar a un deterioro de los precios reales pues sus incrementos nominales no compensaron la inflación y por tanto si mantuvieron por debajo de los niveles internacionales.

Entre 1970 y 1975 los precios nominales permanecieron casi constantes pero al considerar la inflación los precios disminuyeron para todos los productos. Entre 1976-1978 el gobierno hizo esfuerzos considerables para incrementar los precios de dichos productos para contrarrestar la tendencia descendente de los precios reales. A finales de la década pasada los precios continuaron aumentando pero fue insuficiente para enfrentar la tasa creciente de inflación. Es así como por 1980, los precios de todos los productos mostraron un marcado deterioro en términos reales.

En suma, durante la década pasada los precios para el consumidor de todos los productos (excepto para el LPG) han seguido un patrón similar, aunque el precio de la gasolina ha sido consistentemente relativamente alta con relación a los otros productos y el precio del kerosene doméstico ha sido, al contrario, consistentemente bajo. Estos precios estuvieron por de

bajo de los niveles internacionales lo cual significó un subsidio implícito para todos ellos con la única excepción de la gasolina. Se buscó de esta forma aislar parcialmente a la economía peruana de los impactos de los altos precios internacionales y a la vez se beneficia al consumidor interno a través de precios baratos de productos petroleros. Este subsidio implícito fue del orden de 87 mil millones de soles (1987=100) en 1976 y de 724 mil millones en 1980. Este subsidio fue facilitado por el relativo bajo costo de producción de petróleo crudo, particularmente cuando el Perú alcanzó autosuficiencia a partir de 1978. Los precios de mercado interno lograban cubrir los costos de crudo de Petroperú. Sin embargo, la combinación de precios controlados, impuestos al consumo y el sistema impositivo complejo para la producción de petróleo condujo a que se dieran restricciones severas para que Petroperú pudiese generar recursos para reinversión dando lugar a que de tiempo en tiempo esta empresa se vea precisada a demandar recursos del gobierno central para hacer frente a sus necesidades.

ii Periodo 1980-1985 2/

Este periodo corresponden a la segunda administración del gobierno de Belaunde. Se hicieron esfuerzos por reducir los subsidios para el consumo interno de combustibles líquidos y electricidad. Durante 1982 y 1983 se incrementaron los precios de los productos energéticos en términos reales pero el gobierno se mostro renuente a elevar los precios internos a niveles del mercado internacional. El estudio del Banco Mundial (1983) mostró que con excepción de la gasolina, todos los otros derivados de petróleo mantuvieron precios por debajo del nivel mundial y, desde luego, con el paso del tiempo se mantenían altos volúmenes de subsidio. Igualmente sucedió con las tarifas eléctricas. Productos como el querosene industrial y el diesel mantuvieron precios por debajo el nivel internacional. Otros productos como el LPG y el querosene doméstico continuaron recibiendo fuertes subsidios lo cual estaba relacionado a la preocupación del Gobierno por proteger a los consumidores de bajos ingresos, particularmente al pobre urbano, cuya fuente principal de energía es el querosene doméstico.

2/ Tanto lo relativo a este periodo como a los años del gobierno aprista está basado fundamentalmente en el documento "Energy Sector of Perú" Uziel Nogueira R10, Noviembre 1988.

CUADRO 28

**PRECIOS INTERNOS DE COMBUSTIBLES EN PAISES
FRONTERIZOS DEL PERU, MARZO 1958**
(dolar/galón)

PAISES	GASOLINA	DIESEL
Brasil	1.48	0.62
Bolivia	0.98	0.85
Colombia	0.57	0.48
Chile	1.33	1.12
Perú	0.51	0.24

FUENTE: Energy Detente Fuel Price/Tax Series, Volumen IX, No 4
Marzo 1958

2. Las pérdidas financieras de Petroperú se incrementaron y virtualmente se eliminó cualquier posibilidad para movilizar recursos financieros internos para invertir en actividades de exploración y producción. Se estima que las pérdidas financieras operacionales de Petroperú alcanzaron aproximadamente al 1.2 del PBI y fueron el resultado del congelamiento de los precios de los combustibles y la reducción de las exportaciones de crudo.
3. Las distorsiones producidas en los precios relativos de los productos derivados del petróleo condujo a un mayor uso de combustibles como diesel y querosene por el sector industrial desde que estos productos tienen un mayor poder calorífico y son más fáciles de manipular en comparación al fuel oil industrial No 6. Esto dio origen a que Petroperú haya tenido que exportar combustibles de menor valor, como el fuel oil (US \$ 16/barril) e importar diesel y querosene a US \$ 23 y US \$ 24 por barril respectivamente.
4. La combinación de una creciente demanda interna por combustibles motivada por la reducción de los precios y la reducción de la producción interna de crudo dio origen a una reducción en los volúmenes para exportar.
5. Por subsidios implícitos para el mercado interno, que resultan de la comparación de los precios internos y del exterior, ha significado un aproximado de US \$ 459 millones o casi 1.3 del PBI del país. Los niveles alcanzados por los

subsidios son considerables que su eliminación significaría un ajuste bastante significativo de los precios (cuadro 29)

CUADRO 29

PRECIOS INTERNOS Y PRECIOS EXTERNOS DE LOS DERIVADOS DE PETROLEO, MARZO 1988

	Interno (a) US \$/galón A	Referencia (b) US \$/galón B	Diferencia (b-a) US \$/galón
Gasolina 84 G. t.	0.51	0.51	0
Gasolina	0.11	0.11	0
Gasolina	0.24	0.24	0
Gasolina	0.13	0.13	0
Gasolina	0.12	0.12	0

- (a) Precios junio 1988. (b) Precios junio 1988.
- (b) Referencia: Precios Caribe (Líb. de Am. Latina y el Caribe), primer trimestre 1988.

ENTE: BID

Faltaría mencionar los cambios en los precios de los combustibles en el contexto de la política económica, en un cambio sustancial de la política económica de precios para los combustibles. El precio de la gasolina. En términos nominales la gasolina subió 100% en 1988, que se elevó a 200% en 1989, 300% en 1990 y 400% en 1991. Los cambios en los precios de los combustibles se relacionan con el precio de petróleo. Este precio se muestra en el cuadro 30

CUADRO 30

PRECIOS INTERNOS Y PRECIOS EXTERNOS PARA COMBUSTIBLES
Setiembre 1988

	Internos (a) US \$/galón A	Referencia (b) US \$/galón B.	Diferencia (b-a) US \$/galón
Gasolina 84 Oct	1.00	0.62	---
Querosene	0.18	0.57	0.39
Diesel	0.38	0.55	0.17
Fuel Oil No 6	0.22	0.39	0.17
LGP	0.34	0.45	0.11

- a) Precios setiembre 1988, Tasa de cambio=250 intes/dolar
b) Mismo del cuadro D, segundo trimestre 1988

FUENTE: BID

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, a pesar del incremento significativo de los precios en términos nominales, con excepción de la gasolina de 84 octanos todos los precios de los otros productos están por debajo de los precios del exterior. Para terminar con esta sección referida a los precios de los combustibles, vale la pena indicar algunos elementos principales del mecanismo de fijación de precios para combustibles en el Perú. Principalmente este mecanismo se basa en una negociación entre Petroperú y el Gobierno. Primeramente, Petroperú somete el pedido de aumento de precios al Ministerio de Energía y Minas para su revisión. Luego pasan a revisión del Ministerio de Economía y Finanzas antes de recibir la aprobación a nivel del Gabinete y Presidente y se emite una Resolución Ministerial. Los pedidos de Petroperú son basados en su revisión interna de los precios a nivel internacional, toma en cuenta la relación entre los precios de varios productos y otras formas de energía, y considera sus requerimientos de caja. Además, Petroperú ha continuamente buscado una combinación de precios e impuestos que capacite a la empresa a cubrir sus costos y financiar sus programas de inversión. En contraste, el Gobierno peruano ha buscado minimizar el ingreso de Petroperú a través del control de los precios de mercado domésticos y a través de su política de impuestos.

Esta situación ha originado un efecto adverso sobre las operaciones de Petroperú y sus programas de inversión.

En resumen, en el Perú no existe un sistema formal para establecer un nivel de precios en un mercado libre donde las fuerzas competitivas establezcan las relaciones de precio o en un medio ambiente de precios controlados diferentes donde los precios tiendan a ser controlados de acuerdo con una fórmula o un conjunto de reglas que establezca el "trade off" entre diferentes alternativas.

IV. REQUERIMIENTOS ENERGETICOS DEL PROGRAMA DE REESTRUCTURACION INDUSTRIAL

El propósito de esta sección es presentar los requerimientos o necesidades de recursos energéticos que ha de resultar de la puesta en marcha del Programa. Es una cuantificación de los volúmenes de recursos energéticos que demandará cada uno de los sub-sectores industriales seleccionados y paralelamente confrontarlos con las posibilidades de producción interna a fin de precisar su viabilidad desde el punto de vista energético.

La presentación de los referidos requerimientos se hace a dos niveles. El primero tienen que ver con la totalidad de los requerimientos y de sub-sector buscando identificar la intensidad relativa del vector de requerimientos y la participación de cada sub-sector en el total. El segundo nivel de presentación está relacionado con los requerimientos de cada sub-sector en forma individual tratando de determinar el grado de intensidad energética al interior de cada uno así como los niveles proyectados de producción en que se basa la cuantificación energética.

Antes de empezar con el desarrollo de la presentación de cada uno de los niveles de exposición es necesario hacer unas precisiones con respecto a la cuantificación:

- La cuantificación de los requerimientos para cada sub-sector industrial seleccionado se basa en los resultados de los estudios presentados por los consultores del Programa. Además, en algunos casos se ha acudido a reuniones o entrevistas con los mismos consultores u otros expertos en la materia para complementar la información de los estudios antes mencionados.
- Para la determinación de los volúmenes de energía se ha supuesto que los rendimientos de cada recurso energético son constantes, es decir, rendimientos lineales.
- En las situaciones que ha sido necesario llevar a cabo procesos de conversión de unidades se ha acudido a las tablas del Balance Nacional de Energía del Ministerio de Energía y Minas.

4.1 Requerimientos Globales del Programa

El período considerado corresponde a toda la década del

90 y se toma en cuenta los requerimientos adicionales que demandaría el Programa en cuanto a los distintos recursos energéticos.

Para 1990, el año inicial, será necesario disponer de un adicional de 1630 Tcal (cuadro 3) para hacer frente a las necesidades que demandaría el Programa. La composición relativa de este requerimiento está concentrado en productos tradicionales como petróleo 42.3%, coque 24.8%, carbón 24.3% y electricidad con una participación reducida de 3.6%.

El año 1996 es bien particular, pues se empieza a considerar la disponibilidad del gas de Camisea. A ese año los requerimientos del Programa son de 7893 Tcal o sea un incremento porcentual de 384% con respecto a lo necesitado en 1990. Lo interesante es que al incluir el gas natural la composición del requerimiento se modifica drásticamente. Para este año el 53% de las necesidades energéticas del Programa han de ser atendidas por gas natural y su más cercano competidor es el petróleo (18%) quedando la energía eléctrica en una situación poco significativa (7.4%).

Para el año 2000 se ha calculado a las necesidades energéticas del Programa en 9634 Tcal significando un crecimiento relativo con respecto a 1996, y en la composición sigue primando el gas natural en menor proporción que los años anteriores. En términos de crecimiento los requerimientos energéticos del Programa suponen una tasa promedio anual de 15% durante 1990-1995 superior a la observada entre 1980-1987. En el sector industrial no alcanzó el 1% anual pero ha de tenerse en cuenta que este período se ha caracterizado por un agudo proceso recesivo. Las magnitudes de los requerimientos aumentan en forma significativa a partir de 1996 con la entrada de actividades productivas que basan su consumo energético en gas natural mediante el aprovechamiento del gas de los depósitos de Camisea. Entre 1995 y 1996 los requerimientos aumentan en 4559 Tcal de las cuales 4213 Tcal corresponden a suministros que se harán de gas natural, es decir, el 92%. En lo que queda de la década del 90, 1996-2000, el crecimiento es de 23% anual.

REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS DEL PROGRAMA 1990-2000

Ical

AÑO	ELECTRICIDAD	PETROLEO	CARBÓN	COQUE	GAS NATURAL	TOTAL
1990	59	689	396	486		1630
1991	119	749	479	531		1880
1992	242	1027	563	577		2409
1993	318	1165	647	623		2753
1994	381	1229	731	668		3009
1995	455	1350	815	714		3333
1996	586	1435	899	760	4213	7893
1997	653	1606	1315	805	4229	8604
1998	725	1686	1440	851	4243	8945
1999	794	1770	1565	897	4257	8282
2000	866	1865	1691	942	4271	9634

FUENTE: Documentos de los Consultores
Elaboración: Departamento de Investigación, ESAN.

A este nivel de agregación del conjunto de requerimientos energéticos del Programa es necesario resaltar algunos puntos relacionados con el vector de demanda:

- El vector de requerimientos no guarda relación con el correspondiente al potencial energético del país donde predomina la hidroenergía. La demanda de electricidad por el Programa es poco significativa al punto de constituir la última fuente de energía en cuanto a importancia dentro del vector de requerimientos.
- Excluyendo el coque que es mayormente importado, los requerimientos se basan en recursos energéticos que si bien guardan relación a la vocación del potencial energético del país no se han hecho en el presente los esfuerzos necesarios para empezar su explotación. Es el caso, principalmente, del gas natural y carbón. Ha de significar posponer en el tiempo varias de las actividades consideradas en el Programa si no se tiene dichos recursos dentro de las fechas programadas. Lo mismo puede decirse del petróleo. En un corto plazo o a comienzos del inicio del Programa, resultará difícil disponer de petróleo y carbón que demandan dichas actividades quedando como alternativa, pero costosa, la importación.

Dado el vector de demanda o requerimientos del Programa puede considerarse la posibilidad de sustitución por aquellos recursos relativamente abundantes. Dejando de lado la cuestión de la factibilidad técnica puede irse pensando en utilizar con más intensidad recursos como energía eléctrica, carbón y gas natural. Este proceso de sustitución involucra realizar esfuerzos necesarios para convertir el potencial en producción para los usuarios, pero se haría sobre recursos que el país tiene en abundancia relativa.

También dentro de un punto de vista global a continuación se presenta el desarrollo de cada una de los requerimientos energéticos del Programa y confrontación con las posibilidades de disponer de ellos.

i. Electricidad

Como se ha manifestado anteriormente es el recurso energético de menor uso relativo en el vector de requerimientos del Programa. Los niveles que alcanzará su demanda para el periodo 1990-2000 son presentados en el cuadro 32, tanto el total como los niveles específicos de cada sub-sector industrial seleccionado.

Los términos de requerimiento total y las necesidades anuales son bastante significativos principalmente durante los primeros años de inicio del programa en 1990. Los requerimientos para el año 1990 son 69.4 Gwh (59.7 Tcal) y se proyecta un volumen de 1,006.8 Gwh para el año 2000. Entre los sub-sectores destacan por sus demandas de electricidad, para las actividades programadas, los correspondientes a siderurgia y papel y pulpa que en conjunto llegan a representar más del 30% del requerimiento de electricidad, en promedio, durante el periodo 1990-2000.

En el otro extremo tenemos el sub-sector de Bienes de Capital que sería responsable de menos de 1% del requerimiento de electricidad del programa. Con respecto a los demás sub-sectores, una característica común de su participación relativa en la demanda de electricidad es su tendencia decreciente.

A continuación se lleva a cabo una comparación entre los requerimientos de electricidad demandados por el desarrollo de las actividades productivas diseñadas dentro del Programa a nivel de cada uno de los proyectos sugeridos y las condiciones de producción actuales y las previstas para un futuro cercano. Se busca realizar un

REQUERIMIENTOS DE ELECTRICIDAD POR EL PROGRAMA DE REESTRUCTURACION INDUSTRIAL

En millones de kWh, 1990-2000

AÑO	SIDERURGIA	INDUSTRIAS BASICAS	BIENES CAPITAL	PAPEL Y CELULOSA	QUIMICA PETROLERA	FERTILIZANTES NUTRIENTES	FERTILIZANTES ESPECIALES	AGRO INDUSTRIA	TOTAL
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1990	90.84	2.55	0.75	12.96	0.00	0.00	0.00	2.50	69.64
1991	90.84	2.55	0.66	13.15	0.00	0.00	0.00	2.50	135.8
1992	59.86	1.39	0.42	24.05	11.66	0.00	0.00	2.50	261.1
1993	60.63	1.92	0.59	22.02	9.09	0.00	0.00	2.50	370.0
1994	63.39	2.00	0.36	21.64	7.61	0.00	0.00	1.00	442.4
1995	63.66	2.01	0.54	23.46	6.36	0.00	0.00	1.00	529.7
1996	57.55	1.82	0.29	21.30	5.32	7.45	0.00	1.00	491.7
1997	58.07	1.66	0.27	22.00	5.20	8.40	1.99	1.00	722.0
1998	59.89	1.65	0.26	22.55	4.70	8.05	1.71	1.00	842.5
1999	60.77	1.92	0.25	23.00	4.30	7.35	1.56	0.00	922.7
2000	61.29	1.94	0.23	23.22	3.94	6.74	1.41	0.00	1094.8

FUENTE: Informes de los Consultores

balance que toma en cuenta sólo las necesidades de energía eléctrica del Programa y la oferta nacional. Lo anterior significa que se considera en el balance sólo la demanda del Programa pues ha de quedar claro que la oferta prevista no sólo ha de satisfacer las necesidades del Programa sino al conjunto de la economía nacional.

En el siguiente mapa se indican los requerimientos de energía eléctrica de cada una de las actividades productivas señaladas en el Programa así como la fecha de su inicio (Gráfico 7).

Los proyectos a llevarse a cabo en los próximos años, se refieren a los sub-sectores considerados en el Programa de Reestructuración y que se espera tendrán un mayor crecimiento en los próximos años como la industria siderúrgica, bienes de capital, química básica y petroquímica, fertilizantes (nitrogenados y fosfatados) y agroindustria.

En el sub-sector de Siderurgia se estima que cerca del 43% del consumo es demandado en Pisco por la planta de Aceros Arequipa, y el 57% restante se dirige a Chimbote.

En el caso de la Industria de bienes de capital el consumo está concentrado íntegramente en Trujillo.

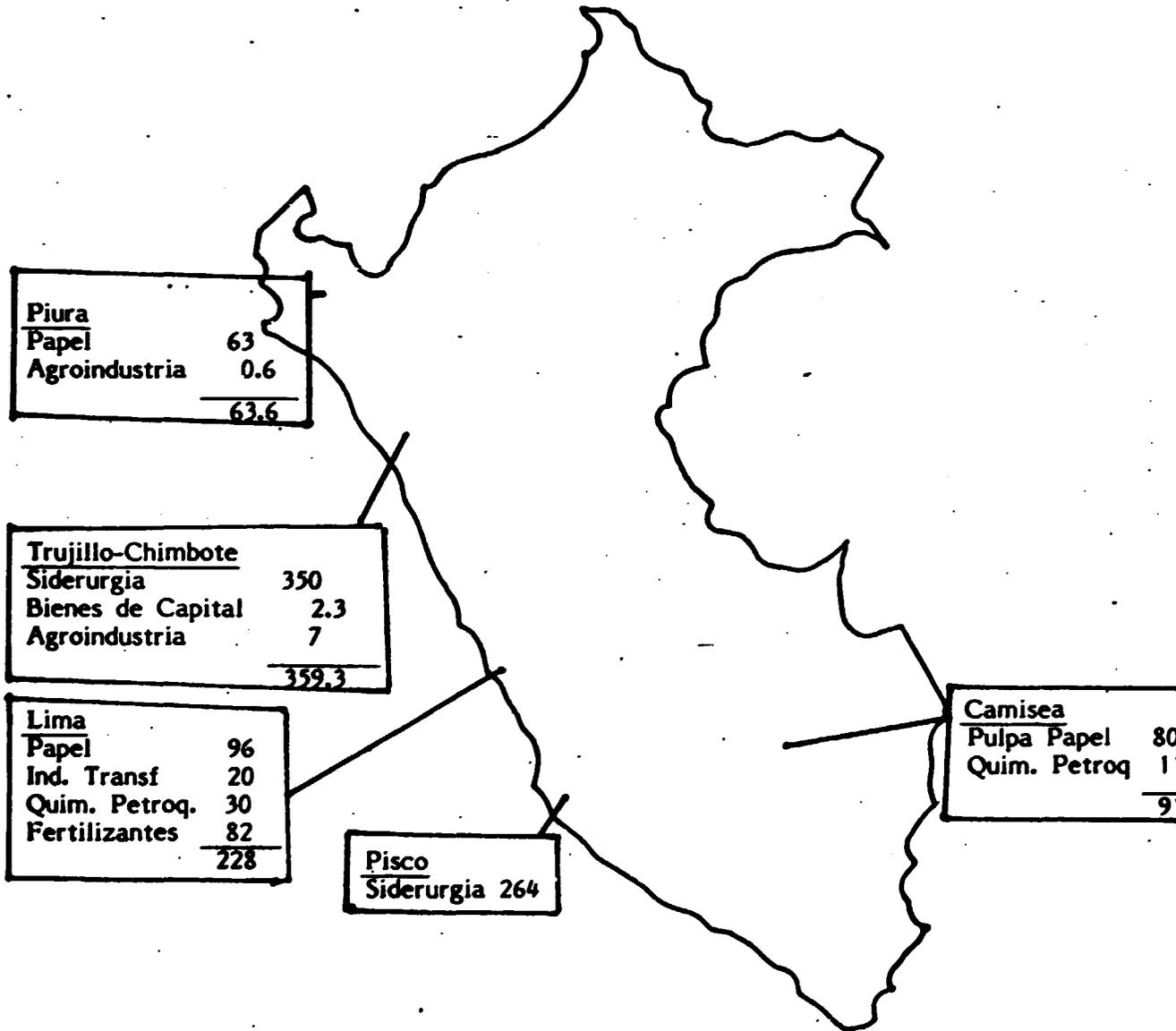
Para la industria de Pulpa y Papel tenemos el proyecto de pulpa (en Camisea) que producirá 100,000 TM por año de este producto a partir del 1997. Para papel existe un proyecto en Piura que se ha estimado producirá 70,000 TM de papel en el año 1994. Del mismo modo en el sector de Química Básica y Petroquímica existen los dos proyectos de Sociedad Paramonga los cuales serán desarrollados en el año 92 (Polietileno y PVC). Además de estos dos hay también un proyecto de Tripolifosfato de Sodio a realizarse en el '96 y otro de ácido fosfórico de Probayóvar en Piura a realizarse en 1993.

En el sub-sector de fertilizantes nitrogenados tenemos la planta de Urea y amoníaco de PetroPerú, ubicada en Lima cuyo proyecto debe comenzar a operar en 1996. En el rubro de fertilizantes fosfatados encontramos la planta de superfosfato triple y fosfato diamónico, que se encuentran ubicadas en el Callao e iniciarán sus operaciones en 1993.

Finalmente en el sub-sector de Agroindustria se consideran dos proyectos: mangos y espárragos. El primero de ellos está ubicado en Piura y el segundo en Chavimochic (Trujillo); se estima que estos proyectos comenzarán sus operaciones el próximo año.

GRAFICO 7

**Requerimientos adicionales de electricidad
para el Programa de Reestructuración Industrial
al año 2000
(en GWH)**



Requerimientos de Potencia

Según los datos históricos de producción de energía eléctrica y potencia instaladas, podemos determinar un tiempo de utilización promedio. El cuadro 33 muestra algunos años:

CUADRO 33

Años	Energía Eléctrica GWH	Potencia Instalada MW	Tiempo Hrs
1976	7,911.1	2,515.6	3,144
1980	10,038.7	3,175.6	3,161
1985	12,115.3	3,757.2	3,224
1987	14,043.3	3,893.5	3,606
1988	13,981.9	4,046.5	3,455

FUENTE: Plan Maestro de Electricidad 1988. EléctroPerú S.A.

Estos valores de tiempo de utilización promedio nos indican que el promedio de venta de energía eléctrica ha sido solamente de 9 ó 10 horas diarias. Suponiendo que en el futuro se distribuya energía 10 horas diarias (3,650 horas anuales) se requeriría una potencia media adicional de 276 MW al año 2,000. 1/

1/ Otra forma de efectuar los cálculos es considerando el factor de carga (Energía Producida/Max. Energía anual generada). Aunque las centrales generadoras no trabajen estrictamente 8,760 horas anuales, se puede observar que el factor de carga ha oscilado entre 36 y 41% para los años del 76 al 88.

Una central que trabaje todos los días (a máxima potencia) durante 10 horas diarias tendría un factor de carga equivalente a 41.7%. Es necesario anotar que en el Plan Maestro de Electricidad se estima que el factor de carga variará entre el 61 a 62%.

El Plan Maestro de Electricidad y el Programa de Reestructuración Industrial

El gráfico 8 presenta esquemáticamente la situación de la generación de electricidad al año 1987. De aquí se deduce que existe una mayor capacidad de generación en la zona central (Lima) y hacia el norte (Trujillo, Chiclayo, Piura).

Con los requerimientos mencionados anteriormente y con los proyectos que espera realizar ElectroPerú (ver cuadro 34 y gráfico 9) en las zonas consideradas, se observa que habría disponibilidad de energía (excepto en Chimbote) para los sub-sectores considerados en el Programa de Reestructuración Industrial de Onudi al año 2000.

En Piura, el Plan de Reestructuración considera 24.7 Gwh que pueden ser abastecidos por los proyectos de generación eléctrica que se desarrollarán en Tumbes, Piura y Lambayeque (974.6 Gwh).

En Trujillo se consideran los proyectos de bienes de capital y agroindustria (con 9.1 Gwh) y en Chimbote (al 2000) se tendría el consumo adicional en siderurgia (350 Gwh). El plan de ElectroPerú considera una ampliación en la central del Cañón del Pato de 321.2 Gwh. Es necesario proyectar en este punto una mayor capacidad de las centrales generadoras.

En Lima, se tienen los proyectos de PVC, polietileno, fundiciones, úrea, amoniaco, tripolifosfato de sodio y fosfato diamónico que requerirían 134.0 Gwh en total (al año 2000). Se estima que el incremento de energía eléctrica pueda superar los 2,847 Gwh, cuando se instalen las centrales generadoras correspondientes. Inclusive, el sistema de Lima puede abastecer los requerimientos de electricidad de la localidad de Pisco (267 Gwh).

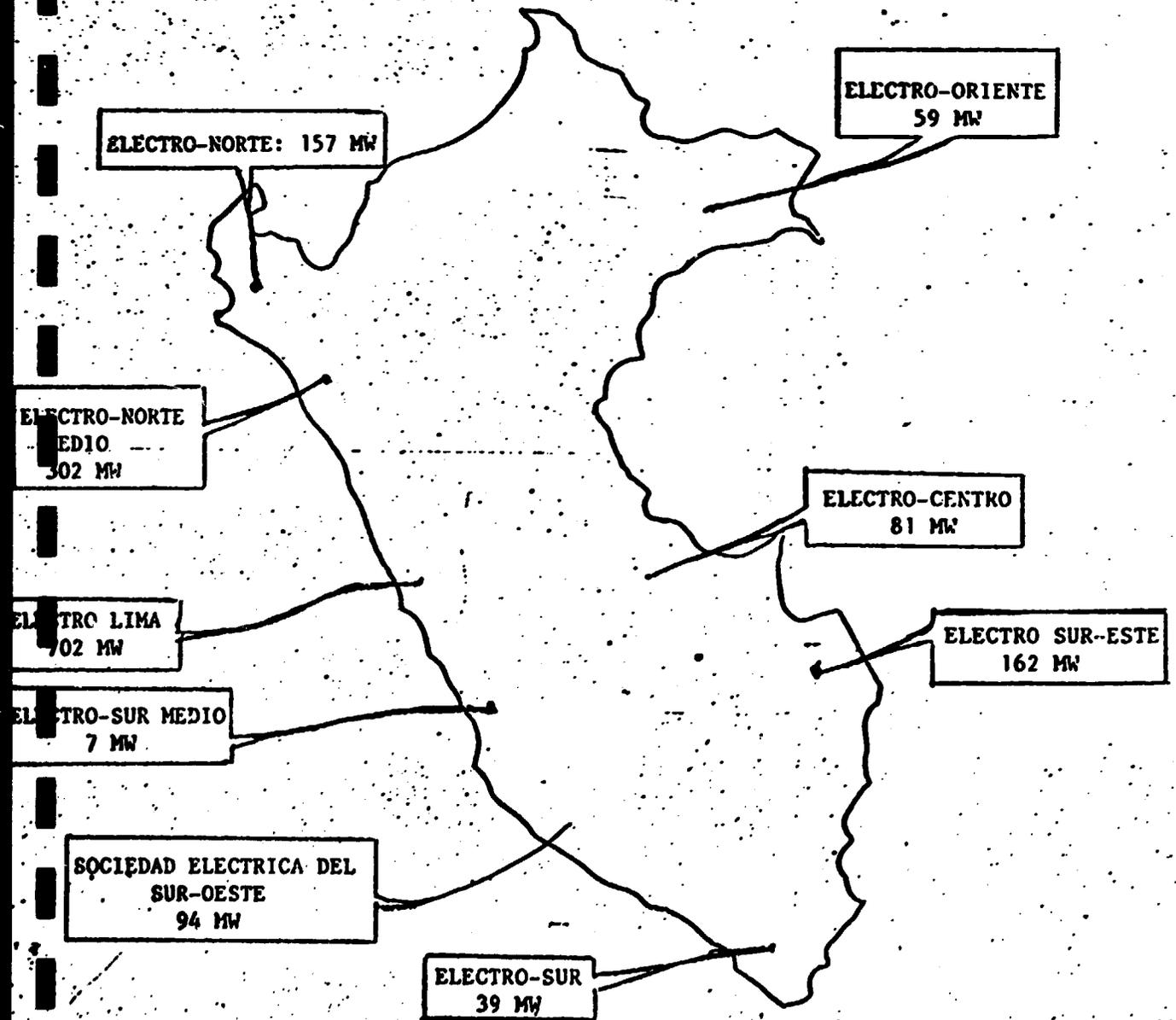
En Camisea, se espera instalar una planta de pulpa de papel (45 Gwh) que autogeneraría su electricidad a partir del gas natural de la zona. En Pucallpa se piensa expandir el sistema eléctrico en 75.6 Gwh.

Como se observa, se contaría en el año 2000 con electricidad suficiente para el desarrollo normal de los proyectos incluidos en el plan de reestructuración nacional 2/. Se debe tener en cuenta, además, que

2/ Hemos observado que el plan de crecimiento de producción de Siderperú contará con un "cuello de botella" por la falta de energía eléctrica en la zona.

GRAFICO 8

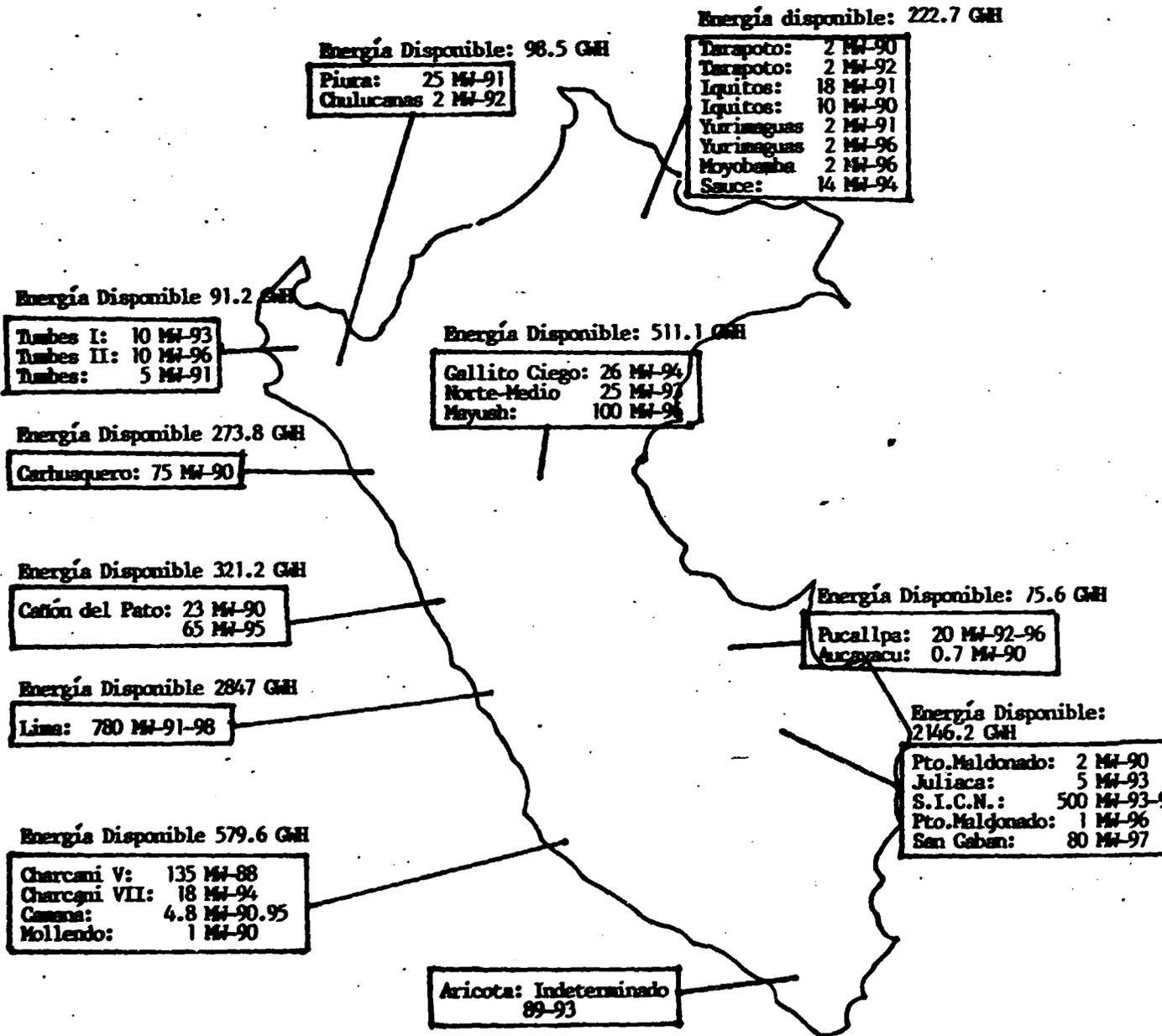
POTENCIA INSTALADA AL AÑO 87*



* No incluye dos centrales de Electroperú con una potencia total de 1008 MW

GRAFICO 9

PROYECTOS DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD



existen otros sectores industriales y un crecimiento vegetativo de la población, que no ha sido tomado en cuenta para el presente análisis.

Duadro 34

Proyecto	Potencia MW	Puesta en Servicio
Norte		
Carhuaquero	75	1990
Piura y Tumbes	30	1991
Chulucanas	2	1992
Tumbes I	10	1993
Tumbes II	10	1996
Norte Medio		
Cañón del Pato	23	1990
Norte Medio	25	1993
Gallito Ciego	26	1994
Cañón del Pato	65	1995
Mayush	100	1996
Lima		
Lima I	100	1991
Lima II		
Yuracmayo	136	1992
Cayahuanca		
SICN 3/	200	1994
Jicamarca	104	1997
Platanal SICN	240	1998
Sur-Este		
Puerto Maldonado	2	1990
Puno-Juliaca	5	1993
SICN-Sur	500	1994-96
San Gabán	80	1997

Se requiere planificar una mayor capacidad generadora en la central del Cañón del Pato o la desviación de energía eléctrica hacia Chimbote.

3/ Sistema Interconectado Centro-Norte

ii. Petróleo

Según las proyecciones de los requerimientos energéticos del Programa, el petróleo es la fuente de energía más importante antes de la entrada (1996) en escena del gas natural.

En el cuadro 35 se ilustra el volumen total de petróleo requerido hacia el año 2000 así como la participación relativa de cada uno de los subsectores considerados en el Programa.

Según la información de dicho cuadro los requerimientos totales de petróleo son significativos y es una tarea difícil de cumplir por las razones que se expondrán más adelante.

En cuanto a las necesidades sectoriales es el correspondiente a la actividad productiva industrial de papel y pulpa la que sería responsable de casi el 60% del consumo proyectado para todo el programa, le siguen en importancia la siderurgia (11%) y las Industrias Básicas (11%). En el extremo opuesto está el reducido requerimiento de petróleo en lo que es Agroindustria (2.5%).

La dificultad para proveer estos requerimientos petroleros estaría en el conocimiento que se tiene acerca de los niveles de producción alcanzados en los últimos años y del casi nulo esfuerzo realizado para incrementar las reservas a través de labores de exploración lo cual tiene el indicador más directo en la drástica disminución en la inversión, tanto de la empresa estatal como por parte de los contratistas. Además, el país se ha visto obligado en los últimos años a importar para cubrir sus necesidades internas.

Como se ha seguido en este estudio una de las razones principales de esta situación estaría en la política de precios implementada por el Gobierno a través de la cual se ha subsidiado al consumidor con el resultado previsto de una demanda creciente que ha inducido a una reducción acelerada de las reservas probadas.

Las alternativas que se pueden esbozar para hacer frente a estos requerimientos petroleros son:

- Que al Programa de Reestructuración Industrial se le asigne tal nivel de

Cuadro 95

Requerimientos de Petróleo por el Programa de Reestructuración Industrial

(K y Barriles) 1990-2000

	Siderurgia K	Industrias Transfer. 1 K	Papel y Pulpa K	Química Petroquímico 2 K	Fertilizantes Fosfatos P	Agro Industria (Carriles) K	Total
1990	7.86	19.42	71.25	0.00	0.00	1.47	499,192
1991	10.15	18.27	68.98	0.00	0.00	2.59	542,932
1992	9.54	13.65	62.86	10.29	0.00	3.66	744,002
1993	10.28	12.30	58.68	9.07	6.43	3.23	843,873
1994	11.53	11.92	58.79	8.60	6.10	3.06	890,245
1995	12.11	11.08	60.64	7.83	5.55	2.79	978,069
1996	12.92	10.65	61.24	7.36	5.22	2.62	1039,980
1997	18.70	9.75	57.92	6.60	4.68	2.35	1159,371
1998	19.72	9.44	57.90	6.27	4.44	2.23	1221,840
1999	20.68	9.17	57.83	5.97	4.23	2.13	1282,421
2000	21.41	8.87	58.01	5.67	4.02	2.02	1351,166

1/ Conversión: 42 galones de petróleo = 124 kg ó 3.38 Kg/galón

2/ Incluye la generación de vapor de petróleo (71,000 toneladas de vapor) y 46,000 MM kcal con diesel 2

importancia que resulte como prioritario en la asignación del petróleo.

- > Incrementar la producción petrolera a través de la incorporación de nuevas reservas. Sin embargo, esta alternativa significa un tiempo (2 ó 3 años) necesario para tarea de exploración que involucraría atrasar el inicio del Programa.
- Posibilidad de sustitución del petróleo por electricidad o gas. Al igual que la alternativa anterior involucra periodos de tiempo tanto para adaptar la maquinaria y el equipo así como para disponer del recurso energético que para el gas sería hasta 1996. Habría una demora para empezar el Programa.

Con todo lo anterior se quiere señalar las dificultades para disponer del petróleo que requiere el Programa debido a las razones señaladas y la posibilidad reducida de abastecimiento tendrá efectos considerables en el sub-sector de Papel y Pulpa que es el que requiere, como se ha señalado, alrededor del 65% de petróleo proyectado por el Programa. Sería el más sensible para el abastecimiento de petróleo, cosa que no sucede con sub-sectores como Agroindustria, Fertilizantes Fosfatados y Química Petroquímica cuyas necesidades previstas no son tan grandes.

iii. Carbón

A diferencia de la electricidad y petróleo los requerimientos de carbón por parte del Programa están referidos principalmente a dos de los sub-sectores seleccionados, Siderurgia e Industrias de transformación de hierro y acero. En el cuadro 36 se ilustran estos requerimientos proyectados hasta el año 2000.

Cuadro 36

Requerimientos de Carbón por el Programa de Reestructuración Industrial (% y TM) 1990-2000

	Siderurgia %	Ind.Trans.Acero %	Total TM
1990	49.4	50.6	66,698
1991	57.3	42.7	80,835
1992	62.7	37.3	94,972
1993	66.8	33.2	109,109
1994	69.9	30.1	123,246
1995	72.4	27.6	137,383
1996	74.5	25.5	151,520
1997	82.2	17.8	221,631
1998	83.4	16.6	242,765
1999	84.4	15.6	263,898
2000	85.3	14.7	285,032

Como lo señalan las cifras anteriores los requerimientos totales son significativos si se toma en cuenta los niveles de producción en los últimos años en el país. En 1987 la producción nacional alcanzó las 117 mil TM, cifra que ha venido disminuyendo en los últimos años. Además, para hacer frente a las necesidades nacionales se tuvo que recurrir a las importaciones que en 1987 fueron alrededor de 39 mil TM. En cierta manera estas importaciones crecen en los últimos años para compensar la producción nacional que venía cayendo en estos años. Si a lo anterior se agrega el hecho que, en promedio, el sector industrial ha venido insumiendo el 75% del carbón nacional disponible y que los sub-sectores del Programa son una parte de este sector se estaría dando lo siguiente:

- Dado la tendencia decreciente de la producción nacional en contraste con los requerimientos crecientes de las necesidades del Programa había ligeros problemas de abastecimiento que se pueden cubrir con importaciones cada vez mayores durante los primeros años. Es necesario incrementar la producción de este recurso dado que el país tiene reservas significativas.

- La necesidad de incrementar la producción nacional de carbón es imperativa no sólo para

atender los requerimientos del Programa sino para hacer frente a posibles alternativas de sustitución por otro recurso escaso en actividades productivas donde lo permita la técnica existente.

- Siendo la siderurgia y las Industrias Básicas las principales insumidoras de carbón la preocupación por lograr un abastecimiento continuo se magnifica por ser industrias estratégicas para el desarrollo nacional.

iv. Gas Natural

A diferencia de los otros recursos energéticos considerados, el abastecimiento de gas para los requerimientos del Programa está directamente relacionado con la puesta en marcha de la explotación del gas de Camisea. En el Capítulo II del presente estudio se presenta un desarrollo de los alcances de la explotación del gas de Camisea para atender las necesidades futuras de energía para el país a partir de 1996, fecha que se supone se empezará a consumir dicho gas. En esta sección se complementará dicha información con referencia a las necesidades que demanda el Programa en forma específica.

En el cuadro 37 se ilustra los niveles de gas natural que demandaría el Programa de Reestructuración Industrial así como la participación relativa de cada uno de los subsectores.

CUADRO 37
Requerimientos de Gas Natural del Programa de Reestructuración Industrial (% y M3) 1996-2000

	Papel y Pulpa %	Química Petroquím %	Fert. Nitrogenado %	Fert. Fosfatado %	Total M3
1996		0.97	90.60	8.43	509,846,848
1997	0.37	0.97	90.60	8.43	509,846,848
1998	0.70	0.97	90.60	8.43	509,846,848
1999	1.03	0.97	90.60	8.43	509,846,848
2000	1.35	0.97	90.60	8.43	509,846,848

Según el cuadro anterior, la actividad productiva de fertilizantes nitrogenados sería la insumidora más importante del volumen proyectado de consumo de gas natural.

Si se cumple con lo establecido en el desarrollo del proyecto de Camisea los requerimientos proyectados para las necesidades del Programa serán totalmente satisfechos. Según las proyecciones se calcula para los primeros años (1996) una producción de 2'832,000 m³ por día es decir, alrededor de mil millones de m³ al año lo cual está por encima de los requerimientos del Programa que han sido calculados en 509 millones de m³. Además, la ubicación de las plantas que van a demandar la totalidad del gas natural para ese año están ubicadas en Lima, que es el punto de llegada prioritario para el gas de Camisea, y en la misma zona.

Habría que señalar, como se mencionó al inicio, que la posibilidad de abastecimiento depende de la puesta en marcha de la explotación del gas de Camisea y que cualquier demora ha de significar variación en las fechas de inicio de implementación del Programa. Además, sobre la base de las magnitudes de gas que se espera obtener con la explotación de Camisea hay la posibilidad de considerar este recurso energético como sustituto especialmente en aquellas actividades ligadas al consumo de petróleo cuya producción presenta dificultades de explotación de corto plazo e incluso de lograrse niveles considerables es un recurso de mejor manejo para la venta al exterior y su reemplazo puede hacerse con gas natural.

planteaban los planes nacionales, regionales y sectoriales, en especial en lo que se refiere a la satisfacción de las demandas sectoriales y las posibilidades de desarrollo futuro.

Efectivamente, están ausentes como propósitos de desarrollo energético producir energía secundaria de manera eficiente y económica y ello es así pues se ha recurrido en exceso a la fuente de hidrocarburos. En este contexto no se ha diseñado objetivos o políticas que posibiliten el uso de recursos energéticos en función a su abundancia o costos de explotación o producción. Ello ha podido hacerse mediante la puesta en práctica de tarifas que incentiven el uso de fuentes no convencionales: solar, biomasa, eólica, carbón, etc. y en cierta forma castiguen el uso de recursos contaminantes y de alto costo. En otras palabras, los precios no han reflejado la abundancia o escasez relativa de las diferentes fuentes energéticas con que el país cuenta, no están basados en los verdaderos costos económicos y tienen una estructura ineficiente y bajo nivel, creándose en consecuencia, patrones distorsionados en la producción y el consumo.

De otro lado, las proyecciones de demanda energética no han tomado en cuenta la posibilidad de desarrollo productivo en las regiones debido a que no había un objetivo que orientase acciones de esa naturaleza.

Como objetivo energético sólo se ha tomado en cuenta la transmisión de la energía vía cable, pero nada se ha planteado en relación al transporte oportuno y a bajo costo de los derivados del petróleo, máxime que mucho del aparato productivo regional utilizó como insumo ese recurso y, por tanto, menos aún ha sido posible fomentar el desarrollo de otras actividades.

El servicio eléctrico en muchos lugares del país es de baja calidad y discontinuo y existe uso ineficiente y pérdida por transmisión -- prácticamente el equivalente de la electricidad generada con base a hidrocarburos se pierde. Sobre este particular no se ha planteado objetivo alguno. Finalmente no se ha fomentado el uso racional de la energía, en especial en la primera parte de la década del '70 y en la segunda de la del '80, pues el servicio era sumamente barato, llegando a ser un tercio del costo real, lo que daba lugar a un despilfarro del recurso.

4.2 Requerimientos energéticos de los Subsectores Industriales

En esta parte del estudio se detalla el vector de requerimientos energéticos para cada uno de los subsectores seleccionados en el Programa. Se presentan los niveles de producción de los últimos años así como los propuestos para el año 2000 y, partiendo de esta información, se llega a la demanda de recursos energéticos. La intención de este desarrollo es mostrar a nivel de cada sector las actividades productivas propuestas dentro del Programa de Reestructuración Industrial haciendo resaltar el "menor" de recursos energéticos que componen cada subsector así como para apreciar la intensidad de uso de formas específicas de energía.

El presentar los requerimientos energéticos de cada uno de los subsectores seleccionados tiene una precisa finalidad. En el desarrollo acerca de los requerimientos globales se manifestó una preocupación por los niveles que se demandarían de energía si el Programa se inicia y lo que es más importante en la composición del vector de requerimientos que asignaba importancia a productos energéticos como el petróleo, carbón y electricidad para los cuales existen problemas en la producción que se reflejan en situaciones de déficit. Los requerimientos energéticos a nivel de cada subsector da la oportunidad de poder determinar la intensidad del uso justamente de aquellos recursos mencionados anteriormente. Por ejemplo, la alta intensidad en el uso del petróleo por el subsector de pulpa y papel. Este reconocimiento de la intensidad energética de las actividades en cada subsector da la oportunidad de programar el comienzo de las actividades e incluso a fijar prioridades en función de la disposición efectivas de fuentes de energía cuya explotación tienen un alto contenido de riesgo e incertidumbre.

a. Subsector Siderurgia

Producción Histórica

La producción de los principales productos siderúrgicos se presentan en los siguientes cuadros:

Producción de Hierro Primario y Acero Líquido (Tm.)

Producto	1980	1985	1988
Arrabio para fundiciones	11,281	6,244	5,000
Arrabio para convertidor	250,665	156,328	160,729
Hierro esponja	33,826	44,311	48,600
TOTAL HIERRO PRIMARIO	295,772	206,883	214,329
Acero de convertidor	243,422	149,513	146,314
Acero de Horno Eléctrico	203,284	247,635	247,996
TOTAL ACERO LIQUIDO	446,706	397,148	394,310

Producción Nacional de Laminados de Acero (Tm)

PRODUCTOS	1980	1985	1988
No planos	182,431	171,718	245,774
Planos	96,394	94,720	104,772
Hojalata	61,596	40,594	28,308
TOTAL	340,421	307,032	378,854

Los consumos energéticos para cada uno de los procesos señalados son:

Coque (Alto Horno):	540 Kg./Tm. de arrabio
Carbón (Proceso HDR)(CF/Fe):	0.60 Tm./Tm de hierro
Petróleo # 6 (Proceso HDR):	30 galones/Tm. de HDR
Electricidad (Horno eléctrico):	650 Kwh/ Tm. de acero
Electricidad (Laminación):	163 Kwh/ Tm. de laminados

Proyecciones de Producción:

Según los estudios de los consultores del subsector siderurgia, la producción se presenta en el siguiente cuadro. Para estas proyecciones se consideran los rendimientos en cada uno de los procesos.

PROYECCION DE LA PRODUCCION (T.M.) (al ingreso del proceso)

Año	Alto Horno	HDR	Convertidor	Horno Eléctrico	Colada y Laminación	TOTAL PRODUCCION
1990	270,614	77,397	190,625	276,762	431,000	392,421
1991	296,040	108,641	207,393	350,519	514,551	494,654
1992	321,467	139,884	224,161	424,277	598,103	596,872
1993	346,894	171,127	240,929	498,034	681,654	699,104
1994	372,320	202,370	257,696	571,792	765,206	801,322
1995	397,747	233,614	274,464	645,549	848,757	903,554
1996	423,173	264,857	291,232	719,307	932,309	1,005,777
1997	448,600	427,494	308,000	793,064	1,015,860	1,108,000
1998	474,027	475,162	324,768	866,822	1,099,412	1,210,222
1999	499,453	522,829	341,536	940,579	1,182,963	1,312,454
2000	524,880	570,497	358,304	1,014,337	1,266,515	1,414,672

Según el esquema de producción planteado, se requiere las siguientes cantidades de energéticos:

Proyección del Consumo Eléctrico (Mwh)

Año	Horno Eléctrico	Colada y Laminación	TOTAL ELECTRICIDAD
1990	165,503	61,822	227,325
1991	209,610	73,807	283,417
1992	253,717	85,791	339,509
1993	297,824	97,776	395,600
1994	341,931	109,761	451,692
1995	386,038	121,745	507,784
1996	430,145	133,730	563,875
1997	474,252	145,714	619,967
1998	518,359	157,699	676,058
1999	562,466	169,684	732,150
2000	606,573	181,668	788,242

PROYECCION DEL PETROLEO (galones)

Año	Alto Horno HDR
1990	1,648,561
1991	2,314,043
1992	2,979,524
1993	3,645,005
1994	4,310,486
1995	4,975,968
1996	5,641,449
1997	9,105,622
1998	10,120,940
1999	11,136,258
2000	12,151,575

PROYECCION DEL CARBON (TM) Y COQUE (TM)

Año	Sito Horno (Coque)	HDR (Carbón)
1990	99,369	32,971
1991	108,706	46,281
1992	118,043	59,590
1993	127,279	72,900
1994	136,716	86,210
1995	146,053	99,519
1996	155,389	112,829
1997	164,726	182,112
1998	174,063	202,419
1999	183,399	222,725
2000	192,736	243,032

Debido a que los proyectos se encuentran referidos a las empresas más grandes de este sector (SiderPerú y Aceros Arequipa), las localizaciones se darán en Chimbote y Pisco respectivamente. Los proyectos que se plantean se muestran en el siguiente cuadro:

RESUMEN DE PROYECTOS

SIDERPERU

1. Planta de reducción directa	1991-93	0.3 Mw
2. Ampliación de planta	1993-96	40.0 Mw

ACEROS AREQUIPA

3. Desarrollo - I etapa	1991-92	22.0 Mw
4. Desarrollo - II etapa	1993-96	12.0 Mw

EMPRESA POR DEFINIR

5. Planta HDR a gas natural	1993-95	8.0 Mw
b. Subsector Industrias Básicas		

Demanda Histórica

Los consumos energéticos para el fierro fundido y el acero se presentan en el siguiente cuadro:

Fe Fdo.	Aceros	
750	.750	Kwh/Tm
350	350	Kg. de antracita/Tm
40	44	gal. de petróleo/Tm

Proyección de la demanda:

El estimado de la demanda asume que se hará uso de la capacidad instalada existente hacia el año 2000 de manera proporcional. El cuadro muestra la producción esperada.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PETROLEO (galones)

Año	Fe Fdo.	Aceros	TOTAL
1989	1'591,421	2'383,402	3'974,823
1990	1'663,751	2'407,457	4'071,208
1991	1'736,081	2'431,556	4'167,637
1992	1'808,451	2'455,610	4'264,062
1993	1'880,781	2'479,709	4'360,490
1994	1'953,112	2'503,764	4'456,875
1995	2'025,442	2'527,863	4'553,304
1996	2'097,772	2'551,917	4'649,689
1997	2'170,142	2'576,016	4'746,158
1998	2'242,472	2'600,071	4'842,543
1999	2'314,802	2'624,126	4'938,927
2000	2'387,132	2'648,224	5'035,356

c. Subsector Bienes de Capital

Demanda histórica

Uno de los bienes de capital considerados para este rubro son los tractores agrícolas de rueda. El parque de estas maquinarias se presenta en el cuadro siguiente.

Parque de Tractores Agrícolas de rueda

Año	Cantidad
1950	1,930
1955	3,940
1960	4,880
1965	5,940
1970	6,460
1975	6,130
1980	5,165
1985	4,810
1986	5,120

El consumo de electricidad para el ensamblaje de estas unidades es de 1 Kwh/Kg. 1/

1/ El consumo es estimado con los datos promedio históricos:

Peso de un tractor promedio: 1,300 Kg.
 Tiempo promedio de ensamble: 55 minutos.
 Consumo horario promedio por Kg.: 1.5 Kwh.

Electricidad consumida por unidad:

1.5 Kwh x $\frac{55 \text{ minutos}}{60 \text{ minutos}}$ x 1,300 Kg = 1,788 Kwh

Electricidad consumida por kilo:

Proyección de la demanda:

El cuadro que se muestra presenta las proyecciones que se estiman para los tractores:

PROYECCION DE DEMANDA DE TRACTORES (de 80 HP)

Año	Excelente Mant.		Mantenimiento Normal	
	Unidades	Peso (Kg)	Unidades	Peso (Kg)
1989	250	325,000	250	325,000
1990	400	520,000	400	520,000
1991	700	910,000	700	910,000
1992	900	1'170,000	900	1'170,000
1993	1,100	1'430,000	1,100	1'430,000
1994	1,100	1'430,000	1,300	1'670,000
1995	1,100	1'430,000	1,400	1'820,000
1996	1,100	1'430,000	1,500	1'950,000
1997	1,100	1'430,000	1,600	2'080,000
1998	1,100	1'430,000	1,700	2'210,000
1999	1,100	1'430,000	1,800	2'340,000
2000	1,100	1'430,000	1,800	2'340,000

Teniendo como base el consumo específico de electricidad, evaluamos los requerimientos de electricidad:

PROYECCION DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD (MWH)

Año	Excelente Mant.	Mantenimiento Normal
1989	325	325
1990	520	520
1991	910	910
1992	1,170	1,170
1993	1,430	1,430
1994	1,430	1,690
1995	1,430	1,820
1996	1,430	1,950
1997	1,430	2,080
1998	1,430	2,210
1999	1,430	2,340
2000	1,430	2,340

$$\frac{1,788 \text{ Kwh}}{1,300 \text{ Kg}} = 1.4 \text{ Kwh/kg} \approx 1 \text{ Kwh/kg.}$$

d. Subsector Papel y Pulpa

Demanda histórica

Los papeles se han dividido según su empleo principal. Su consumo a través del tiempo se presenta en el siguiente cuadro en (T.M.):

TIPO DE PAPEL	1975	1980	1985	1988
Escritura e imprenta	33,897	49,989	41,439	48,365
Sacos	24,198	31,057	20,517	26,131
Envoltura y bolsas	16,072	13,061	10,258	9,951
Sanitario	13,732	15,996	17,556	27,380
Periódico	43,744	37,355	42,106	64,371
Liner corrugado	42,505	41,772	34,108	52,539
Cajas	13,550	24,544	18,656	22,605
Otros papeles y cartones	10,283	5,201	5,063	10,525
TOTAL	197,981	218,975	189,703	261,857

De dicho consumo, la empresa Sociedad Paramonga Limitada abastece un porcentaje que oscila entre el 60 y 75%.

Por otro lado, existe un déficit de pulpas de fibra corta y larga en el mercado interno. Así, en 1986 se importaron 61,777 Tm. de pulpas y en 1987 esta importación fue de 53,932 Tm.

Los consumos energéticos para el procesamiento de papeles y pulpa son:

Electricidad:	900 Kwh/Tm. de papel
	450 Kwh/Tm. de pulpa
Petróleo residual 6:	70.0 galones/Tm. de papel
	57.6 galones/Tm. de pulpa

Proyección de la demanda

Los pronósticos de producción de papeles y pulpas se presentan en los cuadros siguientes.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PAPELES Y CARTONES (T.M.)

Año	Imprenta Escritura	Sacos	Envolturas Bolsas	Sanitarios	Peribdico	Linea Corrugada	Cajas Plegadas	Otros	TOTAL PAPELES
1989	29,278	18,990	7,704	26,623	0	29,350	13,328	5,247	130,520
1990	32,604	19,183	7,670	27,724	0	31,420	14,531	5,738	138,870
1991	36,029	19,416	7,644	28,862	0	33,552	15,771	6,245	147,519
1992	39,557	19,657	7,628	30,024	44,279	35,748	17,047	6,767	200,707
1993	43,190	19,908	7,622	31,214	48,879	38,009	18,363	7,304	214,439
1994	46,934	20,168	7,626	32,435	53,653	40,339	19,717	7,657	228,729
1995	50,788	20,438	7,639	33,606	58,553	42,738	21,113	9,128	244,003
1996	56,083	20,963	7,786	34,969	65,280	44,034	23,029	9,211	263,354
1997	61,589	21,515	7,951	36,283	72,277	49,460	25,022	10,025	284,122
1998	67,315	22,096	8,137	37,630	79,554	53,024	27,094	10,872	305,722
1999	73,271	22,708	8,344	39,011	87,123	54,731	29,250	11,751	326,189
2000	79,464	23,352	8,572	40,426	94,993	60,586	31,492	12,665	351,554

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PULPA (T.M.)

Año	Pulpa
1989	87,230
1990	90,508
1991	93,786
1992	97,064
1993	100,342
1994	103,620
1995	135,848
1996	144,243
1997	152,638
1998	160,051
1999	167,463
2000	174,876

Los requerimientos energéticos de electricidad y petróleo se muestran en los cuadros siguientes.

PROYECCION DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD PARA PULPA Y PAPEL (MWH)

Año	Pulpa	Papel	Total Papel y Pulpa
1989	39,254	117,468	156,722
1990	40,729	124,983	165,712
1991	42,204	132,767	174,971
1992	43,679	180,636	224,315
1993	45,154	193,040	238,194
1994	46,629	205,856	252,485
1995	61,132	219,602	280,734
1996	64,909	237,018	301,928
1997	68,687	255,709	324,397
1998	72,023	275,149	347,173
1999	75,358	293,570	368,928
2000	78,694	316,398	395,093

PROYECCION DE LA DEMANDA DE PETROLEO PARA PULPA, PAPELES Y PAPELONES (GALONES)

Año	Pulpa	Papeles	Total Papel y Pulpa
1989	5'027,338	9'136,400	14'164,038
1990	5'216,571	9'720,900	14'937,471
1991	5'405,503	10'326,330	15'731,833
1992	5'594,436	14'049,490	19'643,926
1993	5'783,369	15'014,230	20'797,599
1994	5'972,301	16'011,030	21'983,331
1995	7'829,813	17'080,210	24'910,023
1996	8'313,672	18'434,780	26'748,452
1997	8'313,672	19'888,540	28'202,212
1998	8'313,672	21'400,540	29'714,212
1999	8'313,672	22'833,230	31'146,902
2000	8'313,672	24'608,780	32'922,452

PROYECCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL PARA PULPA

Año	Pulpa
1997	1'917,838
1998	3'611,338
1999	5'304,609
2000	6'998,109

Esta proyección de la producción es concordante con los proyectos que se esperan desarrollar y son:

- Planta papelera en Piura, con una capacidad de 70,000 Tm./año de producción de papel a partir de la crotalaria. Su puesta en marcha se estima para 1994. Utilizará petróleo residual 6 y autogenerará su energía eléctrica.
- Planta para la producción de pulpas de maderas tropicales en Camisea, con una capacidad de 100,000 Tm. anuales. Su puesta en marcha se estima para 1997 y utilizará como energético principal el gas natural de la zona y autogenerará su energía eléctrica.
- Planta papelera de Cajamarca, con una capacidad instalada de producción de 66,000 Tm./año. Su puesta en marcha se prevé para el año 2001. Se procesará los pinos de la zona y empleará como energéticos el combustible residual 6 y autogenerará energía eléctrica.

e. Subsector de Química Básica y Petroquímica

Demanda histórica

Para el sector Química básica y Petroquímica se consideran los siguientes CIU: 3511, 3512, 3513, 3521, 3523, 3529. De estos solamente se tomarán para efectos del estudio los correspondientes a la fabricación de sustancias químicas industriales excepto abonos (3511), la fabricación de resinas sintéticas, materias plásticas y fibras artificiales excepto vidrio (3513) y fabricación de jabones y preparados de limpieza, cosméticos y prod. de tocador (3523).

Nuestra industria química básica esta en etapa primaria y se elabora principalmente soda caústica, cloro y ácido sulfúrico. En este sector se dispone de 71 plantas para la producción, las cuales representan una capacidad de producción cercana a las 360,000 TM.

PROYECCIONES

A base del trabajo que se presentó como informe preliminar para Onudi, se han identificado 4 proyectos como los más probables de ser ejecutados en los próximos años, estos son:

- Complejo Petroquímico de PetroPerú. que utilizará como recurso químico y energético el gas natural de Camisea. El proyecto se realizará en 6 etapas y prevé la ejecución de un poliducto hacia el año 1993.

La operación del complejo Petroquímico se llevará a cabo en 1996, el capital requerido se estima en US\$ 880 millones, los cuales

Esta proyección de la producción es concordante con los proyectos que se esperan desarrollar y son:

- Planta papelera en Piura, con una capacidad de 70,000 Tm./año de producción de papel a partir de la crotalaria. Su puesta en marcha se estima para 1994. Utilizará petróleo residual 6 y autogenerará su energía eléctrica.
- Planta para la producción de pulpas de maderas tropicales en Camisea, con una capacidad de 100,000 Tm. anuales. Su puesta en marcha se estima para 1997 y utilizará como energético principal el gas natural de la zona y autogenerará su energía eléctrica.
- Planta papelera de Cajamarca, con una capacidad instalada de producción de 66,000 Tm./año. Su puesta en marcha se prevé para el año 2001. Se procesará los pinos de la zona y empleará como energéticos el combustible residual 6 y autogenerará energía eléctrica.

e. Subsector de Química Básica y Petroquímica

Demanda histórica

Para el sector Química básica y Petroquímica se consideran los siguientes CIU: 3511, 3512, 3513, 3521, 3523, 3529. De estos solamente se tomarán para efectos del estudio los correspondientes a la fabricación de sustancias químicas industriales excepto abonos (3511), la fabricación de resinas sintéticas, materias plásticas y fibras artificiales excepto vidrio (3513) y fabricación de jabones y preparados de limpieza, cosméticos y prod. de tocador (3523).

Nuestra industria química básica esta en etapa primaria y se elabora principalmente soda caústica, cloro y ácido sulfúrico. En este sector se dispone de 71 plantas para la producción, las cuales representan una capacidad de producción cercana a las 360,000 TM.

PROYECCIONES

A base del trabajo que se presentó como informe preliminar para Onudi, se han identificado 4 proyectos como los más probables de ser ejecutados en los próximos años, estos son:

- Complejo Petroquímico de PetroPerú. que utilizará como recurso químico y energético el gas natural de Camisea. El proyecto se realizará en 6 etapas y prevé la ejecución de un poliducto hacia el año 1993.

La operación del complejo Petroquímico se llevará a cabo en 1996, el capital requerido se estima en US\$ 880 millones, los cuales

Requerimiento total de Energía

	Eléctrica Kwh	Energía	
		Vapor 2/	Otros
Polietileno (92)	2'400,000		
Cl.de Polivinilo (PVC) (92)	28'750,000	71,000	46,000 MMKcal (diesel 2)
Tripolifosfato de Sodio (96)	6'000,000		4'950,000 M3 gas natural
Fosfórico (93)	2'500,000		

Los cuadros anteriores muestran el requerimiento de energía para llevar a cabo los proyectos antes señalados, los cuales comenzarán a funcionar a partir del año 92. Del último cuadro tenemos que la mayor demanda de energía se dará en el sector de energía eléctrica, en el cual para estos tres proyectos se estima un requerimiento energético de 39'550,000 KWH/Año.

El proyecto de Cloruro de Polivinilo de Sociedad Paramonga será el que demandará la mayor parte de energía y el cual está programado para entrar en funcionamiento en el año 1992. En el caso del proyecto de Tripolifosfato de sodio, entrará en funcionamiento recién a partir del año 1996 y se requerirá 6'000,000 de Kwh de electricidad.

Los otros dos proyectos de Polietileno y ácido fosfórico comenzarán el 92 y 93 respectivamente consumiendo menores cantidades de energía eléctrica que los mencionados anteriormente.

Respecto a los otros tipos de energía, el proyecto de PVC de Sociedad Paramonga usará 71,000 toneladas de vapor al año, equivalentes a 6,390 toneladas de petróleo residual 6, en tanto que de Diesel #2 utilizará 46,000 Kcal al año.

El proyecto de Tripolifosfato de Sodio usará dentro del rubro que hemos denominado otros, gas natural por un monto equivalente a 4'950,000 m3 al año.

2/ Para los cálculos agregados se supondrá que se genera vapor (310 psi y 360 grados centígrados) a partir de petróleo residual 6 y con una eficiencia de caldero de 80%. Para ello se requeriría 0.09 TM. de petróleo por cada tonelada de vapor.

II. PLANTA DE FERTIS (FERTILIZANTES SIMPOTENS)

Requerimientos Energéticos por TN de Producto

Producto		Ac. Nítrico	Ac. Nítrico	Ac. Sulfúrico
Relación (Cinco/80)	Amoníaco	53%	N. Amonio 98%	
Amoníaco				
Acido Nítrico 53%	153.3Kg			
Nitrato Am.	211.7Kg	1,450.5Kg		
Acido Nítrico 98%		2,076.6Kg		3,712.5Kg
Acido Sulfúrico				
Sulfato de Amonio	265.8Kg			772.8Kg

Requerimientos energéticos totales por TN de producto

Producto!	Acido Nítrico	Nitrato de Amonio	Acido Nítrico	Sulfato de Amonio	
Energía/TN	Amoníaco	53%	98.5%		
Petróleo (kg)	884	135.28	383.4	280.92	235.02
Vapor Consumido (Kg)	2,440	1,031.15	2,370.88	2,799.8	649.32
Energía Eléctrica(Kwh)	1,759.8	295.27	854.31	709.21	501.25

III. INDUSTRIAL CACHINAYO S.A. INCASA

Produce:

- Nitrato de Amonio (34.5%)
- Nitrato de Amonio Técnico 34.5%
- Nitrato de Amonio Fertilizante (33.5%)
(su producción es muy reducida)

IV. PESCA PERU

Produce: Guano de Islas

Elabora: 9-11-2 (Para exportación)

Proyección de la oferta al año 2000

Se consideran dos situaciones:

Caso 1 Oferta con inversiones: Demanda según la tendencia histórica y la ampliación de la frontera agrícola.

Caso 2 Oferta sin inversiones: Demanda según la tendencia histórica y la ampliación de la frontera agrícola.

Base: Nitrogeno de Producción Nacional (año 2000)
Proyección de la oferta.

BASE: NITROGENO DE PRODUCCIÓN NACIONAL (t)

CASO	PEROFER	FERTISA	INCISA	PESAFER	TOTAL	
	Area	Nitrato de Amonio	Sulfato de Amonio	Nitrato de Calcio	Guano	
Con Inversiones	70,380	12,295,111	400	201	4,110	74,682
Sin Inversiones	52,769			201	4,110	57,080
1. Con Acreditación Importada						
<u>Proyección del Déficit Nacional de Nitrogeno para Fertilizantes año 2000:</u>						
	DEMANDA		CON INVERSIÓN		SIN INVERSIÓN	
Tendencia Histórica	Ampl. Frontera Agrícola	Total	Oferta	Déficit	Oferta	Déficit
177,206	22,157	199,363	74,681	124,682	57,280	142,083

Proyectos de las Empresas

- PetroFert:** Para 1970-91 tiene en gestión cualificar los trabajos de mantenimiento y sustitución de equipo que tiene previsto de 1955.
- Fertisa:** No tiene todavía un proyecto para aumentar sustancialmente su producción en base al acuerdo mencionado en cuanto implicaría construir nuevas plantas de Ac. nítrico y Nitrato de Amonio que no puede financiar. La producción de Sulfato de Amonio sí puede ser incrementada.

3. **Cachiyayo:** Su producción seguirá restringida en pequeñas cantidades de unos 400 a 600 Tn de N/año. Ha abandonado el plan de Balanceo de su planta.
4. **Pesca Perú:** Se implementarán mejoras en la protección de las aves guaneras y de los procedimientos de extracción.

Alternativas de Solución para asegurar el abastecimiento de los fertilizantes nitrogenados en el Perú:

1.- **Planta Unica:** Para cubrir el total de la demanda insatisfecha. Se emplearían compresores centrifugos de mayor continuidad de operación. Tendría que instalarse cerca al gasoducto de Camisea al Callao.

2.- **Planta Central - Planta en Cusco:** Con una capacidad de 50-100 Ton/día de amoniaco para la zona de la Sierra Sur, Arequipa, Moquegua y Tacna. Su rentabilidad solo se podría justificar frente a la alternativa de un costoso flete desde la costa.

3.- **Planta Central y PetroPeru (Talara):** Para asegurar el abastecimiento de la Costa Norte, de la Sierra Norte y los departamentos de San Martín y Loreto. Continuará produciendo 300 a 400 Tn /día de amoniaco.

En la Costa Central una planta que utilizaría el gas de Camisea y serviría a la Costa Central y Sur.

4.- **Plantas nuevas en Costa Central, Talara y Cusco:** Combinando las alternativas anteriores se puede reemplazar la planta de Talara por una nueva de menor capacidad aun en la Costa Central y una planta de 50-100 Ton en Cusco .

Aunque representaría un alta reducción en fletes, implicaría mayor inversión total.

La planta de urea-amoniaco a instalarse en el año 1996 consumirá:

67,860 Mwh de electricidad
3,967 Tcal de gas/año

f.2 Fertilizantes Fosfatados

El contenido de fósforo en un fertilizante se expresa como su equivalente en Pentóxido de Difosfórico: P2O5.

El grupo de los fertilizantes fosfatados incluye principalmente a:

	P2O5
Superfosfato Simple	20-21%
Superfosfato Triple	44-48%
Fosfato Mono-Amónico	61.7%
Fosfato Di-Amónico	53.7%
Superfos 24	24%
Roca Fosfórica Molida	
Escorias de Convertidores de Aceria	
Abonos Compuestos (NPK)	
Bayomix	22%
12-12-12	12%
7-14-7	14%
Guano	2%

La demanda histórica de fertilizantes fosfatados en el Perú evidencia los altos consumos de P2O5 entre 1960-66 básicamente por aplicación de guano, que en los años posteriores se redujo por la desaparición de un gran número de aves. En 1983 y 1984 a causa del Fenómeno del Niño se redujo el consumo de fertilizantes hasta 1986 -1988 que se incrementó fuertemente la demanda por el contrabando (subsídios).

En función de la tecnología del proceso, se tienen los consumos históricos de energía:

Ac. Sulfúrico	11 KWH/TN
Ac. Fosfórico	150 KWH/TN
Superfosfato Triple	40 KWH/TN
Fosfato Di-Amónico	55 KWH/TN

VAPORES

Ac. sulfúrico	1 KG/TN
Ac. Fosfórico	2.1 TN
Superfosfato Triple	75 KG
Fosfato Di-Amónico	0

PROYECCION DE LA PRODUCCION DE FERTILIZANTES

La proyección se presenta en el cuadro:

(en miles TN de P205)

Año	Demanda Proyectada	Oferta s/inversión	Demanda Insatisfecha
1990	35,887	7,080	28,520
1991	37,356	7,080	29,897
1992	38,831	7,080	31,278
1993	40,303	7,080	32,658
1994	41,775	7,080	34,036
1995	43,247	7,080	35,416
1996	44,718	2,250	41,622
1997	46,190	2,250	43,002
1998	47,662	2,250	44,330
1999	49,134	2,250	45,760
2000	50,606	2,250	47,142

Para atender esta demanda insatisfecha se proyecta la ejecución de proyectos de ampliaciones y plantas nuevas. Estos son:

1. Planta de Acido Sulfúrico; que puede ser ubicada alternativamente en el lugar de consumo (Callao) o en Ilo aprovechando el anhídrido sulfuroso contenido en los humos de la fundición de cobre de Southern.
2. La planta de Acido Fosfórico; que se realizará bajo el proceso húmedo obteniéndose ácido fosfórico al 45%
3. Planta de superfosfato de Calcio Triple.

4. Planta de Fosfato de Amónico; cuyo insumo principal es el amoniaco para el cual se proyecta la entrada en operación (1996) de una planta con capacidad para 700 Ton/diaria de amoniaco y ubicada en el Callao. Alternativamente Petroperú podría producir 1,000 TN/día con una planta ubicada en el Callao, Paramonga o Pisco.

El siguiente cuadro agregaria la información de las plantas sugeridas.

PLANTA	PROYECCIONES DE PRODUCCION*			
	I	II	III	IV
Ac. Sulfúrico (TM)	112,182	266,079	326,050	386,022
Ac. Fosfórico (TM)	39,546	93,798	114,939	136,080
Superfosfato Ca. Triple (TM)	54,348	80,000	90,000	100,000
Fosfato Di-Amónico (TM)	54,348	157,000	197,000	237,000

El consumo total de electricidad se resume a continuación: (KWh)

	I	II	III	IV
Ac. Sulfúrico	1'234,002	2'926,869	3'586,550	4'246,242
Ac. Fosfórico	5'931,929	14'069,633	17'240,783	20'411,933
Superfosfato Triple	2'173,913	3'200,000	3'600,000	4'000,000
Fosfato Di-Amónico	2'989,130	8'635,000	10'835,000	13'035,000

* Cada cálculo refleja 4 escenarios, partiendo de I con nivel de producción conservador al IV escenario optimista.

El consumo de gas para el fosfato diamónico según los mismos escenarios es: (Tcal/año)

Fosfato Diamónico	102	294	369	434
-------------------	-----	-----	-----	-----

El consumo de combustible es: (Gal/año)

Superfosfato triple	543,480	800,000	900,000	1'000,000
Fosfato diamónico	380,436	1'099,000	1'379,000	1'659,000
TOTAL	923,916	1'899,000	2'279,000	2'659,000

Para el consolidado total de requerimientos emplearemos un escenario de criterio moderado (escenario III).

g. Subsector agroindustrial

Demanda Histórica

Este subsector se encuentra referido a tres productos fundamentales: espárragos, mangos y palmitos.

Para los espárragos y mangos la oferta peruana ha evolucionado de la siguiente forma (TM):

	85	88
Mangos conserva	1,702	1,951
Mango Pulpa	29	108
Espárrago conserva	5,361	12,515
Espárrago congelado	94	726
Palmito conserva	158.0	207.9

La proyección de la producción de los principales productos agroindustriales se dará a partir de los proyectos a desarrollarse que son:

- Proyecto de Espárrago (Actividades Agropecuarias S.A.) con capacidad de 2,970 TM/año.
- Hacienda de Agroespárrago (Chavimochic), con capacidad de 7,000 TM/año.
- Proyecto de Organizaciones de Agricultores, desarrollado por tres cooperativas de Agricultores, totalizando 4,800 TM/año.
- Proyecto de mango (Agropesa) con capacidad de 2,000 TM/año de pulpa y 500 TM/año de conservas de mango.

Requerimientos energéticos para agroindustria

De forma agregada, la demanda de los productos se estima en:

PRODUCTOS	EN TM		
	90	91	92
Mango conserva	495	742	1,114
Mango pulpa	4,187	6,280	9,420
Espárrago conserva	5,845	11,690	23,382
Espárrago congelado	8,170	16,340	32,700

Los consumos unitarios de energía son: (por TM)

	KWH	GAL PETROLEO
Mango conserva	15	20
Mango pulpa	60	10
Espárrago conserva	20	30
Espárrago congelado	200	10

Los requerimientos de energía eléctrica son (Kwh):

	90	91	92
Mango conserva	7,425	11,130	16,710
Mango pulpa	251,220	376,800	565,200
Espárrago conserva	116,900	233,800	467,640
Espárrago congelado	1'634,000	3'268,000	6'540,000
	2'009,545	3'889,730	7'599,550

Los requerimientos de petróleo serán (en galones/año):

	90	91	92
Mango conserva	9,900	14,840	22,260
Mango pulpa	41,870	62,800	94,200
Espárrago conserva	175,350	350,700	701,460
Espárrago congelado	81,700	163,400	327,000
	308,820	591,740	1'144,940

V. ESTUDIO DE CASOS

El programa de ahorro de energía en la industria peruana debe tener un objetivo específico: obtener el mayor rendimiento posible en el uso de la energía, mediante el uso de técnicas gerenciales que incluyan a todos los sectores dentro de la empresa 1/. Este programa tiene diferentes etapas, a saber: definición de responsabilidades, análisis de la situación, determinación de la eficiencia de los equipos e instalaciones, determinación de la eficiencia operativa, planeamiento, ejecución preliminar, evaluación de acciones y finalmente, análisis y replanteo.

Una de las características de un programa de ahorro de energía es que los beneficios económicos se dan por la reducción de costos de operación (percibidos usualmente al término de los ejercicios fiscales).

Un buen inicio del programa asume que se nombra un equipo responsable de la tarea, con participación de todos los sectores de la empresa y con una capacitación apropiada sobre la tarea a emprender y el apoyo esperado.

Luego, es necesario levantar datos (en términos de energía y costos) para tener un conocimiento cabal de lo utilizado y relacionarlo con la producción. Además, se precisa en este punto identificar los equipos o instalaciones que requieran mejoras e instrumentación. Con esta base, es conveniente medir los rendimientos de las máquinas y equipos comparando simultáneamente con publicaciones técnicas.

Los métodos de producción deben ser revisados tratando de ubicar oportunidades de reducción del consumo de energía.

El planeamiento de las actividades encaminadas al ahorro de energía debe ser una tarea coordinada entre el personal responsable del programa y el personal de producción, buscando compatibilizar criterios. Este intercambio de opiniones se debe llevar adelante mediante una lista programada de actividades que señale las prioridades y los encargados de efectuarlas. Usualmente, se estila diferenciar las acciones como:

- Acciones que pueden ser desarrolladas de inmediato con bajos niveles de inversión. Están referidos a actividades de mantenimiento, manejo de cargas, racionalización del transporte; etc.

- Acciones que requieren de montos medianos de capital con plazos de retorno pequeños y que han sido evaluadas en términos técnicos y de costos. Requiere la aprobación de la administración.
- Acciones que involucran elevados volúmenes de inversión pero que requieren de estudios técnicos y económicos detallados. En muchos casos involucra un rediseño del proceso de producción.

La ejecución del programa es la fase en la cual se comprueba la bondad de las estimaciones. Para ello, luego de encargarse las acciones se debe verificar el cumplimiento de estas en el cronograma establecido y evaluar los nuevos niveles de eficiencia alcanzados por esta mejora. Esto permite una retroalimentación continua del programa, encaminada a la corrección y constante mejora del manejo de la energía.

La realización de un programa de ahorro y sustitución de energía sería incompleto sin un seguimiento adecuado, para lo cual se establece una contabilización de la energía que sirva de medio para evaluar el uso de este recurso escaso y sus implicancias en la economía de la empresa.

El propósito de este capítulo es sondear la situación existente en algunas empresas peruanas y determinar si existe alguna voluntad de técnicos y empresarios por dar un uso más eficiente a los energéticos.

a. Metodología

Los casos realizados cumplirán el objetivo de visualizar, a nivel microeconómico, la forma como es utilizada la energía, las necesidades o problemas que se presentan, las acciones que toman los técnicos de las empresas ante cambios en los suministros a las empresas y sus proyecciones.

Para la elaboración del estudio de casos, se tendrá en cuenta los siguientes aspectos:

Breve descripción de la empresa.

- Descripción del proceso productivo.

Se incluirá el proceso de elaboración del producto, detectando las principales líneas de producción y líneas anexas. Si las líneas son amplias se seleccionará algunas de ellas para el análisis energético.

- Evaluación del consumo de energía.

Una vez elegida la línea es necesario determinar el consumo directo e indirecto de energéticos y que sean asumidos por la empresa; es decir, consumo de combustible para medios de transporte, plantas de fuerza, para el proceso de producción, para el mantenimiento del producto.

Dada la constitución de nuestra industria nacional, es probable que se encuentre un consumo de energéticos convencional (petróleo, gas, electricidad). Sin embargo, sería conveniente determinar si la empresa está haciendo algún esfuerzo de desarrollo en la búsqueda de otro tipo de energía para la sustitución de algún proceso (y si dicha fuente es o no convencional y el grado de aplicabilidad que se le podría otorgar).

- Medidas de optimización o alternativas de mejoramiento.
Tomaremos aquí la opinión de los expertos de planta sobre la forma de optimización de los procesos.
- Evaluación e incidencia en la economía de la empresa.
Incidencia del componente energético en el costo del producto.
Determinación del ahorro (en términos de energía y económicos) por efecto de mejora en eficiencia o por nuevas inversiones.
Comportamiento del empresario (o técnico de la empresa) frente al uso que hace de la energía 2/.

2/ Se trataría de averiguar en este punto si el entrevistado percibe el problema de energía como prioritario o lo considera como de segundo orden frente a otros problemas diversos (seguridad para la inversión, combustible o energético barato, etc.)

b. El uso de la energía en las empresas

Empresa: Línea Minera

El mejor año de producción para esta empresa fue 1985 donde utilizó el 99.9% de su capacidad instalada. Dichos niveles productivos han ido decayendo, llegando en 1988 a emplear sólo el 57% de la máxima capacidad de las instalaciones. El siguiente cuadro presenta la comparación entre ambos años:

METAL	1985	1988	Variación
Cobre refinado (Kg)	57'097,152	30'315,209	53%
Plomo refinado (Kg)	81'890,799	44'287,597	54%
Zinc refinado (Kg)	69'159,711	49'435,602	71%
Bismuto refinado (kg)	739,056	363,031	49%
Plata refinada (Kg)	714,456	416,970	59%
Oro refinado (Kg)	1,723	770	45%
Cadmio (kg)	176,925	108,203	61%
Antimonio (Kg)	376,958	246,371	65%
Selenio (kg)	14,535	4,937	34%
Telurio (Kg)	15,036	4,078	27%
Indio (Kg)	3,867	2,120	55%
Anodos de Cobre (Kg)	59'182,146	31'125,278	58%
Anodos de Plomo (Kg)	84'341,360	44'987,509	53%

Como empresa con operaciones ubicadas en la serranía de nuestro país, presentó como principales motivos de baja en la producción:

CAUSAS	% a diciembre 1988	% a febrero 1989
Paros y huelgas	68.4	7.1
Falta de materiales	24.1	63.9
Falta de energía	0.5	0.8
Atentados terroristas	0.6	26.7
Otros motivos *	6.4	1.5
	-----	-----
TOTAL	100.0	100.0

(*) Disminución de horas efectivas de trabajo por horarios corridos.

Aunque se señale que el problema de la falta de energía tenga poca incidencia en la baja de producción, los atentados terroristas tienen un efecto directo sobre la paralización de plantas a través del corte de la energía eléctrica.

El aspecto energético es una de las principales preocupaciones de la dirección de la empresa 1/, dado que existirá un déficit de

1/. Planeamiento Operativo y Estratégico. Alternativa propuesta por la Gerencia Central de Operaciones, abril de 1989.

oferta de petróleo (aproximadamente 25 mil barriles diarios en 1990) y una falta de 100 Mw/año en el sistema interconectado centro-norte, especialmente en La Oroya y Cobriza 2/.

Los gastos en energéticos se estiman en 90 millones de dólares anuales (1985) con un equivalente energético de 2,330 TcaI, que representa el 30% del consumo del sector minero metalúrgico del país 3/.

Los consumos anuales más importantes fueron:

	1985	1986	1987
Gasolina 34 (galones)	11189,511	104,193	27,001
Kerosene (galones)	21881,891	11881,891	11881,891
Pet. diesel 1 (galones)	3089,000	3089,000	3089,000
Pet. diesel 2 (galones)	2118,118	1118,118	1118,118
Pet. diesel 2* (galones)	2018,508	2018,508	2018,508
Pet. bunker a (t/a)	20,000	20,000	20,000
Gas líquido de pet. (t/a)	20,000	20,000	20,000
Coque (t/a)	20,000	20,000	20,000
Electricidad (Mwh)	111,111	111,111	111,111

2/ : Fertilizante consumido por ferrocarriles.

mientras que los índices reales de energía consumida se han mantenido constantes:

	1985	1986	1987
TcaI/Ta	0,01124	0,01124	0,01124

La energía eléctrica ha sufrido escasez, debido al abastecimiento debido a atentados terroristas. Por lo tanto se afirma que solo se tiene energía asegurada hasta 100 Mw de demanda y 145 Mw de oferta. Se continuará aumentando el déficit proyectado por años 4/:

ANO	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Deficit (Mw)	4.9	10.7	18.1	19.5	17.9	20.8	22.2

2/ La Oroya tiene una potencia eléctrica instalada de 10 Mw y Cobriza 10 Mw.

3/ De los costos de energía el 50% corresponden a combustibles y el 30% a energía eléctrica.

4/ Este déficit podría ser mayor, debido a que aún se están construyendo los proyectos que disminuirán la capacidad entre 1987 y 1993. Posteriormente sólo se contribuirá al crecimiento zonal.

Actividades destinadas a afrontar el problema energético

Dadas las proyecciones deficitarias de los insumos energéticos, la empresa ha iniciado un programa de ahorro y sustitución de energéticos, para lo cual se ha creado la Dirección de Energía. Las acciones para la realización del programa de ahorro energético han sido divididas en dos grandes grupos:

i. Actividades sin o con mínima inversión

Los planes concretos de acción están encaminados hacia una meta común que es reducir un 3% de los consumos energéticos (equivalente a 1'500,000 dólares anuales). Las acciones prioritarias son:

- Realización de una auditoría energética en la Fundición de Cobre que permitirá un ahorro anual del 5%, estimado en 3,880 Tm/año de petróleo bunker. El costo de esta evaluación es de 6,000 dólares.
- Optimización del consumo de energía eléctrica en una de las minas (Cobriza), mediante el adecuado manejo de cargas en minas y concentradoras 5/. Actualmente se está realizando un Plan Piloto con el cual se logrará un ahorro anual de 250,000 dólares en la facturación que realiza Electroperú.
- Realización de una campaña intensa de promoción y publicidad a todo nivel, para cambiar la mentalidad de los trabajadores en cuanto a la importancia del ahorro y sustitución de energía.
- Optimización de los procesos minero-metalúrgicos con el control de los consumos específicos (energía/producción), mediante la creación de un banco de datos.

ii. Proyectos con inversión

Dentro de los proyectos considerados se tiene:

- Proyecto de planta de oxígeno, con ahorros estimados en 31,000 Tm/año de petróleo bunker, equivalentes a 4'500,000 dólares anuales 6/.

5/ El manejo de cargas consiste en el desplazamiento de algunas actividades (mantenimientos, pruebas, etc.) hacia horarios donde el costo de la electricidad es menor, y sin alterar las óptimas condiciones de producción. El objetivo es reducir los desembolsos económicos por pagos de energía eléctrica.

6/ Las plantas de La Oroya están ubicadas en altura. Este proyecto tiene su fundamento técnico en el enriquecimiento (con oxígeno) del aire necesario para

- Sustitución del uso del kerosene 77 por briquetas de carbón. Se ha construido una planta briqueteadora manual para la fabricación de briquetas de coque fino, cuyos primeros resultados están probándose. Además dentro del convenio firmado con Procarbón, se desarrollarán estudios para la elaboración de gasógenos a carbón, pulverización del carbón y el desarrollo de centrales carboeléctricas.
- Instalación de termas solares. Se está concluyendo la instalación de termas de 150 litros en algunos campamentos de La Oroya. El objetivo es reducir el consumo de energía eléctrica.
- Instalación de una segunda terna de 138 Kv (Carhuamayo-Cerro de Pasco). Permitirá mejorar la confiabilidad del servicio y ahorrar energía en derivados del petróleo por cambio de las centrales térmicas de Huánuco y Tingo María. El ahorro será de 53,766 barriles/año (645,000 dólares/año).
- Desarrollo de los proyectos de celdas de gran volumen y de columna en el área de concentradoras.
- Desarrollo de diferentes proyectos energéticos menores como: utilización de calor residual, vapor, agua y otros en toda el área de operaciones de la empresa, a fin de asegurar la oferta eléctrica para las operaciones de la empresa.
- Desarrollo de modelos de simulación de operaciones mediante microcomputadores para evaluar los consumos energéticos en los procesos de refinación y prueba de motores.

La energía en el plan estratégico

Uno de los puntos considerados dentro del plan estratégico, considera el problema energético en su verdadera magnitud. Así, se menciona que:

- Existe la necesidad de consolidar y promover nuevas fuentes de energía, teniendo como objetivo el fortalecimiento de las fuentes actuales y la ejecución de un plan permanente de Racionalización de energía.
- Se estipula que para la realización de este programa debe contarse con personal permanente dentro del organigrama (que reporte directamente a la Gerencia Central de Operaciones)

la combustión, permitiendo el mayor aprovechamiento del poder calorífico del combustible.

7/ En la actualidad este consumo asciende a 2'862,000 galones por año. La empresa destina 5 galones semanales por trabajador.

para las labores de generación, ejecución y mantenimiento de campañas energéticas.

- La empresa se adecuará prioritariamente a la Ley de Ahorro de Energía con el fin de utilizar los incentivos y beneficios que en ella se consideran. Además, se dispone que todo nuevo proyecto corporativo tenga necesariamente un capítulo correspondiente a energía.
- La reactivación de proyectos que permitan incrementar la oferta de electricidad y el desarrollo de un crecimiento estratégico del sistema eléctrico en función de los consumos internos de la empresa, particulares y de los sectores sociales urbano y rural tendrán la atención necesaria.

En adición a las actividades mencionadas anteriormente, se realizarán las siguientes acciones en la rama de electricidad:

- Venta de energía a usuarios mineros particulares en época de lluvia. Esta actividad generará un ingreso mensual promedio de 320,921 dólares.
- Repotenciamiento de las centrales hidroeléctricas de Yaupi y Malpaso, que permitirá un incremento del 10 al 15% de la capacidad actual instalada (que es de 193 Mw). La mayor capacidad de generación será de 55,300 Mwh y el ahorro por compra de electricidad será de 2.2 millones de dólares anuales. El proyecto está en licitación pública internacional para la realización de los estudios correspondientes.
- Consolidar y afianzar constantemente la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas, con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema.
- Mejorar la capacidad de negociación tarifaria con Electro Perú, mediante una revisión constante de los niveles de intercambio de energía. El objetivo en este punto es reducir los gastos por compra de energía.
- Desarrollar un crecimiento estratégico del sistema eléctrico teniendo en cuenta la presión social y política de la zona de influencia, priorizando los costos operativos de la empresa a la Ley General de Electricidad. El objetivo en este punto es evitar estratégicamente la integración del sistema eléctrico de la empresa al sistema eléctrico nacional (bajo administración de Electro Perú).
- Reactivación del proyecto de Paucartambo II (central hidroeléctrica de Yuncán), bajo administración de la empresa. Ello permitirá asegurar el suministro eléctrico y la independencia de los sistemas eléctricos de la empresa y nacionales.

Consideraciones adicionales

A juicio de los planificadores del programa de ahorro y sustitución de energía, es sumamente importante la participación del personal humano de la empresa y requiere del apoyo de la gerencia. Definitivamente, existe el conocimiento técnico para desarrollar las acciones conducentes al ahorro de energéticos, pero es necesario que los técnicos detecten los problemas para que puedan solucionarse.

Como puede observarse de las estrategias adontadas en el campo energético, la empresa está estudiando la forma de integrar el sistema energético eléctrico dentro de sus operaciones, dada la baja confiabilidad que tienen en su suministro eléctrico, principalmente. Este aspecto es comprensible por cuanto la empresa no puede comprometer la estabilidad de sus operaciones a problemas externos.

Empresa: Línea de Envases

La planta se encuentra ubicada en la ciudad de Lima, y su actividad principal es la elaboración de recipientes para diversos tipos de productos. Sus líneas de producción son tres fundamentalmente:

1. Tubos colapsibles de aluminio; empleados como recipientes de dentríficos, pomadas, etc., abarcando el 50 a 60% de la facturación de la empresa.
Los tubos colapsibles son producidos en 9 líneas que incluyen tornos, prensas, hornos de recocido, barnizadoras y una línea de acabado exterior de tubos 8/.
El costo de la energía eléctrica en estas líneas fue del 1% del costo directo de producción para el mes de agosto. En un mes típico, este costo alcanza el 3%.
2. Línea de envases plásticos; donde se elaboran envases para líquidos, tapas de plásticos y cepillos. La participación promedio de estos productos en las ventas alcanzan al 20 o 30% del total.
Las principales máquinas son 7 inyectoras, 10 sopladoras y dos máquinas para cepillos (insertadoras).
El costo de la electricidad fue de 2% en agosto y refleja la participación usual de este costo.
3. Línea de productos estampados; donde se elaboran tapas roscadas de aluminio y hojalata, cajas de hojalata, etc. Alcanza el 10 a 30% del total de ventas.
Tiene 12 prensas, 6 roscadoras y una línea de impresión

8/ Esta línea cuenta con hornos eléctricos y uno a gas.

offset 9%. En agosto, el costo de la energía eléctrica alcanzó el 3%, aunque debido a la baja utilización de esta línea, usualmente la electricidad sólo participa con el 0.5% del costo de producción directa.

Adicionalmente, se tiene un taller de matricería como apoyo a las actividades de reparación y mantenimiento.

Se menciona que la antigüedad promedio de la planta es de 15 años y el costo de la electricidad en agosto fue de 20 millones de intis.

Aunque la potencia contratada es de 1,000 KW, la utilización promedio es de 980 KW. Se observa que hubo una mejora en el uso de la electricidad al hecho de obtener en el año 87 un incremento en la producción del 40% con respecto al año 82 (con la misma potencia empleada).

En agosto de este año, la máxima demanda fue de 620 KW, lo cual indica que la fábrica en su conjunto no ha llegado a niveles de máxima capacidad. La energía activa fue de 151,645 kWh, mientras que la energía reactiva fue de 2,400 KVAhr. Ello nos muestra que el factor de potencia promedio es de 0.99.

Dentro de las acciones tomadas para la reducción y conservación de la energía se tiene:

- La reducción de la potencia reactiva (actividad ya desarrollada) que consistió en la instalación de un banco de capacitores en la línea.
- En el horno de secado de los tubos colapsables, se ha rediseñado el sistema, mediante la recirculación del aire para el precalentamiento de los tubos. Debido a esto se ha extendido el tiempo de vida de las resistencias eléctricas 10%, optimizando el uso del calor generado y por ende, de la energía empleada. Ello permite además una planificación del mantenimiento.

9/ El horno de esta línea también es a gas. Se utiliza esta fuente de energía debido a la limpieza que requiere el trabajo. En la actualidad se está viendo la conveniencia de cambiar el sistema de calentamiento del horno por medio de resistencias eléctricas, en cuyo caso la única fuente de energía, bajo estas condiciones, sería la electricidad.

10/ Anteriormente cada 3 semanas se debía cambiar alguna de las resistencias del grupo. En la actualidad, el cambio se efectúa cada 2 ó 2.5 meses.

Empresa: Línea de Productos Químicos

La empresa está conformada por dos plantas en la ciudad de Lima. La planta de resina fenólica y formaldehído (formol), se encuentra ubicada en Ventanilla y es una de las más modernas en su género. La otra es una fábrica dedicada principalmente a la elaboración de pinturas y con una capacidad de producción de 160,000 galones mensuales de pinturas (en la actualidad su nivel de producción es de 50,000 galones por mes). Ambas se encuentran dentro del sector químico.

El principal insumo energético de la planta de pinturas es la electricidad que toma de la red a una tensión de 10,000 voltios, con una potencia contratada de 400 KW. Poseen una estación de transformación a 440 voltios para los motores de molinos y mezcladoras y 220 voltios para máquinas pequeñas y suministro de oficinas.

La otra fuente energética es el petróleo diesel que es mezclado y quemado en un caldero de 100 BHP de capacidad, para un trabajo diario de 8 horas 11/.

En la planta de formaldehído, existen tres calderos que trabajan con una mezcla de petróleo residual y diesel 12/. Los calderos suministran el elemento calorífico necesario para el trabajo de los reactores 13/.

Los principales procesos realizados son: molienda, mezclado, filtrado y envasado:

Los molinos (que son los principales consumidores de electricidad) tienen diferentes características y pueden ser rotatorios, de arena y de piedras.

Cuando la granulometría es la apropiada, se procede al mezclado de los componentes y de acuerdo a la composición se obtienen las pinturas al latex, anticorrosiva o acrílica.

Es difícil precisar en esta industria la participación de la

11/ En la actualidad y por razones de la producción, el caldero sólo está trabajando a media potencia.

12/ La mezcla es necesaria para que el combustible fluya por los quemadores.

13/ Los vapores de metanol se obtienen a partir de la reacción del metanol (componente importado) y el nitrógeno del aire. Para que esta reacción se lleve a cabo es necesario que se realice a una temperatura apropiada y en presencia de un catalizador. Este catalizador tiene un tiempo limitado de vida que usualmente es inferior a un año.

energía eléctrica dentro de la estructura de costos.

Las acciones referidas al ahorro de energía son limitadas. Por ejemplo, se menciona el caso de un ventilador de 150 HP, que consume 20 HP. cuando el catalizador es nuevo. Esta potencia va aumentando progresivamente a medida que el catalizador tiene un mayor tiempo de uso (debido a que es necesario aumentar el flujo de aire) hasta llegar a los 140 HP. En este caso es difícil modificar el factor de potencia por las continuas variaciones a que se encuentran sometidas las maquinarias. Asimismo, la imposibilidad en la recirculación de los condensados de las líneas de vapor es un factor que afecta los rendimientos. Ello se debe a que dichos condensados se contaminan luego del primer paso por los elementos químicos.

Las acciones efectivas para el ahorro de energía se refieren a los cambios en los aisladores de los arrancadores de motores, los contactos (que obligan a emplear mayores cantidades de electricidad cuando están desgastados) y la renovación de conductores (actividad que se realiza correctivamente).

Las líneas de vapor son una fuente de pérdidas en la medida que presenten fugas y deterioro en los aislamientos. La inspección continua de estas tuberías contribuye al ahorro de energía y a la eficiencia en el trabajo de la planta.

Empresa: Línea Siderúrgica

Esta empresa está dedicada fundamentalmente a la elaboración de barras, perfiles y alambrón de hierro. En una de sus plantas se produce barras y alambrón de construcción, mientras que en su otra planta elabora barras y perfiles laminados.

Los productos laminados son obtenidos a partir de las denominadas palanquillas que a su vez son el resultado de un proceso de fundición y colada continua a partir del hierro esponja o chatarra.

La planta de laminación 1 tiene una capacidad de procesamiento de 30,000 T.M., mientras que planta 2 puede procesar 100,000 T.M. de productos laminados.

Las principales materias primas empleadas para obtener la producción de la acería son:

Chatarra	140,000 T.M./año
Ferroaleaciones	1,800 T.M./año
Cal	5,000 T.M./año
Antracita	1,300 T.M./año
Mineral de hierro o pellets	500 T.M./año

Sus principales instalaciones y equipos son:

- Dos hornos eléctricos de arco (Brown Boveri-Suiza): con potencia de transformador de 24 MVA y una capacidad de producción de 45 T.M./colada:
- Tres líneas de colada continua (Concast-Suiza); de 150 x 150 mm., 120 x 120 mm. y 100 x 100 mm. Se está estudiando la ampliación de una línea adicional.
- Un tren continuo de desbaste (Pommini Farrel - Italia): de secciones 100 x 100 mm., 80 x 80 mm. y 60 x 60 mm.
- Una planta de oxígeno (Linde); de 300 Nm³/h.
- Una planta de tratamiento de agua; con dos sistemas de circulación: 1,200 m³/h en el primario y 370 m³/h en el secundario.
- Una sub-estación eléctrica; con transformación de 220,000 voltios a 20,000 y 10,000 voltios 14/.
- Un laboratorio químico.

Las dos primeras instalaciones corresponden a la acería, la tercera a la laminación y el resto a los servicios.

Los productos principales son:

Alambrón para trefilería.
 Alambrón para recalcado en frío.
 Barras y alambrón de fácil corte.
 Barras y perfiles comerciales.
 Barras y perfiles estructurales.
 Fierro de construcción.
 Barras de acero al carbono y acero fino al carbono.

Una gran parte del equipo es eléctrico. La potencia contratada por esta planta es de 24 Mw, mientras que el consumo aproximado es de 21 Mw.

El mayor consumo pertenece a los hornos eléctricos de arco. En condiciones normales de operación sólo trabaja un horno cuya potencia de consumo es de 15 a 16 Mw y las líneas de laminación y servicios con un consumo total de 4 a 5 Mw.

Los requerimientos de energía eléctrica en el mediano plazo implican duplicar el consumo actual. Así, el gráfico 5.1 resume las necesidades energéticas de la planta cuando utilice los dos hornos que posee y en el caso de ampliar la sección de laminación con una línea paralela de características similares a la actual.

Dadas las características tecnológicas del proceso de fundición de la empresa, se requiere que el sistema eléctrico que provee la energía a la planta sea de una capacidad aproximada de 2,000 MVA para las condiciones actuales y de 4,000 MVA cuando la planta opere a máxima capacidad (la instalación del equipo "antiflicker" permitirá mejorar las condiciones de operación de la planta).

La producción se ordena a los requerimientos de ventas de la empresa. Cuando hay caídas en las ventas, se sigue operando a los niveles usuales (80%) a fin de generar los stocks necesarios y cuando la situación lo requiera se paraliza la producción. Ello indica que la demanda por potencia en el sistema bordea los términos máximos señalados, mientras que en términos energéticos la demanda es más variable.

Los consumos específicos de electricidad en la acería son 520 Kw/T.M. de acero en los hornos 15/ y 80 Kw/T.M. en los otros servicios. En la sección de laminación el consumo es de 60 a 100 Kw/T.M. de acero procesado (incluyendo servicios). El petróleo empleado para el calentamiento de palanquillas es una combinación de diesel # 2 (20%) y residual # 6 (80%) 16/.

Puede afirmarse que la participación de los insumos energéticos en los costos de producción es como sigue:

Acería	Electricidad	12 a 14%
	Petróleo	1%
Laminación	Electricidad	5%
	Petróleo	3%

Las acciones para mejorar el ahorro de energía involucran:

El proyecto horno-cuchara; que consiste en el precalentamiento de las cucharas antes de ingresar al horno 17/. Ello permite una reducción en el tiempo de colada del 100% al 70% y elevar el promedio diario de 12 a 13 coladas a 18 o 19 coladas en 24 horas 18/.

Existen bancos de condensadores para mantener un factor de

15/ El proceso tecnológico desarrollado en el mundo utiliza 480 Kw/T.M.

16/ El calentamiento de palanquillas y cucharas es un paso previo y necesario para la realización del proceso de deformación plástica en la sección de laminación.

17/ En teoría, el proceso de fusión del acero requiere de 440 Kwh/Tm aproximadamente.

18/ Actualmente se trabaja 19 horas al día en la acería. Una colada tiene un tiempo promedio de duración de 120 minutos.

potencia cercano a la unidad (en promedio está oscilando alrededor de 0.9). Sin embargo, no se tiene compensadores para evitar el flicker (parpadeo) de la red eléctrica, los cuales serán instalados próximamente.

Dentro de las acciones que se plantean para la sustitución de algunos energéticos se tiene:

El calentamiento del petróleo por medio de resistencias eléctricas para aumentar la fluidez del mismo a través de los quemadores. Esto permitiría sustituir totalmente el petróleo diesel # 2 utilizado para el calentamiento de las palanquillas.

Eventualmente, puede sustituirse todo el petróleo empleado en la planta por gas. Esto incrementaría la eficiencia por cuanto la llama de gas es más difusa que el petróleo (esta es concentrada). La sustitución del petróleo por carbón no sería posible por cuanto las palanquillas son productos semisinterados y adquirirían escorias y costras de cenizas propias del proceso de combustión del carbón.

Empresa: Línea de Productos Químicos

La empresa cuenta con dos plantas: una dedicada a las pinturas anticorrosivas y esmaltes (planta 1) y la otra dedicada a las emulsiones o resinas, con productos de latex y solventes (planta 2).

La producción total aproximada de las dos plantas es de 250,000 galones mensuales de pinturas. Esta producción se divide entre 3,000 productos de diferentes calidades.

Las potencias eléctricas contratadas son de 191 kw para la planta 1 y 800 kw para la planta 2.

La planta de emulsiones y resinas tiene tres reactores que porcesan 2 lotes en 15 horas de trabajo promedio. Un reactor es calentado a vapor por medio de un caldero que quema petróleo diesel # 2, mientras que los otros tienen un medio de calentamiento a través de resistencias eléctricas y que constituyen aproximadamente el 96% del total de los gastos de energía en los que incurre la planta.

Como ejemplo, tenemos los siguientes parámetros de consumo de electricidad de las dos plantas de la empresa en el presente año:

Planta 1

	Enero	Marzo	Abril
Demanda Máxima (Kw)	184.5	138.5	120.5
Energía Activa (Kwh)	13,270	15,100	11,190
Energía Reactiva (KVAhr)	4,300	3,110	2,040

Planta 2

	Enero	Marzo	Abril
Demanda Máxima (kw)	320	440	400
Energía Activa (Kwh)	16,000	26,000	20,000
Energía Reactiva (KVArh)	19,200	28,600	19,000

Como se puede observar, la empresa consume una gran cantidad de energía reactiva y su factor de potencia promedio para las dos plantas es:

	Enero	Marzo	Abril
Planta 1	0.95	0.98	0.98
Planta 2	0.64	0.72	0.72

Mientras que la planta 1 mantiene un bajo nivel de energía reactiva con un factor de potencia cercano a la unidad, la planta 2 mantiene altos niveles de energía reactiva por los equipos que posee.

En este caso, la decisión económica para ser el control de ahorro de energía. De las alternativas disponibles con los técnicos de planta, se verificó que la instalación de un banco de condensadores para reducir la energía reactiva sería ventajoso en el largo plazo (solamente el período de retorno de la inversión es superior a los ocho años). Ante ello, la empresa decidió que es preferible utilizar el dinero de la producción para comprar condensadores, como capital de trabajo y seguir pagando una energía reactiva a un precio relativamente bajo.

Similarmente a otras industrias del ramo, la empresa efectúa una producción del 33 a 34% de la máxima capacidad de planta. Además se observó una baja en el rendimiento del personal de 12 a 13%.

Un parámetro aproximado de costos indica que la energía eléctrica alcanza el 4% de los costos de producción de la planta 1 y el 5% en la planta 2. La mayor participación en los costos es de la materia prima (componente importado) con 48-50%. La mano de obra alcanza el 7-8%.

Empresa: Línea de Papel-Químicos

La empresa tiene un complejo papel-químico.

El estudio se refiere a la planta de fibra porque responde a el mayor consumo de energéticos (petróleo y electricidad del Mantaro).

Del reporte de operación de la planta de fibra del mes de agosto de 1987, se tienen los siguientes indicadores para las cámaras en operación:

	Valor de Ingreso (MWh)	Valor de Salida (MWh)	Unidades (MWh)	Effic.
- Caldera Combustion	22,056.	18,735	21,821	85.7%
- Caldera B & W	19,159	15,613	17,585	81.5%
- Caldera Foster Wheeler 197	146,545	101,374	120,774	69.2%
- Caldera F. W.	60,547	30,205	35,000	54.7%
- TOTAL	248,307	165,927	194,180	66.8%

La máxima producción de vapor es de 1000 toneladas hora a una temperatura de 700 F a 450 psia. Los combustibles utilizados por las calderas son petróleo, coque y bagacillo. Parte de este vapor es destinado a la planta de azúcar, la cual se abastece con 7 toneladas hora de vapor a 1000 F a 22.4 Mw 20%.

La planta de papel tuvo sus máquinas instaladas en 1970. La primera máquina instalada por la planta de azúcar en 1960. Se instalaron otras máquinas en 1965 y 1970. La planta produce 1000 toneladas de papel al día. La producción actual de papel es de 1000 toneladas anuales. En 1970 se produjo un total de 75 millones de unidades.

La planta de fuerza entrega energía eléctrica y vapor de agua a la destilería, alcañal y P.M.D. Los combustibles utilizados son:

En la fábrica de panel	15.4 x 10 ⁶ unidades de energía 1200 toneladas de coque
En la fábrica de azúcar	1.5 x 10 ⁶ unidades de energía 1200 toneladas de coque
En la destilería	12.017 x 10 ⁶ unidades de energía 31.87 toneladas de coque

197/ Esta caldera consume en agosto 21.5% de la energía y 58.0% más de bagacillo. Este bagacillo consume 39.5% de los energéticos consumidos por esta caldera de bagacillo, mientras que de la planta esta participación corresponde al 21.1%.

La eficiencia corresponde al promedio obtenido por la utilización de ambos combustibles.

207/ En realidad, debido a reparaciones de equipos esta capacidad generadora no fue vista, debido a la falta de mantenimiento.

En la planta de álcalis 347 x 106 BTU/mes
3,719 Kwh/ton. NaOH

En la planta de P.V.C. 25.87 x 106 BTU/ton. de resina
1.855 Kwh/Hrs. útil

Dentro de las características del sistema energético de la planta debemos mencionar que el factor de potencia del sistema oscila entre 0.75 a 0.8, debido especialmente a que los motores están sobredimensionados, en algunos casos 21%. Además, es necesario mantener permanentemente el sistema electrificado para los motores. La planta de fuerza provee también de aire comprimido para la fábrica de papel por medio de dos compresoras de 100 y 200 mms cúbicos por minuto. Con respecto a la generación de vapor, se estimó que las pérdidas por radiación en la red de tuberías de distribución de vapor asciende al 5% del total de vapor producido por la planta de fuerza.

Un aspecto que se cumple para la mayor parte de las compañías públicas es que se brinda servicio eléctrico a las zonas rurales de los alrededores. Sin embargo, en algunos casos, este servicio es gratuito, significando una carga económica adicional para las empresas.

Las acciones concretas que se están tomando para contribuir al ahorro energético son:

- Mejoramiento del sistema de compensación de potencia reactiva (banco de condensadores). Se estima que el período de retorno de la inversión es de 5 meses aproximadamente.
- El sistema anterior permitirá usar, con el mismo transformador de alta tensión, y pasar de 67.5% a 80% de eficiencia por la corrección del factor de potencia en el sistema.
- Proceso de renovación de calderas (calderas de 10 años de edad). Se busca renovar con calderas de alta eficiencia de mayor área de transferencia de calor. Actualmente se están haciendo las pruebas para motores diésel que se usan como combustibles, además se están haciendo pruebas con el uso de los gases de combustión de los motores diésel.
- Programación del trabajo de las calderas. Se pretenden calderas más eficientes para las cargas base y las más modernas para atender las cargas pico.
- Automatización de los sistemas de las calderas. Esto permitirá mantener la operación automática aceptando y optimizar el despacho de carga en todo momento.

21/ Ello se debe a que la planta de papel tiene un proceso de diferentes tipos de papel, y cada uno requiere diferentes potencias para su manufactura en las calderas.

- En la planta de álcalis (que consume en total 20 Mw), se va a instalar un sistema de regulación automática de distancia entre los cátodos de los procesos electrolíticos 22). Esto permitirá un ahorro de corriente eléctrica del 10% aproximadamente y disminuirá los gastos por reemplazo de electrodos.

Un aspecto fundamental en el ahorro energético es la educación del personal de planta, para sus defectos operarios como: fugas, existencias de fugas, sopladuras de válvulas y fugas de gases para mejorar la eficiencia del sistema. Se mencionan por otro lado que se puede ser eficiente en la generación de energía, pero no necesariamente en el uso.

Empresa: Línea de Cemento

La Empresa se encuentra dedicada a la fabricación de cemento para la industria de la construcción. Dentro de su proceso de producción es una de las más grandes consumidoras de energía.

El cemento es un producto artificial, cuya base es el clinker (23). Adicionando al clinker un equivalente de agua y agregando otros se obtiene el cemento.

Como se observa, el proceso fundamental que se realiza en la fabricación del clinker: extracción de las materias primas de la explotación primaria y el proceso fisico-químico de realización de los nodos (entre 1,400 a 1,450 C). Si el clinker tiene un alto contenido de agua, se utilizado como cemento, en el momento de ser usado, el cemento se fraguaría casi de inmediato, no permitiendo hacer su aplicación cuanto su instalación. Por esta razón, se realiza un tratamiento posterior donde se adiciona yeso natural, con el objetivo de retardar el tiempo de fraguado.

Los energéticos utilizados por esta empresa son: energía eléctrica para las actividades de molinos, mantenimiento de equipos y equipos; y petróleo residual # 5 para el calentamiento de las materias primas en el horno.

22) En un proceso electrolítico se necesita utilizar corrientes eléctricas continuas de alta intensidad (para voltajes, a través de salmuera (electrolitos). En el caso de esta empresa, deben transformarse y rectificarse la corriente que reciben (14,000 voltios, alterna) a corriente continua y 100,000 amperios para cada unidad. Finalmente, se emplea 4 o 5 voltios por celda para efectuar el proceso de electrolisis.

23) Producto intermedio compuesto de una mezcla de calizas, arcillas y otros minerales. Esta mezcla es molida, homogeneizada y llevada a altas temperaturas en hornos formando el clinker.

Los consumos específicos de energéticos en esta planta son:

Petróleo: 750 a 760 Kcal/kg. de clinker.

Electricidad: 110 Kwh/Tm. de cemento.

Como habíamos señalado, el yeso representa aproximadamente el 5% del peso de clinker. Además la adición de un nuevo compuesto natural (puzolana) permite incrementar la producción en 20%. Ello lleva a que el consumo específico de petróleo sea aproximadamente 600 Kcal/kg. de cemento ó 600 Mcal/Tm. de cemento.

Los máximos requerimientos eléctricos de la planta oscilan entre los 23 a 25 Mw, aunque las restricciones en horas punta (6 a 11 p.m.) permiten disponer de sólo 13 Mw en promedio. Un ejemplo lo da la disponibilidad de electricidad en un día cualquiera:

18 a 23 horas	8 Mw
23 a 09 horas	25 Mw
09 a 18 horas	12 Mw

Las condiciones de producción obligan a que el horno tenga una utilización continua. En horas donde la energía eléctrica es racionada, se destina prioritariamente al trabajo del horno y las etapas previas para la elaboración del clinker. Fuera de este periodo, se hacen trabajar las unidades de post-molienda y despacho.

Las acciones para el ahorro y sustitución de energéticos en esta empresa se ha concentrado principalmente en el horno, donde se han efectuado estudios para la mejora en la producción del clinker 24/ y el cambio de petróleo por carbón.

Con respecto a este último punto, la empresa es socia de una planta de carbón. El proyecto en cartera involucra el cambio del petróleo como combustible por carbón bituminoso importado. La razón de la utilización de dicho carbón es la característica del proceso tecnológico que obliga a mantener una longitud de llama directamente sobre la materia prima dentro de un rango limitado.

La antracita (por su bajo contenido de sustancias volátiles) generaría una llama más prolongada, que obligaría al rediseño y renovación del horno con una elevada inversión.

Los planes para el cambio de combustible serán graduales. Inicialmente, el carbón (hulla) será completamente importado. Pausadamente se irá incorporando antracita nacional hasta lograr una combinación apropiada y que haga el menor uso de divisas.

24/ Inicialmente, la producción de clinker en el horno fué de 2,900 Tm. diarias, pero debido a cambios en el diseño del mismo se ha logrado incrementar esta producción a 3,900 Tm./día.

Utros proyectos que generarian un ahorro energetico son:

- la interconexion de la caldera auxiliar de la torre para el aprovechamiento de los gases de combustión.
- incremento de la velocidad del horno por medio de engranajes, aumentando la producción y disminuyendo el consumo específico de energéticos.
- mejoramiento del sistema de alimentación del molino de crudo e incremento de la velocidad de combustible a través de una bomba de combustible accionada para la mejora en las condiciones de combustión.

BIBLIOGRAFIA

Plan Energético Nacional, 1973-1982

Ministerio de Energía y Minas
Lima 1974

Plan Operativo del Sector Energía y Minas, 1980-1981,
1981-1982, 1986

Ministerio de Energía y Minas

Plan Nacional de Desarrollo 1982-1985

Plan Sectorial de Mediano Plazo

Ministerio de Energía y Minas

Oficina General de Planificación

Nueva Tarifa de Energía Eléctrica

Metodología y Aplicación

Comisión de Tarifas Eléctricas 1988

Plan Operativo del Sub-Sector Hidrocarburos, 1987

Oficina de Planificación de Hidrocarburos

Ministerio de Energía y Minas, Dic. 1988

Anuario Estadístico de Electricidad 1976-1985

Ministerio de Energía y Minas

PETERSON, H.C., UNGER, Tomás

Petróleo: Hora Cero

Lima, Perú, Febrero 1969

PANTONI, Alberto

Transnacionales y Petróleo en el Perú

Análisis de las Políticas Petroleras 1968-1990

CEDEP, Lima 1981

Situación Petrolera Peruana

Diagnóstico y Ubicación en el Contexto Internacional

ESAN/IDE

Lima-Perú, Febrero 1985

Ley General de Electricidad

Ley No 23406

Decreto Ley Normativo de Electricidad

D.L. No 19521

Asesoría Legal

Varios años

Balance Nacional de Energía

Perú. Ministerio de Energía y Minas

Oficina Sectorial de Planificación

Plan Operativo del Sub-Sector Electricidad
1989

Ministerio de Energía y Minas

ESCUADERO, Julio, GASTAMAGA, Abel y ESTRADA, Flavio
Plan Nacional de Aprovechamiento de Recursos Carboníferos
Elaborado por la Comisión Multisectorial del Carbon
Mayo 1979

FORERO, José y otros
Impacto Económico de la Sustitución de Petróleo por Carbón en la
Industria de Cemento
ESAN, 1985

Balance Nacional de Energía 1970, 1984

Energía en el Perú: Carbón Mineral.
Centro de Investigación de la Producción Industrial (CIFI)
Universidad de Lima, Facultad de Ingeniería Industrial
1988

VELASQUEZ, Ana María
Carbón en el Perú: Situación Actual y Perspectivas
Octubre 1988
INP/GTZ

Proyecto de Sustitución del Carbon en la Producción de Bricquetas
para Uso Doméstico.
PROCARBON, 1988

Diario "El Comercio" del 6 de marzo de 1988. Artículo "En 1993 se
Aprovechará el Gas de Camisea". elaborado en base a información
suministrada por el Ministerio de Energía y Minas.

Petroperú, Oficina de Gas "El Desarrollo del Gas en el Perú y el
Acuerdo con la Cia. Shell. Documento de Trabajo, Julio 1988.

Petroperú. "Proyecto Integral de Desarrollo del Gas de Camisea"
Diciembre 1988

Revista Medio de Cambio, No 140, Junio 1988. Artículo "Acuerdo de
Bases Petroperú-Shell: Nueve respuestas fundamentales".

Revista Semana Económica. No 147, Agosto 1988, página No 4
Artículo "La Necesidad del Gas".

Diario "El Peruano" del 11 de marzo de 1988.
"Acuerdo de Bases suscrito entre Petroperú y Shell Exploradora y
Productora del Perú B.V.". .

Ministerio de Energía y Minas, Balance Nacional de Energía,
1985-1987, Lima-Perú

Seminario-Taller "Hidroenergía y Desarrollo Rural". Cuzco 1988