LA ELECTRICIDAD EN EL PERU

Política estatal y electrificación rural

ALFONSO CARRASCO V.

Vanderghen 235, Lima 18, Perú
Teléfono 221361
Autor: Alfonso Carrasco Valencia
Edición gráfica: Ricardo Carrera Salazar
Composición en Macintosh Plus: Noemí B. Benito Di Lorenzo
Lima, Enero 1990
Impreso en el Perú

INDICE

SEGUNDA PARTE: LA ELECTRIFICACION RURAL

INTRODUCCION

Aproximadamente el 60% de hogares en todo el país no cuenta con servicio eléctrico. Si excluímos Lima y los principales centros urbanos, resulta que sólo una de cada 6 familias tiene electricidad. Si nos restringimos específicamente al área rural, se encuentra que en promedio apenas una de cada 25 familias tiene acceso al servicio.

Como se aprecia, el grado de electrificación es bajo a nivel de todo el país, y además muy desigualmente distribuído en perjuicio sobre todo de las zonas rurales.

Se explica por ello que actualmente en el área rural peruana el 90% de la población utilice leña u otros residuos vegetales, o bosta, como fuentes principales de energía. Son conocidos los problemas que el empleo de estas fuentes en tal escala puede generar (estamos hablando de una población de aprox. 7 millones, en 1988): deforestación sin control ni reposición de especies (con fuerte incidencia en cuanto a erosión de suelos), pérdida de numerosas horas-hombre para la recolección y el traslado de la leña, empleo de la bosta como combustible y no como fertilizante, etc.

Siendo tan importante el empleo de estas fuentes "tradicionales", prevenir o aliviar la ocurrencia de tales problemas supondría o bien darles un uso más racional y eficiente a las fuentes empleadas, o la búsqueda de fuentes alternativas de energía.

Una de las posibles fuentes alternativas es la electricidad. Desde el punto de vista de los actuales usuarios urbanos, el empleo de este tipo de energía parece algo "natural", es eficiente, cómoda y "limpia". A menos que se asuma que los pobladores rurales tienen una preferencia especial por recolectar leña o emplear bosta como combustible, se tiene que reconocer que estas mismas ventajas de la electricidad también serán apreciadas por ellos. Obviamente, el problema es cómo generar y distribuir suficiente electricidad al alcance de esa demanda.

Tal demanda existe. Aunque no con la misma fuerza con que se reclaman algunos servicios básicos (ej. agua), la electricidad aparece como una reivindicación central para gran parte de la población rural. Para obtenerla, se organiza y presiona. El interlocutor es, en la mayoría de los casos, el estado.

El papel central del estado se explica porque la dotacion del servicio público de electricidad, al involucrar un gran número de usuarios y por consiguiente requerir inversiones considerables, generalmente no puede ser hecha sino con el aporte financiero estatal, que cubra total o parcialmente los costos. Asímismo, el estado atribuye a las actividades de generación y distribución del servicio eléctrico un carácter "estratégico" en términos políticos, económicos y sociales, y son por ello objeto de un control o regulación más o menos explícito: la política de electrificación.

Se encuentra que, por tanto, cualquier estudio de la problemática de la electrificación debe considerar tres aspectos principales:

— el contexto conformado por las fuentes energéticas existentes, alternativas a la electricidad
— el rol de los distintos sectores sociales usuarios o demandantes de la electricidad; y
— el papel del estado.

Puede afirmarse que mientras lo referido a la situación de las fuentes alternativas de energía está relativamente más estudiada, lo concerniente al rol del estado y las acciones de la población son temas poco trabajados. En el caso de la presente investigación, su propósito es precisamente contribuir a delinear cuál ha sido y cuál es la forma que toma la intervención del estado en materia de electrificación, particularmente en el área rural.

Más específicamente, los objetivos son los siguientes:

1. Trazar la evolución y determinar el estado actual de la electrificación en el Perú.
2. Identificar y evaluar los objetivos y logros de la(s) política(s) de electrificación rural

Nos interesa establecer en que forma estas políticas han incidido o inciden en:

— el uso de determinado tipo de tecnología de generación, transmisión y distribución;

— el costo que supone esa elección de tecnología, y el costo de alternativas posibles;

— la forma como las políticas adoptadas implican determinados tipos de gestión de la electrificación por parte del estado y la población usuaria, y la posibilidad de formas alternativas.

El tema es importante por varias razones. En primer lugar y como ya se ha mencionado, las actividades de electrificación suponen grandes inversiones por parte del estado, además de involucrar directamente a numerosas familias. Sin embargo, a pesar de esta evidente importancia, prácticamente no existen estudios que analicen el tema desde el punto de vista de la(s) política(s) implementadas, y sus efectos. Por otro lado a pesar de la significativa asignación de recursos al sector electricidad, la ampliacion de la cobertura del servicio sigue siendo muy lenta, sobre todo en el área rural. Si bien puede argumentarse que los recursos asignados, aunque significativos, son insuficientes, una de las hipótesis principales de este trabajo es que no se trata sólo de un problema de dinero: la lenta expansión del servicio también se debe a razones de gestión institucional y de concepción técnica. Hay aspectos que tienen que ver con la forma como el estado define el problema, elabora sus programas y ejecuta sus acciones, y que deben ser descritos y analizados críticamente. Esta investigación busca contribuir a tal descripción y análisis. A partir de los mismos, se esbozan algunas alternativas de política.

PRIMERA PARTE

EVOLUCION Y ESTADO ACTUAL DE LA ELECTRIFICACION EN EL PERU

CAPITULO 1
El contexto energético global

1.1 Las fuentes y la oferta de energía

La oferta total de energía empleada en el Perú proviene de fuentes renovables (biomasa, hidroenergía), y no renovables (petróleo crudo, gas asociado, carbón mineral). Como se verá a continuación, el aprovechamiento de estas fuentes es muy desigual y guarda poca relación con la dotación de recursos existente.

En 1986, del potencial energético total (incluyendo todo tipo de reservas probadas, probables o posibles), menos del 1% era efectivamente explotado. Ello puede apreciarse en el Cuadro Nº 1.

Si consideramos solamente lo referido a la energía primaria comercial (es decir, excluyendo la biomasa), la situación puede graficarse según la Figura Nº 1

Es evidente a simple vista que un recurso renovable —la hidroenergía—, a pesar de representar la mitad de las reservas de energía primaria comercial del país, contribuye con sólo una décima parte de la producción; en cambio el petróleo, a pesar de su mucho menor participación en las reservas, contribuye con más del 80% de la producción. El carbón es también otra fuente de energía claramente poco explotada.

Si consideramos además de las fuentes primarias comerciales a las denominadas tradicionales o no comerciales, la evolución en el uso del conjunto de fuentes puede apreciarse en el Cuadro Nº 2.

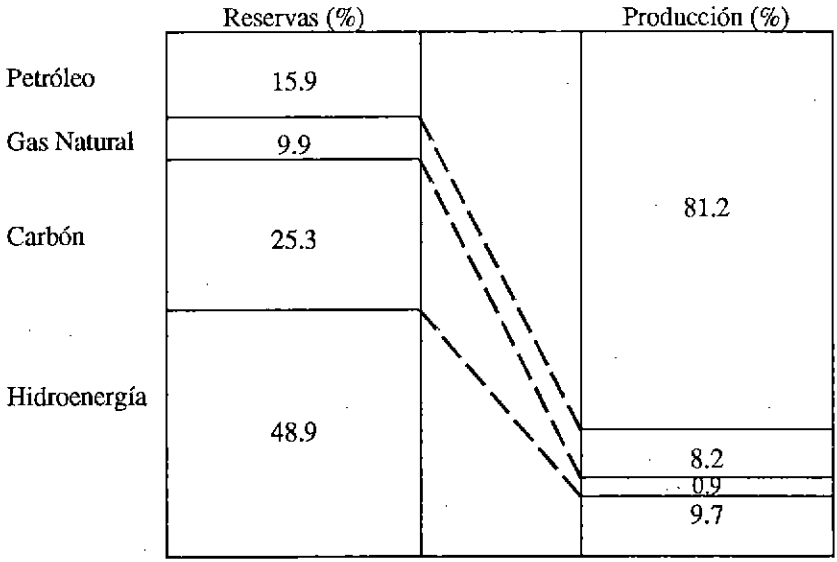
Cuadro Nº 1		
Potencial Energético Total y su Utilización (1986)		
Fuentes	Potencial Total	Producción Efectiva de Energía Primaria
	10^6 TEP (*)	10^6 TEP
Renovables		
Hidroenergía	1359.8	1.0
Biomasa	65.4	3.9
No renovables		
Petróleo	440.9	9.1
Carbón Mineral	705.5	0.1
Gas Natural	273.2	1.0
TOTAL	2844.8 TEP	15.1 TEP

(*) TEP: Toneladas Equivalentes de Petróleo.

Fuente: Huaroto, Carlota, y Núñez, Máximo: "La problemática Energética Global". Ponencia en: I Seminario Hidroenergía y Desarrollo Rural. Cusco, 1988.

FIGURA Nº 1

Reservas y Producción de Energía Primaria Comercial (1986)



Total Reservas: 2778.5 x 10^6 TEP Total Producción: 11.2 x 10^6 TEP

Cuadro Nº 2

Evolución de la Producción de Energía Primaria 1970-86

	Participación en la producción (%)			Tasa Media de Variación 70-86
Fuentes no renovables	1970	1980	1986	
Carbón Mineral	0.5	0.2	0.7	5.7
Petróleo	41.4	64.2	60.0	5.9
Gas Natural	14.3	7.0	6.1	— 1.9
Sub-total	(56.2)	(71.4)	(67.4)	
Fuentes Renovables				
Hidroenergía	4.7	4.9	7.1	6.2
Leña	32.1	20.1	22.0	1.1
Bosta y Yareta	2.7	1.6	1.7	0.5
Bagazo	4.3	2.0	2.4	— 0.4
Sub-total	(43.8)	(28.6)	(33.2)	
TOTAL	100.0	100.0	100.0	3.5
Base: Producción Total (10 x 3 TEP)	8746.9	15379.3	15134.3	

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Balance Nacional de Energía. Lima 1986.

Las principales tendencias en los últimos 16 años que estas cifras revelan son:

— El mantenimiento del predominio de las fuentes no renovables, aunque las tendencias más recientes indican una relativa disminución de su importancia.

— Dentro de las fuentes no renovables, el petróleo aumentó notablemente su participación entre 1970 y 1980 (por los hallazgos de petróleo en ese período, y la construcción del oleoducto). En la década siguiente tiende a perder importancia —aunque manteniéndose como la principal fuente individual de energía—, debido sobre todo al agotamiento de las reservas y a la falta de nuevos hallazgos significativos.

— En el caso de las fuentes renovables, la hidroenergía ha tenido una tasa de crecimiento bastante alta, aunque en términos absolutos su participación todavía es baja. Su crecimiento se basó en la puesta en operación de algunas

megacentrales (Ej. Mantaro), la aparición de usuarios industriales grandes, y —como veremos luego— una tendencia a la sustitución de fuentes térmicas por hídricas.

— La leña se mantiene como la segunda fuente energética de importancia (luego del petróleo), aunque sigue siendo claramente la primera dentro de las fuentes no comerciales. La situación actual y tendencias en cuanto al uso de este recurso serán materia de un análisis más detallado luego (Ver 1.2).

En resumen, en términos del conjunto de fuentes, los cambios más importantes han ocurrido ambos entre 1970 y 1980 y se han manifestado en el notable salto de la participación del petróleo en la producción de energía primaria, y el retroceso en la participación de la leña. Sin duda,hay otros factores (además de los nuevos hallazgos en la selva en ese período) que han jugado en el caso del petróleo para que éste aumente rápidamente su contribución. En particular, en esa década la producción industrial mantuvo en promedio altas tasas de crecimiento (siendo el sector industrial un demandante importante de hidrocarburos), en base a un dinámico proceso de sustitución de importaciones impulsado por el gobierno militar. A fines de la década tal expansión termina. En el caso del menor consumo de leña, es la manifestacián a nivel del uso de energía de cambios de más larga duración, que en ese período eclosionan: básicamente un más acentuado proceso de "urbanización" rural, es decir de una mayor penetración en el área rural de bienes y patrones de consumo de origen urbano (kerosene en lugar de leña, inclusive gas en vez de leña).

1.2 La estructura de la demanda de energía

Los usuarios más importantes en términos de los volúmenes de energía que consumen son el residencial y comercial y el sector transportes. Ello puede apreciarse en el Cuadro Nº 3.

El consumo per cápita peruano de energía es, en comparación con el de otros países, bastante bajo. Medido en términos de Toneladas Equivalentes de Petróleo (TEPs), este consumo se ha mantenido a un promedio de 0.65 TEP x hab. entre 1970-80. Estamos bastante lejos de los 6.5 TEPs x hab. consumidos en EE.UU., del 1.8 de Europa, o aún del modesto 1.1 que consumió en promedio América Latina en ese período.

Cuadro Nº 3		
Porcentaje de participación de los sectores en el consumo neto de energía (*)		
Tipo de usuario	1975	1986
Residencial y Comercial	38	44
Transporte	25	23
Industria	17	16
Minero Metalurg.	7	7
Otros	13	10
(*) Medido en Teracalorías: 1 Tcal = 10 Kcal		

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Balance Nacional de Energía. Lima 1986

Tampoco existen indicios de que la demanda de energía esté creciendo de manera significativa: mientras la tasa de crecimiento promedio de la economía entre 1970 y 1980 fue de 3%, la de la demanda de energía creció a un ritmo menor: 2.2% anual . No se trata, sin embargo, sólo de un relativamente bajo nivel de consumo; hay también una desigual e ineficiente forma como se distribuye y emplea el recurso energético, como puede verse en el Cuadro Nº 4.

La baja eficiencia es evidente, por ejemplo, en el caso del sector transportes. Dicho sector emplea 4 veces más energía de lo que contribuye al Producto Bruto Interno. Sin embargo, se estima que podrían lograrse ahorros sustanciales en combustible (hasta un 22%) sobre todo en el caso del transporte terrestre. Para ello se requeriría de medidas tales como mejora de pistas, reparación de unidades de transporte, ordenamiento del tráfico, etc.

En la industria los ahorros potenciales son también considerables:se darían a partir de un mejor mantenimiento delas maquinarias, modernización y/o reemplazo de equipos, etc.; ello aparte de la posibilidad de sustituir combustibles caros por otros más baratos (carbón por petróleo, carbón por kerosene, electricidad por petróleo).

Cuadro Nº 4		
Participación porcentual de los distintos sectores en la creación del PBI y en la demanda de energía		
	Participación Promedio (%) 1970-1980	
Sector	Aporte al PBI	Demanda de energía
Industria	35	18
Resid. y Comerc.	20	40
Público	18	3
Agropecuario	13	5
Minero Metalúrg.	7	7
Transporte	6	23
Pesquero	1	4
Total	100	100

Fuente MEM, ob. cit.

En general Perú emplea, en comparación con otros países, relativamente altas cantidades de energía por unidad de PBI generado. Es decir, hay una eficiencia baja en el empleo del ya de por sí reducido consumo de energía. Si bien esto puede deberse en parte a la existencia de sectores que emplean intensivamente energía (caso de la gran minería), hay que tomar en cuenta además que históricamente en el Perú la energía ha mantenido sus precios por debajo del costo real, lo que ha incentivado su uso ineficiente.

1.3 Importancia de las fuentes tradicionales de energía

En 1987 el 80 % de la población rural (estimada en 6 millones y medio de habitantes) utilizaba la leña como combustible para la cocción de sus alimentos. Poco más del 10% utilizaba el kerosene, y un 7 % empleaba bosta y/o yareta. Para la iluminación en cambio el 92 % utilizaba el kerosene.

A pesar de esta magnitud del consumo de las fuentes "tradicionales" (en especial de la leña), en general la importancia de su empleo en las áreas rurales tiende a ser subestimada. Frecuentemente se aduce "falta de datos" que registren su incidencia de modo más desagregado (mostrando, por ejemplo, la distribución regional del consumo, los costos para las familias,etc.). Sin embargo, hay algunos hechos que son evidentes en cuanto al empleo de estas fuentes de energía, particularmente la leña:

— su empleo generalizado
— su importante impacto en el medio ambiente
— su importancia no sólo a nivel doméstico, sino también productivo.

Debido a que es difícil y costoso "medir" el empleo de la energía tradicional y consiguientemente racionalizar su uso, los planificadores tienden a dejarla de lado en sus planes o programas. Un supuesto frecuente es que no existen efectos o interrelaciones importantes, sean estos de sustitución o complementariedad entre el sector comercial y el no comercial.

Parece más o menos claro sin embargo que, por ejemplo,suponiendo un aumento en el precio del kerosene, es probable que haya una sustitución de ese combustible por residuos animales (bosta) o vegetales (leña, carbón, yareta), que a su vez aumentan de precio (cuando son adquiridos por canales comerciales). Este aumento de precio se refuerza puesto que -como resultado de los mayores precios del petroleo (que llevaron al aumento de los precios del kerosene)- el precio del fertilizante sintético también aumenta, con el consiguiente aumento de la demanda de fertilizantes orgánicos (Ej. bosta), que venían siendo usados como combustibles.

El acopio de leña en una situación como la anterior tendera a hacerse más rápido, empleándose árboles tiernos, lo cual conducirá a su vez a una mayor deforestación, a la eventual privatización de los bosques (en perjuicio de los más pobres); la deforestacion conducirá a la erosión, etc.

Hay pues, como se observa, toda una cadena de efectos que reflejan la interdependencia entre los ámbitos "comerciales" y los "tradicionales", en lo que a consumo de energía se refiere.

Una de las razones por las cuales se considera que no es posible planificar o hacer algo respecto a las energías no comerciales, es porque éstas están "fuera" del mercado. No sería posible por ello, por ejemplo, modificar los precios, y con ello inducir algún cambio. Tal idea se basa, sin embargo, en una visión muy estrecha de los mecanismos con que cuenta el estado. Se puede pensar, por ejemplo, en la posibilidad de desarrollar la legislación sobre los denominados "bienes públicos", promover y financiar programas de reforestación, desarrollar investigaciones y tecnología para el empleo de cocinas mejoradas, hornos de carbón, etc. Todas ellas son medidas que pueden de alguna forma afectar los "precios" implícitos de las fuentes tradionales de energía.

1.4 El recurso forestal

Debido a lo difundido de su empleo, es el recurso forestal el que tiene mayor importancia cuando se trata de formular y desarrollar una politica energética rural en el Perú. Como se aprecia en el cuadro siguiente, en términos del volumen total de bosques hay recursos relativamente abundantes, aunque su distribución no guarda relación con la población usuaria:

Cuadro nº 5

Recursos Forestales (miles de Has)

Región	Bosques Naturales	Plantaciones	Potencial Forestal Total	Distrib. Regio. del potencial forestal(%)
Costa	2573	10	3073	3.7
Sierra	6	160	7543	9.0
Selva	70214	4	72714	87.3
TOTAL	72793	174	83330	100.0

Fuente: Perú Forestal. Min. de Agricultura 1982

Hay un aspecto que se aprecia claramente en estas cifras: a pesar de que en la sierra está la mayoría de familias rurales, que consumen aproximadamente el 85% del total de leña del país, tiene apenas el 9% del potencial forestal existente. Es decir, este recurso es más escaso precisamente allí donde la demanda es mayor. Inversamente, abunda allí donde hay menor consumo (la selva).

En la zona selvática aunque se reconoce que esta dándose una deforestación severa, aún no se ha establecido con precisión la magnitud del daño. Entre otras razones, ello ocurre porque hay dificultades para diferenciar entre tala sistemática y total (la "roza y quema"), de la degradación forestal por corte parcial (para obtener material para construcción, leña, etc.)

En la sierra, las cantidades de combustible usados y las prácticas de cocina varían de modo notable de acuerdo a las escaseses de combustible dentro de ambientes ecológicos específicos, y al nivel de ingresos. El piso del valle tiene condiciones (clima y calidad del suelo) mucho más favorables para la reforestación ,mientras que lo contrario ocurre en las laderas altas y la puna. Al respecto, un estudio de tres localidades en la sierra (1) revela que las comunidades con mayores ingresos (situadas en el valle) consumen mas leña no comprada (o sea, libremente recolectada) mientras que los campesinos de menores ingresos, residentes en las zonas altas, destinan mucho más dinero para la obtencion de leña, por canales comerciales. Su obtención les demanda también más mano de obra y tiempo.

En síntesis, desde el punto de vista energético, y a pesar de su contribución principal en la oferta de energía a nivel nacional, la leña no ha recibido atención suficiente en lo que a planificación de su producción y consumo se refiere. Pareciera como que el potencial industrial que ofrece la explotación de los recursos forestales de la selva tuviera más importancia que los problemas ecológicos y energéticos asociados al empleo sin control de la leña en la sierra. Por otro lado, en esta zona, los programas de reforestación tienden a darse en aquellas comunidades con mejor organización y de mayores recursos, cuando como se ha mencionado son precisamente las más pobres las que enfrentan una situación mas difícil en cuanto a su acceso a la leña.

(1) Sarah Lund: Fuel availability, nutrition and women's work in highland Peru. ILO, 1982.

Desde el punto de vista de las políticas estatales, hay que recalcar que debido a razones ecológicas (Ej. tipo de especies que pueden crecer en determinadas zonas), a diferentes situaciones económicas (predominio de cierto tipo de actividades), a las necesidades particulares de cada comunidad, etc., el problema energético rural no puede ser solucionado simplemente plantando más árboles. Además de integrales, las actividades de los proyectos deben ser muy espacialmente específicas, involucrando un conjunto de medidas incluyendo no sólo el incremento en la oferta de madera combustible, sino también elevando la eficiencia de uso final (cocinas mejoradas, hornos que empleen carbón de leña, etc,.), promoviendo un mejor uso de los desperdicios de la biomasa, y —no menos importante— aplicando políticas de precios adecuadas. Por el lado de los programas de reforestación hay crecientes evidencias de que la forma tradicional de llevarlos a cabo (Ej. mediante la donación de semillas o plantones por parte del estado) tiende más bien a crear una actitud pasiva y, por tanto, a involucrar menos a los beneficiarios en la definición del problema y la forma de resolverlo, impidiendo una forestación en base a las necesidades reales de los pobladores. Los nuevos enfoques del problema sugieren dar mayor peso a las labores de extensión y capacitación de los campesinos en materia de forestación, énfasis en las variedades nativas, y promoción de un uso mas racional de la leña.

CAPITULO 2
La electricidad

2.1 La electricidad en relación a otras fuentes de energía

En 1984, del total de la energía disponible para ser usada por todos los sectores de consumo del país, la energía eléctrica contribuyó con la décima parte. En las dos últimas décadas la tendencia es hacia un aumento de su participación. Ello se puede apreciar en el Cuadro Nº 6.

Cuadro nº 6

Participación de la electricidad en el consumo final total de energía

	1970	1975	1980	1984
% de participación	5.6	6.3	7.7	9.5
Tasa media de crecimiento (%)	5.4	5.4	4.9	
Tasa media de crec. del consumo del total de fuentes	3.0	1.3	— 0.8	

Fuente: MEM Balance Nacional de Energía 1986.

Frente al casi 10% de participación de la electricidad en el consumo, los hidrocarburos tienen un 51%, y la leña el 31% , para el mismo año (1984).

El dinamismo de la producción de energía eléctrica está sustentado en el incremento de la oferta interna de energía hidráulica (centrales hidroeléctricas),la cual entre 1970 y 1984 ha crecido a una tasa del 6.1% anual, poco menos que duplicando la tasa de crecimiento del total de energía ofertada en ese período (3.9% anual).

Sin embargo, a pesar del incremento en la oferta de energía hidráulica, el potencial hidroeléctrico sigue estando claramente desaprovechado. De un total de aprox. 58000 MW técnicamente factibles en 1986 solo se explotaron 3878 MW (el 6.6 % del total).

Es la contraparte de la fuerte dependencia del consumo de petróleo y derivados, que a pesar de su relativo estancamiento luego de 1980, sigue siendo la principal fuente de energía comercial.

Los insumos para la generación de energía eléctrica son por un lado la hidroenergía (renovable), y por otro lado el gas distribuido, diesel oil y petróleo residual, todos ellos no renovables. El bagazo tiene una importancia variable, dependiendo del mayor o menor uso de este insumo en la produccion de papel.

Estos insumos se transforman en electricidad en los centros de transformacion de energía: las centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas. La participación en la generación de electricidad de ambos tipos de centrales es la siguiente:

Cuadro nº 7
Parque de Centrales Electricas según tipo de plantas
(participación porcentual en el total de potencia)

Tipo de central	1954	1965	1975	1986
Hidroeléctrica	56	53	59	57
Térmica (*)	44	47	41	43
TOTAL	100	100	100	100
Base (MW)	(390)	(1297)	(2358)	(3878)

(*) Vapor, turbogas, diesel.

Esta potencia sea de origen hidráulico o térmico se genera en las siguientes plantas (año 1985):

Cuadro Nº 8

Las 20 principales centrales eléctricas para el Servicio Público (1985)

Centrales Hidroeléctricas	Potencia (MW)	Empresa
1.Mantaro	798.0	ELECTROPERU
2.Huinco	258.4	ELECTROLIMA
3.Cañón del Pato	153.9	ELECTRONORTE MEDIO
4.Matucana	120.0	ELECTROLIMA
5.Restitución (1ª turbina)	72.3	ELECTROPERU
6.Callahuanca	67.8	ELECTROLIMA
7.Moyopampa	63.0	ELECTROLIMA
8.Cahua	40.0	ELECTRONORTE MEDIO
9.Machu Picchu	40 (*)	ELECTROSUR ESTE
10.Huampaní	31.4	ELECTROLIMA
Otras	50.1	
Total Potencia Hidro 1694.9MW (78.8% del Serv. Público)		

(*) Ampliada hasta 110 MW posteriormente, pero no llega a esa potencia.

Centrales Térmicas		
11.Santa Rosa	152.6	ELECTROLIMA
12.Chimbote	61.5	ELECTRONORTE MEDIO
13.Chilina	47.0	ELECTROSUR OESTE
14.Iquitos	39.7	ELECTROORIENTE
15.Piura	42.9	ELECTRONORTE
16.Chiclayo	27.2	ELECTRONORTE
17.ChiclayoII	23.4	ELECTRONORTE
18.Trujillo	20.5	ELECTRONORTE MEDIO
19.Cusco	15.6	ELECTROSUR ESTE
20.Pucallpa	13.4	ELECTROCENTRO
Otras	11.0	ELECTRONORTE
Total Potencia Térmica 454.8 MW (21.2 % del Serv. Públ.)		

Total de capacidad instalada Servicio Público (1985) : 2149.7 MW

Fuente: Plan Maestro 1985

Para tener el total de la capacidad instalada en el país, hay que sumar a esta cifra la potencia instalada de los autoproductores:

Autoproductor	Potencia (MW)	Origen
1.CENTROMIN PERU	183.4	Hidráulico
2.Southern Peru	184.5	Térmico
3.PETROPERU (Talara)	71.0	Térmico
4.HIERROPERU	67.5	Térmico
5.Mina Cerro Verde	58.8	Térmico
Otros	596.8	
Total	1162.3	

Sumando la capacidad instalada en unidades de servicio público y los autoproductores, se tiene para 1985 una potencia instalada total nacional de 3312 MW.

¿Qué cobertura (usuarios) tiene esta potencia instalada? Sobre ello nos ocuparemos en lo que sigue.

2.2 Acceso al servicio eléctrico

Según cifras censales, en 1972 el 32% de las viviendas en el Perú contaban con suministro eléctrico. En 1984 se llegó al 39 % y para 1987 se estima un grado de electrificación (porcentaje de hogares con servicio) del 42.2 % .

Estas son cifras correspondientes a todo el país, no teniéndose información reciente sobre el grado de electrificación por departamentos. Tal información es importante puesto que el promedio mencionado (42.2 %) oculta grandes desigualdades en cuanto al acceso al suministro eléctrico.

Ello puede apreciarse en las siguientes cifras, referidas al estado de la electrificación nacional en 1981:

Porcentaje de viviendas sin luz eléctrica, por departamentos. 1981	
90% o mas viv.	: Apurímac, Huancavelica
entre 80 y 89%	: Puno, Cajamarca, Ayacucho, Huánuco
" 70 y 79%	: Ucayali, Piura, Cusco
" 60 y 69%	: Loreto, Madre de Dios, Ancash, San Martín
" 50 y 59%	: La Libertad, Pasco, Junín
" 40 y 49%	: Lambayeque, Ica
" 30 y 39%	: Tacna, Arequipa, Moquegua
" 10 y 29%	: Lima, Callao, Tumbes

Fuente: BCR Mapa de la pobreza

El índice de 42 % de electrificación a nivel nacional oculta pues grandes diferencias: 9 % de viviendas tienen electricidad en Huancavelica, mientras en el Callao la tiene el 89 % de hogares.

Un hecho paradójico respecto a la distribución espacial de la electrificación en el país, es que son precisamente las zonas menos favorecidas en cuanto al suministro de energía eléctrica, las que tienen mayor participación en su generación. Es el caso muy claro de la Central Hidroeléctrica del Mantaro (la de mayor potencia de generación en el país), que se ubica en Huancavelica, precisamente uno de los departamentos con menor grado de electrificación. Ocurre algo similar con la CH del Cañón del Pato en Ancash, otro departamento con un bajo grado de electrificación. Son claros ejemplos del carácter de enclave que tienen las grandes centrales, en relación con las zonas deprimidas donde están instaladas.

Por otro lado, la enorme importancia que tiene el consumo eléctrico de Lima puede apreciarse si consideramos que, excluyendo este departamento, el coeficiente de electrificación se reduce de 42 a 24%. Evidentemente, es el reflejo del alto grado de concentración de usuarios y actividades consumidoras de energía en la capital.

El coeficiente de electrificación nos da una idea de cuán extendido está el uso de la electricidad; para complementar esta información es necesario tener

datos acerca de cuan "intenso" es su empleo. Se tiene al respecto que en promedio el consumo anual de energía eléctrica por habitante apenas ha pasado de 436 a 628 kwh/hab en el período 1970-87. Compárense estas cifras con las de, por ejemplo, Colombia, con un consumo de 823 kwh/hab, México con 921, Chile con 1052, todas ellas cifras de 1981.

Se tiene entonces que el servicio de electricidad no sólo es poco extendido en términos de usuarios en todo el país, sino que a nivel de cada usuario el promedio de consumo eléctrico es bajo. Como se verá más adelante una de las razones de este bajo consumo es la idea de que lo esencial es "expandir la frontera eléctrica", sin dar mayor consideración a la promoción de usos productivos de la energía.

2.3 Los inicios de la electrificación en el Perú

Antes de la electricidad para el alumbrado público y doméstico, se tenía el gas. La inauguración del alumbrado público con farolas a gas se realizó el 5 de mayo de 1855, durante el gobierno de Ramón Castilla. Lima contaba en ese entonces con aprox. 95,000 hab. El retraso en relación a su empleo en la primera capital en el mundo que empezó a utilizar iluminación a gas (Londres, en 1813) no fue muy grande.

El gas se generalizó en Lima en las zonas centrales; no llegó en cambio a extenderse a las zonas marginales donde las familias pobres continuaron usando las velas y los lamparines a kerosene.

En el caso del suministro de alumbrado eléctrico, las gestiones para su instalación comienzan en 1882. Hay algunas características del proceso de electrificación que resaltan desde el inicio: 1. La participación de extranjeros; 2. Su vinculación con un incipiente proceso de desarrollo industrial (básicamente en Lima) y el impulso que da a su desarrollo el crecimiento urbano ; y 3. La concentración de la producción de electricidad en manos de empresarios privados. Estos aspectos se desarrollarán a continuación.

En 1882 los representantes de la firma extranjera Peruvian Electric Construction and Supply Company iniciaron las conversaciones con el gobierno

peruano a fin de que se les conceda el privilegio de generar energía eléctrica con fines de iluminación. Ello se pudo concretar cuatro años después, en 1886, cuando se inauguró el alumbrado público a base de electricidad en la plaza de armas de Lima y algunas calles aledañas.

La compañía de gas, alarmada por la aparición del nuevo sistema, renovó de inmediato sus instalaciones, comprando tiempo después la planta a vapor de la empresa eléctrica. Quedó así sola en el suministro de gas y electricidad.

No obstante, los verdaderos comienzos de la era de la electricidad se ubican años más tarde; una cadena de sucesos vinculados todos ellos al desarrollo industrial del país, preparo el advenimiento de la nueva era.

En 1890 se crea la Sociedad Industrial Santa Catalina (Lima), la cual pronto tuvo demandas de energía superiores a las que podrían satisfacerse con gas. Directamente asociada a su empleo por la fábrica se crea entonces en 1895 la Empresa Transmisora de Fuerza Eléctrica, con una planta en Santa Rosa (margen izquierda del Rímac) con tres generadores de 450 kw cada uno. Desde un primer momento la producción de la flamante empresa se destinó a satisfacer la demanda industrial,y en menor escala para el consumo doméstico.

La demanda doméstica creciente obligó casi de inmediato a los directivos de la empresa a ampliar sus instalaciones. Desde 1902 distritos más alejados como Miraflores, Barranco, Chorrillos, además de Lima, comenzaron a absorber parte de la producción. En ese mismo año Callao también tuvo alumbrado eléctrico.

El crecimiento de la ciudad hacía necesario mejorar su sistema de transporte urbano. Aprovechando del nuevo recurso, en 1904 se inaugura el tranvía eléctrico, con la energía proveniente de Santa Rosa.

Rápidamente la Cía. Santa Rosa absorbió otras compañías que se crearon también para proveer electricidad en Lima y Callao, completándose la fusión en 1906 (es decir, en poco más de 10 años luego de creada la primera empresa), incluyéndose en tal fusión a las empresas de transporte de tranvía y ferrocarriles. En 1910 ya estaban plenamente constituídas las Empresas Eléctricas Asociadas (EEAA). Lima y Callao contaban para ese entonces con 220 mil habitantes.

Luego de 1920 con Leguía la ciudad inicia un proceso más veloz de crecimiento y expansión urbana, que presiona por una ampliación de la oferta de energía eléctrica para hogares, industrias y calles. La demanda existente se venía satisfaciendo con una potencia instalada de 18.4 MW, de los cuales 10 eran de origen hidráulico. Para 1930 era urgente duplicar la capacidad de generación eléctrica.

Para una expansión tal de la generación, el capital nacional se mostró renuente, asumiendo este rol el capital extranjero. La presencia italiana primero y suiza luego se hizo notoria. Se encargaron de darle una orientación técnica y financiera a las EE.AA .aumentando además la potencia instalada. Nombres importantes en esta época son los de Pablo Boner (suizo) y Santiago Antúnez de Mayolo (peruano). Boner ya en 1933 presentó un ambicioso proyecto que incluia Callahuanca, Moyopampa, Huampaní, Matucana, Huinco.

En 1938 Callahuanca ya estuvo lista (36 MW), Moyopampa entró en acción en 1952 (42 MW), y Huampaní en 1960. Huinco empezó a funcionar en 1964 (274 MW), y Matucana en 1971 (120 MW).

Como se aprecia, hubo desde 1933 una concepción de largo plazo de aprovechamiento de los recursos hídricos. Se evaluaron y utilizaron con sentido práctico los caudales de los ríos de los valles de Santa Eulalia y Rímac, y se hicieron los contactos financieros adecuados para ejecutar lo planeado. El contexto era el de un importante crecimiento de actividades industriales que demandaban electricidad, además de un crecimiento urbano que implicaba tres tipos de demanda: de los hogares, alumbrado público, y el transporte eléctrico (tranvia y ferrocarril).

Los sectores industriales demandantes eran varios:textiles (Ej. Vitarte), fábrica de galletas Field, fábricas de cerveza de Callao y Lima, fábricas de cigarrillos, jabón, aceite, zapatos, sombreros. A todo ello puede añadírsele la aparición del cinematógrafo en 1897.

El resto del país mostraba en algunos lugares un desarrollo similar al de Lima. En Arequipa el impulso inicial fue —a diferencia del caso limeño— de empresarios locales. En 1898 se fundó la Empresa de Luz Eléctrica de Arequipa, iluminándose la ciudad ese mismo año. En 1905 se constituye la actual Sociedad

Eléctrica de Arequipa (SEAL). La primera central fue Charcani I, que estuvo en servicio hasta 1907. Hasta 1941 se construyeron otros dos Charcanis, totalizando 7 MW. A fines de la década del 50 se inicia Charcani IV y a partir de la década siguiente se planifica Charcani V.

Con la creación de la fábrica de Cemento de Yura y del parque industrial de Arequipa, en la década de los 60 se inicia en el departamento un crecimiento de demanda de electricidad no previsto que obliga a SEAL a ampliar su capacidad generadora. La solución más rápida se da con la instalación de una segunda unidad térmica a vapor en Chilina (1968); igualmente, se inician los estudios para Charcani VI.

En el Cusco la iluminación pública comenzó en 1914, gracias a las acciones de la Compañía Eléctrica Industrial del Cusco. La fuente de generación no fue la actual central de Machu Picchu, sino la de Corimarca, a 16 km del Cusco. En 1943 se inician los primeros estudios de la central de Machu Picchu (110 Mw planeados),poniéndose en marcha la primera etapa recién en 1964. Una de las finalidades principales de la instalacion de la planta fue la de dar energía eléctrica a la fábrica de fertilizantes de Cachimayo.

Los estudios preliminares para el que sería uno de los principales sistemas de generación de electricidad del país, el Sistema Mantaro, se llevaron a cabo entre 1943-45. Antúnez de Mayolo se encargó de ello. Recién en 1965 (20 años después), luego de conformada la Corporación de Energía Eléctrica del Mantaro, se terminaron los estudios del Proyecto Mantaro (primera etapa) para generar 330 MW. Se tendría que esperar hasta 1973 para que se inaugurara realmente la planta. Eso ya es historia reciente, a la que nos referiremos en los siguientes capítulos.

2.4 La acción del Estado y la creación de Electroperú

Como se ha visto, hasta principios del siglo el régimen que existía en el Perú en materia de electricidad era de completa libertad. Se podía instalar plantas y proporcionar energía sin mayores restricciones.

Recién en 1921 se expide una Ley estableciendo como condición para el aprovechamiento del agua como fuerza motríz el pago de determinados impues-

tos, y la inscripción en un Padrón del entonces Ministerio de Fomento y Obras Públicas.

En 1936 el Código Civil va más allá, estableciendo como bienes del estado las fuentes naturales de riqueza, entre ellas las minas, los bosques, las tierras públicas, los ríos y demás aguas corrientes y lagos, así como sus respectivos cauces. Más específicamente, en 1949 se promulga un dispositivo en el cual de manera expresa mediante la Ley de Concesión de Aprovechamiento de la Energía Hidráulica se establece que quedan reservadas para su aprovechamiento por parte del estado las caídas de agua que estime por conveniente no conceder, y que requiera el desarrollo industrial del país. Es decir, se reafirma el derecho del estado sobre la propiedad y el uso de la hidroenergía para los fines del "interés nacional".

Con el crecimiento de la cobertura del servicio eléctrico sobre todo a partir de 1950, los crónicos problemas funcionales de las empresas eléctricas (política de tarifas, régimen de concesiones, etc.) se hacen más agudos y dificultan los intentos de expansión del servicio, haciendo patente la necesidad de una nueva Ley para regular el funcionamiento del sector. La promulgación de tal ley fue discutida hasta 1955, cuando fue aprobada (gobierno de M. Odría), creándose la Comisión Nacional de Tarifas. Se buscaba no solo dar impulso al suministro eléctrico en la República, sino también crear un ambiente propicio a fin de interesar al capital extranjero a invertir en el sector eléctrico.

La electrificación rural era prácticamente inexistente, dándose las empresas eléctricas apenas abasto para proveer a los centros urbanos. A pesar de existir una numerosa cantidad de empresas en provincias cubriendo las necesidades locales, su sistema de fijación de tarifas (generalmente muy bajas) y otras limitaciones administrativas les impedían hacer frente a los crecientes costos de producción. Al momento de la dación de la Ley de 1955 el control de la casi totalidad de empresas locales de suministro eléctrico estaba en manos privadas. Recién en 1957 estas empresas se organizaron constituyendo una Asociación de Empresarios Eléctricos.

La ley entre otros aspectos obligaba a los concesionarios a aumentar su capacidad de producción en un 10% anual. Al parecer los resultados fueron relativamente satisfactorios, lo que se tradujo en las siguientes cifras:

Año	Capc. Instal. Total (MW)	Capc. Instal.de Serv. Públ. (MW)
1956	460	206
1971	1797	974

Fuente: Wolfenson, Azi.El Gran Desafío .Lima 1980.

Tal es la situación al momento de constituirse ELECTROPERU.

La Empresa Electricidad del Perú (ELECTROPERU) fue creada por el D.L. 19521 en Setiembre de 1972. Se fusionaron para su creación las cuatro empresas públicas existentes: Corporación Eléctrica del Mantaro (CORMAN), que era propietaria de la Hidroeléctrica del Mantaro (342 MW); la Corporación Peruana del Santa, propietaria de la Planta Hidroeléctrica del Cañón del Pato (100 MW) y de turbinas a gas en Chimbote y Trujillo; Servicios Eléctricos Nacionales (SEN), propietario de cerca de 250 pequeñas plantas térmicas e hidroeléctricas; y las plantas de menos de 50 kw a cargo del Sistema Nacional de Movilización Social (SINAMOS).

Los objetivos de la nueva empresa tal como fueron planteados originalmente eran básicamente dos:

1. Llevar a cabo la planificacion de la oferta del servicio público de electricidad
2. Generar, transmitir y distribuir electricidad.

¿Qué razones se dieron en ese momento para tomar la decisión de conformar este nuevo ente estatal?

Los principales argumentos esgrimidos para su creación pueden hallarse en los siguientes párrafos:

"...15 años de aplicación de la ley [de 1955] han demostrado que los objetivos perseguidos no se han cumplido: del total de inversiones realizadas en concesiones del servicio público que detenta el sector privado, el aporte real de capital propio fue solo del 25 %; el resto fue obtenido con

financiamiento gracias al aval del estado... (asímismo) la ley ha contribuído al centralismo de la economía, limitando el crecimiento de la electrificación sólo a algunas zonas...".

(Fuente: INP Plan Nacional de Desarrollo 1971-75).

Durante los primeros años de su existencia la recién creada empresa estatal estuvo dedicada sobre todo a consolidarse institucionalmente, integrando las empresas mencionadas líneas arriba

En términos del manejo institucional, el hecho de que al momento de constituirse ELP existiera ya una empresa privada de tamaño considerable (EE.AA., luego ELECTROLIMA), y que ésta tuviera que supeditarse orgánicamente a la recién creada empresa estatal, que carecía de los cuadros, experiencia y sobre todo recursos financieros de la primera, trajo consigo problemas entre ambas instituciones, que aún no se han superado. Aparentemente la manera más racional de proceder hubiera sido crear ELP sobre la base de las EE.AA. en lugar de hacer lo contrario. Como veremos luego, los problemas en cuanto a propiedad, gestión tarifaria, ámbitos administrativos y de operaciones, etc. entre ELP y ELECTROLIMA no han dejado de presentarse.

En lo que se refiere a la descentralización, que fue uno de los argumentos principales para la creación de ELP, durante la década de los 70 ésta se tradujo en la creación de 5 unidades de explotación regionales, correspondientes a las regiones en que se dividió el territorio nacional para fines de prestación del servicio público de electricidad. Durante este período la importancia (solo retórica) concedida a la electrificación rural se manifestó, por ejemplo, en el hecho de que en el bienio 73-74 del 100 % de la inversión en electricidad, el 70% fue para el proyecto Mantaro (1ª etapa) —básicamente para servir Lima—, y menos del 20% fue destinado a los sistemas aislados, sobre todo capitales provinciales o distritales.

Entre 1976 y 1980 bajo la conducción de Azi Wolfenson se trata de imprimir a ELP un rol más dinámico y de impulso a grandes proyectos. En promedio la inversión en este período llega a ser de 98 millones de dólares anuales (frente a un promedio de 40 mill. en el período 72-75). En su gestión por primera —y única— vez se planifica para un período largo (1978-1995) el desarrollo eléc-

trico nacional, incluyendo las obras e inversiones necesarias. Los pilares de este importante programa fueron:

— la sustitución de fuentes térmicas por hidráulicas
— la interconexión de los sistemas eléctricos.

El Plan para el período 1978-95 contemplaba una inversión de 5 mil millones de dólares (es decir, cercana a 300 millones anuales!), incluyendo nuevas centrales, líneas de transmisión, etc. Figuraban en tal Plan (para se ejecutadas antes de 1983) centrales como las de Carhuaquero y Charcani, que recién están concluyendo, además de otras como Yuncán, Sheque, El Chorro, Olmos, proyectos cuyas obras hasta este momento ni siquiera han comenzado.

Es particularmente interesante ver que en tal Plan se tenía el objetivo de construir 800 mini/micro centrales (con potencia promedio de 200 kw c/u) mediante una inversión de 120 millones de dólares, sobre todo para las zonas rurales. Como se verá luego, tal objetivo estuvo lejos de ser alcanzado.

Azi Wolfenson culmina su período en 1980, lo que coincide con el ascenso al poder de F. Belaúnde. El cambio de gobierno no trae mayores modificaciones en la concepción de la empresa pública de electricidad: manejo centralizado, énfasis en la interconexión.

En este período empieza a tomar mayor importancia el endeudamiento externo: del total de inversiones en el bienio 80-81, un 70% del crédito provino de fuentes extranjeras, y el resto de nacionales. Este hecho es la contraparte de la falta de apoyo estatal a la empresa: en 1982 ELP contó con sólo un 30% del aporte estatal programado para ese año.

Luego de 1982 se estableció la estructura descentralizada del sector electricidad, asumiendo ELP la responsabilidad por el desarrollo y administración general del sector, debiendo pasar el servicio eléctrico a ser proveído por las empresas regionales. Tales empresas regionales se formaron mediante la expansión de las áreas de concesión de las empresas existentes, o por la formación de nuevas empresas.

Las empresas que se contituyen son: Electrolima , Electrosuroeste, Electrosureste, Electrosur, Electrosurmedio, ElectroOriente, Electronorte medio, Elec-

tronorte, Electrocentro, y la empresa matríz ELECTROPERU. La empresa matríz mantiene por Ley la responsabilidad de las tareas de generación y transmisión para los proyectos hidroeléctricos mayores. El MEM por su parte puede otorgar concesiones a autoproductores o compañías independientes para desarrollar recursos hidroeléctricos o geotérmicos como complemento al Plan de Desarrollo de ELP.

En el cuadro siguiente se puede apreciar la forma cómo se articulan las acciones de ELP con las empresas regionales y otras empresas en el nuevo esquema.

Servicio Público de Electricidad		
ELECTROPERU		- Planeamiento nacional - Gestión financiera global - Investigación tecnológica - Normalización
ELECTROPERU	EMPRESAS REGIONALES	- Generación, transmisión y venta de energía en bloque - Operación de sistemas interconectados
ELECTROPERU	EMPRESAS REGIONALES	Todas las actividades del servicio público de electricidad en el ámbito regional (Distribución y Comercialización)
OTRAS		Actividades no fundamentales (Empresas de Interés Local, Autoproductores)

Las empresas regionales constituidas tienen las características siguientes:

Cuadro nº 9		
Empresas Regionales, Usuarios y Producción de energía. 1984		
Empresa Regional	% del total de usuarios	% del total de producción de energía
Electrolima	56.2	30.0
Electronortemedio	7.5	11.9
Electronorte	7.1	
SEAL	5.9	
Electrocentro	5.6	
Electrosureste	4.0	
Electrosurmedio	3.2	10
Electroriente	2.4	
Electrosur	1.8	
Autoproductores	3.5	
Municipios	2.8	
TOTAL	100.0	51.9 (*)
(Base)	(1'554,500 usuarios)	(11,719 Gwh)

(*) ELECTROPERU , la empresa matríz, tiene el 48.1 % restante de producción de energía.

Luego de 1982 la situación de cada sistema interconectado puede resumirse así:

a) Sistema Centro Norte: abastece a Lima Metropolitana hasta Marcona (Ica) estando proyectado conectarse con la CH Carhuaquero para llegar hasta Piura. La capacidad instalada que posee es de 1792 MW (55 % de la potencia a nivel nacional), distribuídos en 1528 MW en plantas hidroeléctricas y los restantes de origen térmico.

Este sistema depende del Sistema Mantaro y las plantas de Centromín, además de la planta térmica de Santa Rosa que sirve a Lima. Existen proyectos para varias centrales hidroeléctricas, sobresaliendo las de Yuncán y Mayush de

150 y 130 MW respectivamente, en Cerro de Pasco y Ancash. En la costa norte este sistema tiene una zona crítica con 100 % de abastecimiento térmico de altos costos.

b)Sistema suroeste. Hay dos subsistemas en esta región, el primero de la ciudad de Arequipa y su entorno, abastecido por 5 plantas hidráulicas en el río Chili (30 MW), y la central térmica de Chilina de 40 MW. Este sistema se piensa conectar con el de Tacna (CH Aricota, 35 MW) y las plantas de la Southern Perú. En esta región debe entrar a funcionar la CH Charcani de 90 MW.

c)Sistema sureste. En base a la CH Machu Picchu de 110 MW, y con una serie de proyectos de líneas de transmisión y subestaciones para abastecer la región hasta Puno.

El resto del territorio esta abastecido fundamentalmente por centrales térmicas (la mayoría asociada a unidades productivas: minería, cooperativas), y mini/micro centrales. No existe ninguna CH en la región de la Amazonía, estando totalmente abastecida por grupos térmicos; recientemente, sin embargo, se han desarrollado estudios para la instalación de centrales hidráulicas en esta región.

2.5 La oferta y demanda de electricidad a nivel nacional: Tendencias recientes

Entre 1976 y 1986 la generación de electricidad a nivel nacional pasó de 7,913 Gwh a 12,819 Gwh. La evolución del crecimiento tanto de la oferta como la demanda para los años de los cuales se tiene información estadística, está en el Cuadro Nº 10.

La tendencia en los últimos 25 años muestra un crecimiento mayor de la demanda en relación a una oferta que se estanca o disminuye, particularmente luego de la creación de ELECTROPERU. Es muy probable que como consecuencia de la secular poca inversión en los sistemas regionales (que sirven básicamente a las provincias), sea en ellos donde se de la mayor parte de la demanda insatisfecha; sobre todo para los usuarios comerciales y/o pequeño industriales, ya que las plantas industriales mayores pueden instalar sus propios generadores.

La tendencia decreciente en la oferta de electricidad no es sino resultado de la ausencia de plantas nuevas puestas en operación en la década de los 80. Como resultado las plantas existentes, sobre todo las que abastecen el sistema eléctrico de Lima, trabajan cercanas a su capacidad total de generación. A pesar de ello se estima que el 85% de las plantas industriales del país (en especial las ubicadas en Lima) sufren de limitaciones de energía eléctrica.

Cuadro Nº 10

Tasas de crecimiento promedio de la oferta y demanda global de electricidad (%)

Año	Producción (1)	Consumo (2)	Diferencia (1-2)
1962-67	9.3	f.d.	-
1967-72	5.7	f.d.	-
1970-75	6.2	5.4	0.8
1975-80	6.0	5.4	0.6
1980-84	4.1	4.9	-0.8
1970-84	4.7	5.3	-0.6
1984-86	4.5	f.d.	

Fuente World Bank. Perú Power Sector Memo. 1982; MEM: Balance Nacional de Energía. 1984

No habiéndose iniciado en toda la década obras para instalar una central hidroeléctrica nueva de envergadura, ni tampoco habiéndose concluído aquéllas cuyos estudios datan de años anteriores, las que se formulan actualmente son medidas de emergencia. Para el corto plazo se plantea la construcción de una represa en Yuracmayo (valle del Rímac) y mejoras en el lago Parón (Caraz, Sistema del Cañón del Pato), que se estima permitirán proveer 80-90 MW más a la red interconectada. A ello se añadirán los 75 MW de Carhuaquero (Lambayeque), cuando entre en operación.

El principal proyecto del gobierno para el aumento de la capacidad de generación no es sin embargo de origen hidráulico, sino térmico. Se trata de la planta de Ventanilla, al Norte de Lima (200 MW, costo estimado 100 millones de dólares). La idea con esta planta es que su combustible pueda cambiar de gas residual a gas natural, empleándose para ello el descubierto por la empresa holandesa Shell en la selva sur.

Las negociaciones con esta empresa, sin embargo, no han arribado a nada concreto todavía, por lo que la dependencia del petróleo se mantendrá. La planta de Ventanilla está programada para 1990.

Para Lima, cuya demanda de electricidad ha crecido entre 1975 y 1980 a un 4.9% anual, y entre 1980 y 1986 a 4.6% (lo que representa —en esta última fecha— el 61% de la demanda total del país), no se ha construido ninguna nueva planta desde 1983. En ese año entró en funcionamiento la planta térmica de Santa Rosa (100 MW efectivos), que se concibió originalmente para ser empleada sólo en las horas punta, siendo ahora utilizada a tiempo completo.

El problema se complica aun más si se considera que la estrechez financiera de ELECTROPERU ha hecho que las labores de reparación y mantenimiento de las grandes centrales en actividad no puedan llevarse a cabo como es debido. Tal es el caso, por ejemplo, de uno de los 7 generadores del sistema Mantaro (c/u con 112 MW), que esta fuera de operaciones.

En el caso de las plantas hidroeléctricas, como se ha mencionado, actualmente ELP no tiene centrales en construccion, aunque hay varias posibilidades que han sido extensamente estudiadas: Olmos, Sheque, San Gaban, Chaglla, Ene. Sin embargo, ninguna de ellas tiene los estudios de factibilidad propiamente concluidos, y hay que considerar que el el Perú hay un lapso de por lo menos 10 años entre la formulación del proyecto de una megacentral hidroeléctrica y su efectiva conclusión y puesta en funcionamiento, contados a partir del momento en que se firman los contratos respectivos.

En resumen, se presenta una situación de oferta estancada o disminuyendo, frente a una demanda que crece o por lo menos se mantiene a niveles históricos. Ello implica que es muy probable que se presente un importante desfase entre oferta y demanda en la década de los años 90. Asumiendo que la demanda se incremente en alrededor de 5% anual (tasa histórica) la producción actual debía ser duplicada en los próximos 14 años; ello supondría añadir cada año aprox. 200 MW a la potencia instalada en el país. Frente a ello, lo único que se tiene planificado son una serie de plantas térmicas, en conjunto insuficientes para satisfacer la demanda hasta el fin del siglo.

CAPITULO 3

El rol del Estado en el proceso de electrificación.

Algunas apreciaciones críticas

De lo desarrollado hasta el momento pueden inferirse algunas constantes en lo que se refiere al papel del estado en materia de electrificación. Las mismas que constituyen los ejes principales de su política en los últimos 20 años:

—El énfasis en la necesidad de contar con una empresa estatal fuerte y que centralice las decisiones, encargada a nivel nacional del planeamiento y ejecución en materia de electricidad.

—La preferencia por los grandes proyectos. El objetivo: la implementación del sistema eléctrico nacional interconectado.

Como se ve, hay una propuesta de manejo institucional de la electrificación (la gran empresa centralizada), asociada a un modelo tecnológico (megaproyectos, interconexión). En gran medida ambas propuestas se necesitan la una a la otra, y como se verá luego en parte ello explica la dificultad para plantear alternativas que modifiquen un aspecto (Ej. la descentralización administrativa) sin que ello implique igualmente afectar la opción tecnológica.

Las políticas de electrificación seguidas por los distintos gobiernos durante los últimos 16 años se han encuadrado dentro de los lineamientos arriba mencionados, enfatizando según la coyuntura determinados aspectos. La acción centralizadora del estado, por ejemplo, aparece más nítidamente en la segunda mitad de los años 70 (durante el gobierno militar), frente a una relativamente mayor devolución de capacidad de decisión a los organismos descentralizados regionales en la segunda mitad de los años 80.

Sin embargo, más que referirnos a los matices de la intervención estatal en el período, en lo que sigue se plantearán algunos comentarios referidos a los lineamientos de políticas principales mencionados arriba.

La creación de una empresa estatal centralizada y fuerte aparentemente surge como una reacción frente a una situación caracterizada —según ELP—por una "*... deficiente atención a las demandas regionales,...la existencia de programas no coordinados, sin perspectiva nacional...*"; se criticaba además la existencia de demasiadas empresas dedicadas a la industria eléctrica. A nivel del estado, también la multiplicidad de entidades parecía excesiva, "*...con resultados negativos en la gestión del estado como empresario eléctrico*" (INP. Plan Nacional de Desarrollo 1971-75). Se menciona también que:

> "*...el desarrollo de la infraestructura eléctrica precede al desarrollo industrial y de la economía en general... por eso el desarrollo armónico de carácter nacional exige la existencia de un sólo centro de decisión que optimice de manera global el uso de los recursos energéticos, materiales y humanos de que dispone*" *(Fuente: op.cit.).*

Si bien puede decirse que el primer párrafo tiene sentido (las interrelaciones entre desarrollo industrial y eléctrico), la inferencia que se realiza (la necesidad de centralizar), no es necesaria, y hay que entenderla en relación con la coyuntura estatizante del gobierno militar. En ese sentido se plantearon también justificaciones fundadas en el carácter "estratégico" que tiene el control del suministro eléctrico, y por consiguiente la necesidad de controlar su generación y transmisión. Desde la óptica de un gobierno militar para el cual la doctrina de "seguridad interior" tenía mucha importancia probablemente este argumento tuvo un peso mayor que el económico o el técnico.

Si bien hubo desde el primer momento la convicción por parte del estado de que podía hacerse cargo de la electrificación más eficientemente que el sector privado, los indicadores posteriores a la creación de ELP parecen, sin embargo, demostrar lo contrario. Entre 1958 y 1968 (antes de la creacion de ELP) el crecimiento de la producción total de energía eléctrica tuvo como promedio una significativa tasa anual de 9.6%; es decir en 10 años se duplicó la producción. Compárese ello con el crecimiento anual de la producción de electricidad en el

período 1970-1980 (a cargo de ELP): 5.9 %. Se pensaba pasar de 2550 MW en 1975 a 5800 MW en 1985. En realidad se lograron solamente 3681 MW. El objetivo en cuanto a la producción de energía fue pasar de 9800 Gwh a 23000; pero sólo se alcanzaron 12115 Gwh.

En lo que se refiere al financiamiento los resultados de la creación de ELP tampoco fueron los mejores: hasta 1968 las inversiones en las concesiones de servicio público a cargo del sector privado fueron financiadas hasta en un 60 % por capital nacional. Con la creación de ELP, en cambio, se pasó a depender en mayor proporción de fuentes foráneas, estimándose que éstas debían cubrir hasta el 60% de las necesidades de capital. Esta necesidad de financiamiento externo se hizo más aguda por la brusca retracción del capital nacional que dejó de invertir en el sector luego de la creacion de ELP.

Sin duda con la constitución de ELP se dieron avances importantes en cuanto a la formulación de planes integrales y de largo alcance (el elaborado por A. Wolfenson fue, en ese sentido, de gran importancia).Tales planes dependían sin embargo excesivamente de un financiamiento externo que no siempre llegó a materializarse. Frecuentemente, cuando el préstamo externo era factible lo que faltaba era la contraparte peruana. No hubo en ese aspecto proporción entre lo que se planeaba y lo posible.

La crítica principal que se les hacía a las empresas privadas existentes antes de crear ELP no era su ineficiencia empresarial. Se centraba como se ha mencionado sobre todo en el "descuido del servicio fuera de Lima", también en la "falta de planificación" (a pesar de los aportes de visionarios como Pablo Boner). Visto retrospectivamente, suponiendo que en efecto existía una excesiva falta de coordinación, etc., aparentemente hubiera sido más lógico constituir ELP en base a la empresa existente más importante (las EEAA), antes que conformar una empresa totalmente nueva. El precio inmediato de hacerlo fue la carencia inicial de personal técnico calificado para ejecutar los ambiciosos planes, y de capacidad gerencial para administrar la empresa. Ambos problemas recién pudieron comenzar a resolverse luego de varios años.

En lo que sí creció —y rápidamente— la empresa estatal, fue en personal: entre 1974 y 1984 pasó de tener 3,933 empleados (entre funcionarios, técnicos, etc.) a 7,688. Es decir un aumento de aprox. 95%. En ese mismo lapso la potencia

total destinada al servicio público aumentó sólo en un 65% . Este indicador de una eficiencia o productividad baja puede corroborarse con otros datos: si relacionamos la producción de energía con el número de trabajadores de la empresa se encuentra que en el caso peruano se registran alrededor de 1,000 kwh por trabajador, mientras que en otros países se producen 10 o más veces esta cantidad por trabajador.

Los problemas se presentan no sólo en términos de un rápido aumento de personal con una productividad decayendo o estancada. También hay problemas en cuanto a cómo se organizan en su interior las unidades que constituyen ELP. Entre la empresa matríz y las regionales son frecuentes las fricciones en razón del mayor poder de la empresa matríz y su intervención en los asuntos de las empresas regionales. En el organigrama de roles y funciones de ELECTROPERU matríz y las empresas regionales (ver Cap. 2.4), hay una zona en la cual las fronteras definiendo funciones no están claramente establecidas. Esta "tierra de nadie" es objeto de frecuentes y más o menos abiertas disputas.

Una regionalización efectiva del servicio público de electricidad es una opción que —por lo menos en teoría— haría posible un manejo más eficiente de los recursos , desconcentrando y agilizando la toma de decisiones. Una opción tal tendría que superar varios problemas:

— Las importantes diferencias en los costos de los servicios en distintas zonas. Por ejemplo, el norte y el oriente tienen un servicio basado casi exclusivamente en plantas térmicas, más costosas que las hidráulicas.

— La necesidad de optimizar el uso del agua, ya que cada empresa o región tiende a ver su aprovechamiento individualmente, sin perspectiva del conjunto del país.

— La excesiva concentración del personal más especializado en Lima (ELP matríz y Electro Lima).

— La necesidad de contar con equipos y procedimientos uniformes en las áreas de generación y transmisión.

Como se ha mencionado, el énfasis en la centralizacion tiene relación con la opción tecnológica escogida por ELP para generar y transmitir electricidad: la conformación de un sistema interconectado a nivel nacional. Teóricamente un

sistema tal ofrece algunas ventajas: pueden darse transferencias de potencia, asistiendo a zonas que requieran por alguna razón más energía; tales flujos pueden ser controlados y programados; se reducen las necesidades de reserva de carga; se logran frecuencias uniformes, etc. En la realidad del caso peruano existen sin embargo varios problemas:

— Se depende demasiado de un sólo centro de generación (Mantaro-Restitución), siendo prácticamente inexistente la asistencia mutua entre sistemas. Es más bien un aprovechamiento unidireccional del sistema, con un centro de generación que más que estar interconectado sólo sirve para transmitir energía a Lima y el Norte.

— Puede cuestionarse la idea misma de la interconexión cuando en realidad hay tan poco que transferirse entre un sistema y otro. En algunos casos las líneas resultan demasiado costosas en relación a lo poco que podría transmitirse.La interconexión con cargas pequeñas no parece una idea brillante desde el punto de vista económico. Más bien cabe preguntarse por qué no buscar reforzar los sistemas regionales aumentando su potencia de generación, antes que preocuparse sólo en la transferencia de potencias, generalmente hacia Lima.

Un problema adicional que se presenta con los sistemas interconectados es que son muy complejos y por ello su manejo requiere de personal muy calificado, el cual es escaso.

Finalmente, tienen una desventaja que es cada vez más evidente: son muy vulnerables a los atentados.

La implementación de los sistemas interconectados ha venido acompañado de la ejecución de grandes proyectos en base a crédito externo. Aparte de haber contribuido de manera significativa al grado de endeudamiento en que se halla el país, los costos de tales proyectos han resultado mucho mayores que lo previsto originalmente. Ello lo podemos comprobar en el Cuadro Nº 11.

En la misma fuente se menciona que, para las cuatro centrales mencionadas con los montos previstos a la fecha y con obras con un avance promedio del 80% (1985), se puede estimar un costo aproximado de 5,900 USD por kW instalado.

Cuadro Nº 11					
Costo de grandes centrales hidroeléctricas (millones de USD)					
Proyecto	Previsto en est. factib.	Previsto en est. factib.	Costo final aproximado	Potencia	Costo por Km. instal. (miles USD)
Restitución	51.1 (*)	148.8	438.7(**)	216	2,031
Carhuaquero	75.1	160.0	310.0	75	3,970
M. Picchu	88.5	151.6	234.0(***)	60	3,900
Charcani V	103.3	140.9	554.0	135	4,100

(*) No incluye intereses (30% del total).
(**) Incluye intereses y pago del principal.
(***) Se han descontado los costos de transmisión.

Fuente: Conferencia del Viceministro de Energía. Febrero de 1985. En "Energía y Desarrollo", Set. - Oct., 1985.

Compárese ello con los costos que según el Banco Mundial corresponden a este tipo de proyectos: USD 2,500 a 3,000 por kw instalado.

La ejecución de estos proyectos hace uso por lo general de contratistas. En la mayor parte de casos ello eleva notablemente los costos indirectos, gastos generales, "comisiones", etc., que se prestan a manejos dudosos, sobre todo cuando en las valorizaciones se establecen formulas de ajuste en moneda nacional y extranjera.

Los incrementos en los costos, sea resultado de una ingeniería deficiente, por cambios contínuos en la consultoría (Ej. el caso de Charcani V), o por excesivos costos indirectos (estudios, etc.), tienen efectos en cuanto a la continuidad de la obra. Como generalmente faltan recursos adicionales propios para seguir los trabajos, se busca más préstamo extranjero. La demora en lograr-

lo paraliza la obra, incrementándose más los gastos directos, inmovilizándose el capital y retardándose la recuperación de la inversión, pues la planta no entra en operaciones (2).

No se trata, sin embargo, solo de dificultades de orden financiero y administrativo, si bien estas pueden ser determinantes; asociados a los grandes proyectos hay también problemas en los aspectos de ingeniería: el financiamiento externo esta generalmente "atado" a un paquete tecnológico no siempre el más conveniente para el país. Como menciona Bustamante (op. cit.) esta importación de tecnología afecta negativamente el desarrollo de un know how nacional, acentuándose nuestra distancia—y dependencia—respecto a los países desarrollados. Igualmente limita o impide el desarrollo de una industria nacional cuando los contratistas y financiadores extranjeros exigen el uso de mano de obra, insumos, maquinaria, etc., de sus respectivos países.

(2) Jorge Bustamante: Desarrollo Eléctrico en el Perú. Mimeo. Lima 1980.

SEGUNDA PARTE

LA ELECTRIFICACION RURAL

CAPITULO 4

La evolución de la electrificación rural

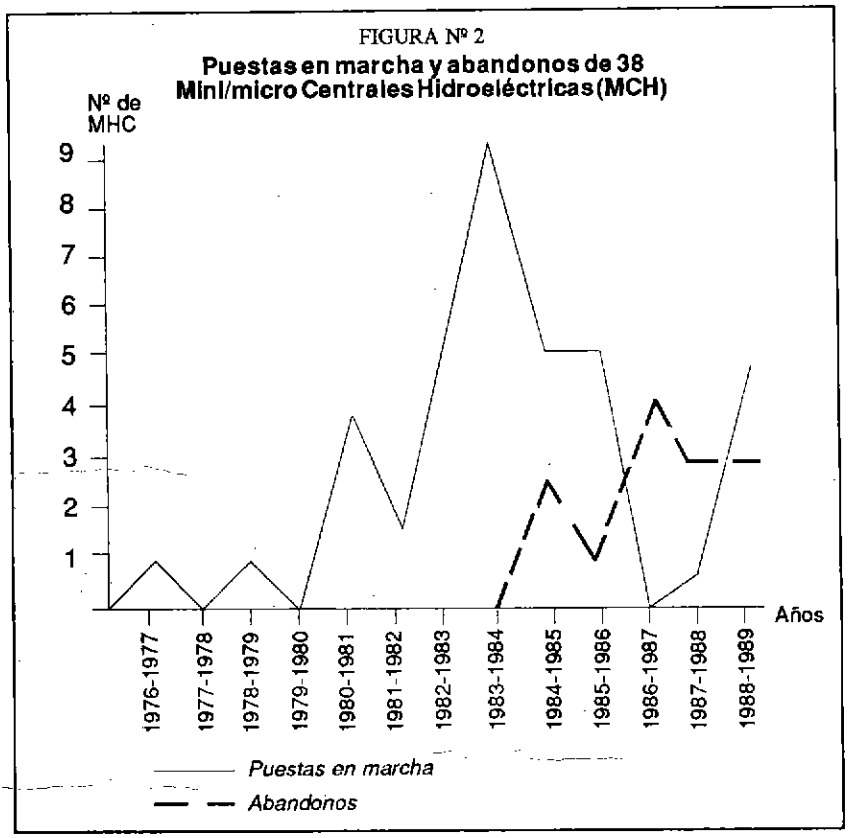
4.1 Los Precursores

Existen indicios de que ya desde comienzos del siglo se generaba en algunas zonas rurales energía eléctrica, empleándose para ello ruedas hidráulicas y los sistemas de engranaje necesarios. Las ruedas hidráulicas como tales ya venían siendo empleadas desde la llegada de los españoles, y florecieron durante toda la época colonial.

La aparición de pequeñas plantas hidroeléctricas posteriormente se debió al interés por parte de los hacendados más prósperos por llevar a cabo actividades tales como molienda, producción de aguardiente de caña (con trapiches), despulpado del café en zonas de la ceja de selva, carpinterías, etc., lo mismo que para la iluminación de la casa hacienda. Frecuentemente se trataba de migrantes europeos conocedores de la tecnología en sus países de origen.

Si bien su contribución en términos de aumentar el grado de electrificación a nivel del total de la población rural fue mínimo, el aporte de estos hacendados en tanto pioneros en el uso descentralizado y productivo de la hidroenergía en pequeña escala fue muy valioso, haciendo posible la difusión de una tecnología nueva en zonas en las que el estado no tenía presencia.

El mayor o menor desarrollo de estas pequeñas centrales hidráulicas era especialmente dependiente del costo de fuentes alternativas de energía (Ej. pe-



Fuente: Blum, W. El desarrollo de microcentrales en el Cusco. Mimeo. 1988.

tróleo), y también del grado de desarrollo regional (mercados, etc.). Estas fluctuaciones pueden apreciarse en un caso concreto (Cusco) en la Figura Nº 2.

La mayoría de estas pequeñas centrales se ubicaban en la zona de La Convención y Lares, dedicándose sobre todo al procesamiento agroindustrial de las materias primas locales (café, té, caña de azúcar, etc.), además de la iluminación de la casa hacienda.

Se aprecia que hay un auge en la instalación de plantas a partir de los años 50. Un fenómeno similar ocurre en Apurímac donde en esos años se introducen hasta 40 microcentrales. A diferencia de lo ocurrido en el Cusco (usos productivos de la energía, gestión autónoma), en Apurímac se trata de donaciones u obsequios sin mayor preocupación por el uso de la energía. Tal electrificación "desde arriba" generalmente partía de la iniciativa de "hijos ilustres" del pueblo, encumbrados en algún cargo político en la capital. Precisamente por el carácter de implantación más o menos artifical que tuvieron estas plantas y la ausencia de usos productivos, muchas de ellas funcionaron sólo un corto período.

A nivel nacional de un total de 570 unidades de generación eléctrica menores de 1000 kw sobre las que se obtuvo información hasta mediados de la década de los años 70, se encontraron las siguientes características respecto a su año de instalacion y su tipo de generación:

Año de instalación	Unidades hidro	Unid. térmicas	Total
Antes de 1960	73	51	124
Entre 1960-70	87	143	230
Entre 1970-75	17	127	144
Sin conoc.	24	48	72
TOTAL	201	369	570

Hasta antes de la década de los 60, como se ha dicho, el aislamiento de minas y haciendas y el deseo de algunas de ellas de contar con electricidad las llevó al empleo de microcentrales hidroeléctricas. La preferencia por esta opción antes que por las plantas térmicas se aprecia en las cifras del cuadro arriba mostrado.

A partir de 1960 se inician algunos procesos nuevos (y eclosionan otros que venían madurando desde antes), los cuales inciden en una disminución relativa del predominio de las microcentrales, en relación con las plantas térmicas. Con relación a los procesos de más largo plazo, lo más destacable es la creciente expansión del ámbito de las actividades mercantiles de orígen urbano, facilitada a su vez por la ampliación de la red vial. Anteriormente el grado de autarquía productiva de muchas unidades de producción en el campo las obligaba a contar

con fuentes generadoras de energía propias, para —entre otros fines— procesar en el sitio la producción local (ej. molinos). Depender del combustible de orígen urbano podía ser riesgoso (dadas las distancias a recorrer). Al ser accesibles muchos de los lugares anteriormente aislados, las mercancías de orígen urbano producidas en gran escala —y por tanto a un costo generalmente más bajo que el de pequeños productores— paulatinamente desplazaron a los bienes localmente producidos. Con ello, redujeron igualmente la necesidad de contar con generación propia.

Más recientemente, la(s)reforma(s) agraria(s) constituyeron un factor adicional uno de cuyos efectos fue el quitar incentivos a los hacendados para invertir en mejoras en su propiedad. Por el contrario, en algunos casos se llegó (luego de la reforma agraria de 1968) a la destrucción de maquinaria o al desmantelamiento y venta de las MCHs.

Sólo en aquellas haciendas luego convertidas en cooperativas en las que por el tipo de rigideces en la ubicación espacial del producto final (Ej. fábricas de tejidos, transformación local del té) no era posible abandonar la hidroenergía local, su empleo se mantuvo.

Durante el período 1960-70 como se ha dicho jugó un papel importante el énfasis dado por el gobierno de F. Belaúnde a la integración vial. La ampliación de la red vial hizo posible no sólo un mas fácil acceso del combustible necesario para las plantas térmicas, implicó asimismo que nuevas zonas pudieran hacer conocer en la capital sus reivindicaciones, entre ellas la electricidad. La respuesta a estas demandas era factible de realizarse mas rápidamente mediante centrales térmicas, lo cual permitía obtener también rápidamente dividendos políticos.

Durante la primera mitad de la década de los 70 aparece un nuevo factor: el relativamente bajo precio del combustible (que es subsidiado), que hace más atractiva la idea de los grupos electrógenos frente a las MCHs. Ello se nota claramente en la Figura Nº 2. Se sabe que los costos iniciales (de instalación) de una MCH pueden ser altos, frente a un costo operativo nulo en cuanto al empleo de combustibles; en cambio las centrales térmicas pueden ser compradas a un precio relativamente bajo, pero requieren de un consumo regular de combustible. Cuando tal combustible está disponible a bajo precio, su empleo puede

resultar más económico. Como veremos, algunas de estas razones fueron las que llevaron al estado a priorizar en este período esta alternativa.

A partir de la segunda mitad de los años 70 nuevamente empieza a cambiar la tendencia. Se registra (ver Fig. 2 para el caso del Cusco, pero también en el resto del país) un número creciente de instalaciones hidráulicas.Una de las razones principales de este hecho se encuentra en el fin del boom del petróleo barato, el precio del cual se va adaptando gradualmente a los precios del mercado mundial, que tienden a subir. Un factor complementario es el creciente costo de los fletes para el transporte de la producción hacia el campo, que encarece los precios y hace más atractiva la idea de la producción local, empleando centrales hidroeléctricas. Influye igualmente en esta tendencia el hecho de que la electricidad producida por las empresas regionales encargadas del suministro eléctrico no siempre es vendida a un precio lo suficientemente bajo como para descartar la opción de la pequeña planta descentralizada (este es el caso sobre todo de los usuarios mediano industriales).

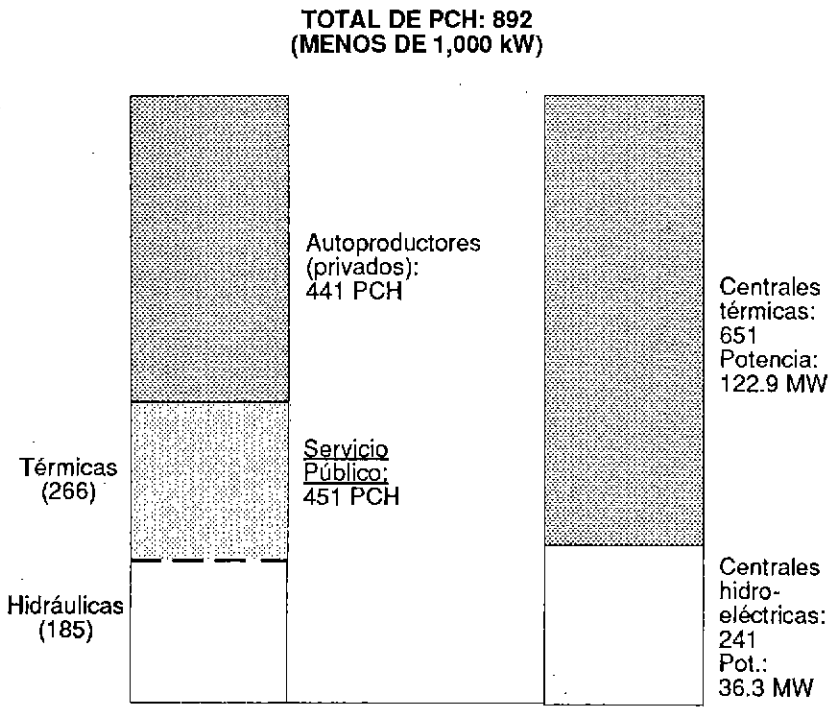
4.2 Los inicios del servicio público de electricidad en el área rural

Como se ha visto (Cap. 2.3), ya desde fines del siglo pasado comenzó a generarse y distribuirse energía eléctrica en el Perú. En un comienzo estuvo destinada a satisfacer la demanda de la capital, luego la de las capitales de los principales departamentos. La dotación de electricidad para las zonas rurales fue desde el inicio competencia exclusiva de autoproductores (haciendas,minas, etc.).

Aparte de algunas intervenciones más o menos aisladas en algunas provincias de la sierra (Apurímac, Huancayo), poco se conoce de la acción del estado en materia de electrificación rural durante la primera mitad del siglo. Recién en 1963 en base a un acuerdo con la Agencia Internacional de Desarrollo (AID) se dieron los primeros pasos para la ampliación del servicio público en el área rural, y en 1966-67 se hicieron los estudios para un proyecto piloto en el valle del Mantaro (Huancayo). El mismo concluyó en 1972 beneficiando a 63 comunidades (aprox. 12500 habitantes).

Aparte de este proyecto piloto (que paradójicamente no fue objeto —a pesar de su carácter "piloto"— de un estudio ex-ante y una evaluación consiguiente),

los otros esfuerzos del sector público por electrificar las zonas rurales quedaron restringidos a los más o menos azarosos proyectos con plantas térmicas, sin que formen parte de un plan definido o con algún criterio de priorización. Muchas de estas instalaciones fueron resultado principalmente de la intención de crear



clientelas políticas en zonas rurales (sobre todo capitales de distrito), o del interés de los "clubes de residentes" establecidos en Lima.

En 1976 existían en el país alrededor de 892 pequeñas centrales eléctricas con potencias de hasta 1,000 kw. La potencia total de todas estas plantas representaba apenas el 6% del total de la potencia instalada en el país. Más aún, su capacidad de generación de energía era menor: 3% del total nacional (indica-

dor del restringido uso efectivo de tales plantas). No se debe olvidar que la población servida por esa reducida potencia representaba el 40% de la población total.

En el gráfico anterior se puede apreciar la situación en lo referido a la participación del Estado en la generación eléctrica en base a pequeñas centrales (1976).

Durante este período (los años 70) se ensayan varios esquemas institucionales con el fin de llevar a la práctica la electrificación rural. Así, en 1976 se crea dentro de la estructura de ELECTROPERU una jefatura de Proyectos de Electrificación Rural, con el objetivo de desarrollar un Plan Nacional de Electrificación Rural. En 1978 se declara la electrificación rural como prioritaria y el Ministerio de Energía y Minas (MEM) define a las mini/micro centrales hidroeléctricas (entre 50 y 2000 kw)como la opción más conveniente para dar electricidad a las localidades rurales aisladas.

Entre 1979 y 1981 el mencionado Plan hace posible la ejecución de 10 plantas con sus respectivas líneas de transmisión y distribución sumando un total de 1005 kw instalados. Estas 10 MCHs empezaron a servir a 16 comunidades.

Entre 1981 y 1982 las divisiones que tenían que ver con electrificación rural (hasta 1981 existían hasta 6 instituciones públicas distintas) empezaron a ser reorganizadas para adecuarse a las intenciones gubernamentales de dar prioridad a la electrificación rural. Luego de la promulgación de la Ley General de Electricidad (1982) se constituye la Gerencia de Electrificación Provincial, Distrital y Rural con esa finalidad. Lo que continúa es historia reciente, a la que nos referiremos en lo que sigue.

CAPITULO 5

El Plan Nacional de expansión de la frontera eléctrica

5.1 Los Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE)

A partir de 1982 la Ley General de Electricidad dispuso que el desarrollo eléctrico nacional debía implementarse en base a la elaboración de un denominado Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica. Tal Plan tendría como objetivo "... racionalizar la aplicacion de los escasos recursos disponibles, para extender progresivamente a nivel nacional la prestación del servicio público de electricidad, asignándole mayor prioridad a la zona del trapecio andino..." ("La electrificación rural en el país" ELECTROPERU, 1988).

La acción estatal enmarcada en dicho Plan enfatiza la ejecución de los llamados Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE). Se define como PSE al conjunto de centros poblados geográficamente cercanos que tienen como fuente de energía un solo centro de generación y que están unidos eléctricamente por líneas de transmisión y subtransmisión.

En los planes de ELECTROPERU el impulso a los PSEs busca crear y desarrollar los mercados eléctricos en zonas apartadas de los grandes sistemas interconectados; en el futuro se espera que estos pequeños sistemas serán a su vez interconectados, conformando un Sistema Eléctrico Nacional.

Los PSE se han dividido en dos grupos:

—Pequeños Sistemas Integrables: son aquéllos factibles de integrarse en un

corto o mediano plazo a los sistemas interconectados existentes. En el Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica (1987-1991) se han considerado en total 87 proyectos de este tipo, incluyendo cada uno alrededor de 20 localidades.

— Pequeños Sistemas Aislados: aquéllos cuya implementación se proyecta en el corto plazo a la generación independiente, pero que en el futuro podrían integrarse a los grandes sistemas interconectados. Para 1987-91 se han considerado 97 proyectos, cada uno incluyendo en promedio 22 localidades.

Además de los Pequeños Sistemas, existe un grupo denominado de Localidades Aisladas, que incluye los proyectos en centros poblados aislados, alejados de las líneas. Para el mismo período que en los casos anteriores se han considerado 149 proyectos de este tipo.

La distribución regional de estos proyectos es como aparece en la página siguiente.

En términos de la inversión programada, ésta se concentra sobre todo en los PSE aislados; en el otro extremo con un monto muy pequeño de inversión previsto se ubican los proyectos para localidades aisladas. El mayor costo de los PSE aislados se explica principalmente porque involucran obras civiles y equipo electromecánico. El costo de los PSE integrables es en cambio relativamente menor dado que se trata solamente de subestaciones y líneas.

Se aprecia que hay una mayor presencia de PSE integrables en los departamentos de Ancash y Cusco. En ambos casos se trata de aprovechar la potencia instalada existente en esos departamentos; en el primer caso de la Central del Cañón del Pato, en el segundo de la Central de Macchu Pichu, ambas hidroeléctricas. Lo mismo en el caso de Lambayeque, con la proyectada Central Hidroeléctrica de Carhuaquero.

Ayacucho, Cajamarcay Lima són en cambio los principales departamentos en lo que a PSE aislados se refiere. En los dos primeros casos ello se explica por la distancia de los centros poblados de esos departamentos de las redes primarias y centros de generación existentes. Cajamarca tiene, además, un potencial hidroenergético muy alto, lo que facilita la identificación de pequeñas centrales hidroeléctricas factibles de ser instaladas. En los tres departamentos mencionados se concentran igualmente los proyectos de localidades aisladas, además de Piura

y Puno. Para este tipo de proyectos, en ningún caso se trata de aprovechamientos hidroenergéticos, sino de extensión de redes de transmisión y de plantas térmicas. En Ayacucho se trata casi en su totalidad de extensión de redes primarias, mientras en Cajamarca son centrales térmicas. Igualmente, en Lima se trata de redes, mientras que en Puno son exclusivamente centrales térmicas. En Piura se trata en su mayor parte de centrales térmicas.

Departamento	PSE Integrable	PSE Aislado	Local. Ais.	Total
Arequipa	2	6	3	11
Ancash	11	4	2	17
Ayacucho	—	10	17	27
Apurimac	1	7	1	9
Amazonas	—	6	7	13
Cajamarca	3	13	14	30
Cusco	10	3	7	20
Huancavelica	5	2	2	9
Huánuco	2	6	1	9
Ica	—	—	6	6
Junín	10	3	3	16
La Libertad	6	4	3	13
Lambayeque	9	1	2	12
Lima	2	13	16	31
Moquegua	—	3	2	5
Madre de Dios	—	—	5	5
Pasco	3	4	4	10
Piura	6	4	15	24
Puno	7	1	10	18
San Martín	4	7	1	12
Tacna	3	3	6	12
Tumbes	3	—	5	8
Ucayali	—	—	8	8
Total Proyectos	87	97	149(*)	333
Inversión Total Estimada (mill.USD)	119.0 (33%)	228.7 (63%)	17.3 (4%)	365 (100%)

(*) Hay que recalcar que en este caso se trata de localidades individuales; en el caso de los PSE cada uno de ellos comprende varias localidades (alrededor de 20).

Finalmente, es interesante notar que Ica, Madre de Dios y Ucayali no tienen ningún sistema (integrable o aislado), siendo el suministro exclusivamente para localidades aisladas a partir sobre todo de centrales térmicas.

5.2 La viabilidad de los proyectos de Electroperú

Para 1991 ELP se plantea las siguientes metas:

— En el área rural (tal como la define ELP: toda la población del país menos Lima, Arequipa, Trujillo, Ica, Cusco, Chiclayo, Iquitos, Huancayo, Piura y Chimbote) la población que dispone de energía eléctrica pasará de 2'090,527 en 1987, a 3'392,312 en 1991;

— El grado de electrificación rural por consiguiente aumentará de 17.6% a 26.4% en el mismo período;

— La potencia en el área rural se incrementara de 248 MW en 1987 a 316 MW en 1991;

— El Nº de capitales distritales con acceso al servicio pasará de 722 a 1,212.

Para cumplir tales metas, se asume que ELP logrará realizar lo siguiente:

1. Ejecutar 190 PSE:ello implica la construcción de 101 pequeñas centrales eléctricas (sistemas aislados) y la integración de 89 PSE al sistema interconectado.
2. Culminar 149 proyectos de localidades aisladas.
3. Invertir 366 millones de USD de fuentes internas y externas, durante el período 87-91.

La pregunta obvia es: ¿Es posible que ELP pueda cumplir con tales metas?

Para evaluar esta posibilidad un indicador útil puede ser partir de un análisis de los logros que —en el pasado— ha tenido ELP en sus programas. Si para períodos anteriores el "récord" de ejecución de sus obras muestra que efectivamente las metas programadas se cumplieron, ello puede reforzar la credibilidad de que para el período 87-91 se pueda lograr lo programado, tal como se detalla líneas arriba.

Realizaremos esta evaluación en términos de 1. Usuarios 2. Financiamiento, y 3. Obras ejecutadas.

Usuarios. Disponemos de información para dos períodos: 1983-85, y 1985-88.

Entre 1983 y 1985 se planeó y se ejecutó lo siguiente, en lo que se refiere a incorporación de nuevos usuarios:

	AñoBase (1983)	Planeado (1985)	Ejecutado (1985)	Diferencia
Grado elec.(%)	16.2	17.8	16.0	-1.8
Abonados(no.)	330728	376033	337540	-38493

En otras palabras, el crecimiento poblacional fue superior al incremento en el Nº de abonados, lo que se tradujo no sólo en el incumplimiento de las metas planeadas, sino inclusive en una disminución en el grado de electrificación. No se avanzó, más bien se retrocedió.

Entre agosto de 1985 y marzo de 1988 el grado de electrificación planeado y el realmente conseguido fueron los siguientes:

	1985 (año base)	1988 (planeado)	1988 (ejecutado)	Diferencia
Grado de electrific.	16.0	21.2	17.6	-3.6
Abonados	337,540	471,000	380,000	-91,000

Fuente: ELECTROPERU: Planes de Expansión de la Frontera Eléctrica

Es decir, tampoco se alcanzaron las metas propuestas.

Si entre 1983 y 1988 el grado de electrificación pasó efectivamente de 16.2 a 17.6% (frente a una meta de 21.2 planeada), hay fuertes razones para dudar de la posibilidad de alcanzar un coeficiente de 26.6% en 1991, desde el 17.6 actual. El coeficiente de electrificación tendría que incrementarse en promedio 3

unidades porcentuales cada año, frente a una performance pasada de 0.28 unidades por año. Lograr la meta prevista es por ello altamente improbable.

En lo que se refiere al financiamiento, se tiene que entre 1985 y 1988 se invirtieron en total en proyectos de electrificación rural 94 millones de dólares. Para 1987-91 se han programado 366 millones. Una inversión tal supondría desembolsar una cantidad aproximada de 73 millones cada año, durante 5 años. Tal como en el caso del grado de electrificación, ésta también parece ser una sobreestimación de la capacidad real para lograr las metas previstas. La performance del período anterior muestra un desembolso promedio anual de menos de la mitad (31 millones de dólares). Aumentar significativamente esta suma parece poco probable; más aún, en un contexto financiero mucho más restrictivo que el de años anteriores.

La composición de las fuentes de financiamiento para la electrificación rural en el período 1985-86 y la prevista para el período 1987-91, es la siguiente:

Fuentes	1985-86 (%)	1987-91 (Plan) (%)
1. Recursos propios	52 (a)	63 (b)
2. Endeudamiento	25 (c)	17 (d)
3. Aportes de terceros (los beneficiarios)	17	18
4. Otros (donaciones,etc.)	6	2
Total	100.0	100.0
(Base:total ingresos previstos)	(104 mill.USD)	(366 mill.USD)

(a) De los cuales, provenientes del D.L. 163: 81%.
(b) De los cuales, provenientes del D.L. 163: 77%.
(c) Del cual, externo: 68%.
(d) Del cual, externo: 91%.

Fuente: Electroperú: La Electrificación Rural en el País. Doc. presentado al Seminario Hidroenergía y Desarrollo Rural. Cusco 1988.

Los cambios más notables entre un período y el otro son el aumento de la inversión proveniente de los recursos propios en base a lo recaudado por el D.L. 163, y la disminución de la contribución externa.

En el caso del D.L. 163, es un dispositivo queestablece un impuesto del 25% a los consumos de energía superiores a los 160 KWh al mes, siendo el 50% de lo captado destinado a la electrificación rural. Al respecto AID estima que entre 1987 y 1989 este dispositivo permitiría obtener solamente 26 millones de dólares, cifra que aunque cubre sólo dos de los cuatro años planeados, está bastante alejada de los 177 millones que ELECTROPERU planea obtener para el período 87-91. (3)

En lo que se refiere a la disminución de la participacion externa, la razón de ésta (según el mismo informe del AID) radica en la incapacidad para obtener préstamos debido a la limitada disponibilidad financiera de la contraparte local (ELECTROPERU). La disponibilidad de capital local es aún menos factible a partir de 1988, debido a la recesión general de la economía.

En consecuencia, tanto en lo relativo a la captación de recursos propios (D.L. 163), como externos, hay razones para dudar se alcancen las metas planteadas en el Plan de Expansión en lo que a financiamiento se refiere. El D.L. 163 —según los estimados del AID— haría posible un ingreso promedio de 13 millones anuales para los dos primeros años (87-89). Para alcanzar lo programado hasta 1991 se requerirían por consiguiente más de 75 millones cada año, durante los siguientes dos años. Parece altamente improbable que para estos dos últimos años se pueda prácticamente sextuplicar el ingreso proveniente de esta fuente, y por ello difícilmente se alcanzará la meta propuesta como ingresos.

Analizaremos enseguida lo que se refiere a las metas físicas, a partir de una evaluación de lo planeado y lo ejecutado en cuanto a obras.

Como mencionamos, para el período 1987-91 se ha planificado la construcción de 101 pequeñas centrales hidroeléctricas (conformando igual número de

(3) AID "Desing of a New Program of External Financing for the Development of SHP Plants. 1986.

"Pequeños Sistemas Aislados"), la integración de 89 pequeños sistemas, además de la implementación de 149 proyectos en localidades aisladas.

¿Cuán factible es ello, tomando en consideración los recursos y la performance de ELP al respecto?

En primer lugar, se ha visto que los recursos financieros previstos serán difíciles de obtenerse. Ello es suficiente para sostener que es poco probable que las obras planeadas pasen a ser efectivamente implementadas. Por otro lado, para períodos anteriores, como veremos, tampoco se avanzó de acuerdo a lo planeado:

De 1980 a 1986 un total de 36 pequeñas centrales hidroeléctricas (potencia máxima 1000 kw) han sido puestas en operación. Ello incluye 12 microcentrales (capacidad instalada menor a 100 kw). En este período la capacidad instalada en el área rural se ha incrementado en aprox. 30 MW (es decir a un ritmo de 5 MW cada año), llegando a tener un total de 242 MW en 1986.

En un lapso de 6 años, entonces, se tiene que se construyeron en promedio 6 mini/micro centrales por año. Para 1992 están proyectadas un total de 61 centrales. Ello supondría que tendrían que ponerse en operación un promedio de 10 mini/microcentrales cada año. Frente a la performance anterior de 6 centrales anuales de promedio, es difícil de concebir que pueda lograrse tal meta. Más aún hay que repetir, en las difíciles condiciones financieras actuales (ver más arriba).

¿Por qué razones ELP no ha podido avanzar mas sostenidamente en la instalación de microcentrales?

Según la AID (1986)"... los proyectos finalmente no fueron implementados por falta de recursos (financieros), falta de diseños finales para las obras civiles y eléctricas, teniendo que suspenderse los proyectos por varios años..."

No es, sin embargo, un problema solo de recursos financieros. Como lo menciona el mismo informe:

"...la implementación (de los proyectos) se lleva a cabo muy lentamente debido a un proceso burocrático complicado que hace necesaria una toma de decisiones a todo nivel, desde la alta gerencia hasta las oficinas regionales... Tal proceso toma mucho tiempo, con los consiguientes retrasos..."

"... la información para el manejo de los proyectos se distribuye poco o mal,

el proceso de licitaciones es largo y engorroso, los estudios muy extensos. Todo ello repercute igualmente en los costos. En el caso de los proyectos con Reino Unido y AID, estos factores contribuyeron a una sub utilización de los fondos ya disponibles...".

En síntesis, a partir de esta somera evaluación de lo planeado por el Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica en lo referido a grado de electrificación, financiamientoy obras, se desprende claramente una conclusión principal: hay pocas probabilidades de que el Plan se lleve a la práctica. Los planes individuales de cada uno de los PSE pueden estar efectivamente técnicamente fundamentados, sin embargo, los problemas para su ejecución no son principalmente de orden técnico, son mas bien por un lado la escasez de fondos, por otro factores de orden institucional (centralismo, lentitud, exceso de trámites), los que dificultan el logro de los objetivos. Estos factores institucionales son los que a su vez inciden en el aspecto económico, entre otras razones, porque en un contexto de fuerte inflación cualquier retraso aumenta notablemente el costo de la obra final.

Respecto al problema económico, que como se ha visto es fundamental, éste tiene dos perspectivas para ser analizado: desde el punto de vista del manejo de los proyectos ya ejecutados (tarifas, recuperación de la inversión), y desde el punto de vista de la selección y priorización de los proyectos (es decir, antes de la ejecución): si hay escasez de recursos, es lógico tratar de usarlos lo más eficientemente posible.

Nos referiremos primero al aspecto de los costos y beneficios de los proyectos como tales (Cap. 6), y luego al asunto de la priorización entre varios proyectos (Cap. 8).

CAPITULO 6

Costos y beneficios de los proyectos de electrificación rural

6.1 El costo de las instalaciones del servicio público de electricidad

ELECTROPERU no tiene en ningún documento publicado al que se tenga acceso la relación final de los costos de sus instalaciones mini/micro hidroeléctricas. Como se ha mencionado, la información contable se trate de proyectos ya completos, en construcción, listos para licitación o bajo estudio, es especialmente deficiente. En realidad ocurre que rara vez se sabe con precisión cuál fue el costo de una central una vez concluidas las obras. En un contexto inflacionario y de frecuentes devaluaciones, hacer un seguimiento de los costos es particular-

Cuadro Nº 12

Potencia y costos de 5 Mini centrales hidroeléctricas

Central	Potencia (kw)	Costo Total ($)	Costo x Kw ($)
1. Incuyo (GTZ,Ayacucho)	326	1'125,606	2699
2. Chongos Alto(AID Junín)	900	1'558,800	1732
3. Cajabamba(AIDCajamarca)	520	1'049,880	2019
4. Cutervo (AID Cajamarca)	800	2'433,600	3042
5. Pucará(AID Cajamarca)	400	970,800	2427
Promedio			2383

Fuente: GTZ y AID: Informes de evaluaciones.

mente difícil. Por ello los costos estimados muy raras veces coinciden con los finales, en un proceso de ejecución del proyecto que puede tomar varios años.

Ha sido posible, sin embargo, obtener costos finales de 5 instalaciones, los que figuran en el Cuadro Nº 12. Son minicentrales ejecutadas bajo convenios con la AID norteamericana y la GTZ alemana.

Todos estos cálculos están referidos a "Pequeños Sistemas Aislados" concluidos, cuyos costos ya ha sido por consiguiente posible determinar. Tal información no se ha desagregado lo suficiente como para poder establecer el aporte del abonado y el aporte de ELP.Un cálculo de este tipo puede hacerse sólo a nivel de los costos estimados de los proyectos de PSE priorizados por ELP. Dichos estimados arrojan las cifras, que figuran en el Cuadro Nº 13.

Cuadro Nº 13

Promedio de estimados de costos, potencia e inversión de 7 PSE aislados (*) proyectados por ELP

Promedios:	
Costo por kw instalado	$ 3,355
Costo asumido por abonado (1)	$ 255
Costo asumido por ELP x abonado (2)	$ 1,209
No. localidades x PSE	16
Potencia x PSE	833 kw
Inversión x PSE	$ 3'047,514
Abonados x PSE	2,522

Fuente: ELP Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica 1988.
(1) Sobre la base del número de abonados previsto al fin del plan (alrededor del año 2000). Se ha estimado dividiendo el costo de la red secundaria entre el número de abonados.
(2) Incluye: costo de estudios(de generación, líneas de transmisión, subestaciones y redes de distribución); obras civiles; equipo electromecánico; subestaciones y líneas de transmisión, entre el número de abonados.
(*) Se han considerado al azar los siguientes Pequeños Sistemas Aislados: Rodríguez de Mendoza (Amazonas); Chalhuanca (Apurímac);San Francisco (Ayacucho); La Union (Huánuco);Incahuasi (Lambayeque); Cajatambo (Lima); Yauyos (Lima).

Otra es la situación en lo que se refiere a los proyectos "integrables", es decir aquéllos que no involucran actividades de generación ni de obras civiles consiguientes, sino solamente subestaciones, líneas y redes de distribución y transmisión, desde el punto en que se alimenta al PSE. Para este tipo de proyectos falta la importante información de cuánto cuesta llevar la línea primaria al punto de alimentacion del "Pequeño Sistema".

Para estos proyectos y en base a los estimados de ELP se han determinado los siguientes promedios (Muestra: 6 minicentrales):

Cuadro Nº 13 a	
Costos estimados de PSE integrables	
Costo total x PSE	$ 1'008,250
Costo asumido x abonado	$ 218
Costo asumido por ELP x abonado	$ 538
Localidades por PSE	20
Abonados por PSE	2,019

Fuente: Idem.

Tenemos finalmente lo referido a los proyectos de localidades aisladas. En este caso la informacion se presenta de manera global, sin especificar potencia ni número de abonados por proyecto. Se tienen programados 149 proyectos (entre 1987 y 1991), con un costo promedio de 116,475 USD por proyecto. Estos proyectos son principalmente de redes primarias y de grupos térmicos. Su importancia en términos del Plan de Expansión es muy reducida pues el total de la inversión programada para este tipo de electrificación representa apenas el 5% del total de la inversión prevista en el período mencionado.

6.2 El costo de Mini/Micro Centrales no Públicas

Aún cuando por lo general es más factible determinar los costos finales de los proyectos ejecutados por organizaciones o individuos sin conexión con el Estado, también para éstos se presentan los problemas de actualización de los costos, en un contexto inflacionario y de frecuentes devaluaciones.

Se ha podido obtener información sobre los costos de las microcentrales siguientes:

Cuadro Nº 13 b		
Costos finales de microcentrales no estatales		
MCH	**Potencia**	**Costo x Kw**
MCH El Palomar (Junín)	13 Kw	$ 1,300
MCH Pisha (Ancash)	5 kw	$ 2,000
MCH Nueva Esperanza (Cajamarca)	5 kw	$ 2,000
MCH Monte Salvado (Cusco)	60 kw	$ 1,300 (*)
MCH Congas (Ancash)	50 kw	$ 1,860
Promedio		$ 1,692

Fuentes: El Palomar, Pisha y Nueva Esperanza: documentos internos, no publicados. Monte Salvado y Congas: Estudios de caso, Seminario Hidroenergía y Desarrollo Rural. Cusco 1988.
(*)No incluye costos de estudios e ingeniería.

Por su parte el Programa de Microcentrales Hidroeléctricas en el Cusco (PROMIDHEC) tiene costos estimados de entre 1600 y 1800 USD/kw. No ha sido posible comprobar tales estimados en sus proyectos concluidos.

De esta breve relación de costos de distintos tipos de proyectos de electrificación rural pueden extraerse algunas conclusiones:

1. El costo por Kw instalado de las minicentrales de los PSE aislados flúctua entre $ 2383/kw y 3355/kw, siendo la primera cifra obtenida luego de concluidos los proyectos, y la segunda en base a estimados de ELP. Aparentemente, los proyectos enmarcados en convenios con otros países resultan ser relativamente menos costosos que aquellos que ELP piensa ejecutar sóla. Por otro lado, si tenemos en cuenta que generalmente los estimados tienden a dar valores inferiores a los reales, posiblemente los costos del Kw generado en los proyectos de ELP resulten superiores a la cifra mencionada.

2. Si comparamos el valor más bajo de los arriba mencionados ($ 2383/kw)

con el costo promedio del Kw delas instalaciones aisladas ejecutadas por organismos/individuos no estatales ($ 1,690/kw), hay una diferencia importante. Ello aún considerando que en el caso de las instalaciones privadas se tiende a obviar o subestimar el costo de estudios, asesoría, etc. Algunas de las razones del mayor costo de las MCH de ELECTROPERU ya han sido mencionados (ver 5.2).

3. En los proyectos de ELP en los pequeños sistemas aislados el costo que en promedio asume cada abonado es de aprox. 250 USD , cantidad muy cercana al promedio del ingreso per cápita anual en las zonas rurales (estimado entre 250-300 USD). Es decir, casi equivale al ingreso total de una persona en un año. Si el gasto se distribuye entre los miembros de una familia (pues la dotación de electricidad es a los hogares), la cantidad obviamente se reduce. En cualquier caso, es una cantidad significativa que por ello requiere para su pago de mecanismos de financiamiento que distribuyan la carga a lo largo de varios años.

4. La cantidad estimada que en promedio asume ELP por la instalacion de cada abonado ($ 1,209) en los pequeños sistemas aislados da cuenta por otro lado del costo que la generación y distribución en los pequeños sistemas aislados representa para el organismo estatal. Es un indicador de la magnitud de la transferencia de recursos financieros (subsidio) hacia el sector rural.

5. En el caso de los PSE "integrables" los costos que deben asumir tanto los pobladores como ELP son aparentemente menores. Ello es así pues no se consideran en los cálculos los costos de generación. Por esta razón no es posible comparar con precisión los costos de las centrales aisladas o de los pequeños sistemas no integrables con los de los sistemas "integrables", que involucran la extensión de las líneas desde un sistema interconectado. Se necesitaría informacion no solo del costo de las líneas de transmisión, sino también del costo de generación de la energía que será consumida. Este costo a su vez depende del nivel de utilización de la capacidad disponible .

6.3 Los beneficios (económicos) de los proyectos de electrificación rural

Se ha visto que —aparte de los costos de operacion y mantenimiento— para ELP el costo que tiene la incorporación de un nuevo usuario rural en los PSE aislados es alto: alrededor de 1,200 dólares. Tal es la magnitud del subsidio. En

un análisis convencional costo-beneficio, si éste es el costo, teóricamente el beneficio debía de estar constituído por:

a) Los ingresos por la venta de energía (tarifas).
b) El valor total de los recursos desplazados (sustituídos) de su empleo como fuente de energía, y que podrían ser empleados en otros sectores de la economía.
c)El denominado "excedente del consumidor".

Veamos con más detalle cada uno de estos aspectos.

a) Las tarifas eléctricas

¿Cuál es el costo real de generación (por kwh) de los proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas? Si tenemos este costo, y lo comparamos con lo que efectivamente paga el poblador rural, tendremos una aproximación a lo que gana o pierde ELP por este concepto en sus minicentrales.

Se tienen los costos siguientes por kwh generado (AID 1986) (en centavos de dólar).

MCH Cajabamba	c/ 5.9
MCH Namora	c/ 5.9
MCH San Marcos	c/ 8.1
MCH Chongos Altos	c/ 5.0
Promedio	c/ 6.2

Este costo de generación parte, sin embargo, de un supuesto bastante discutible: un factor de carga (aprovechamiento efectivo de la energía disponible) del 60% de la capacidad instalada. Es discutible porque se tiene que a nivel nacional el factor de carga para centrales menores de 10 MW es en promedio de apenas 15% (Bustamante, op. cit.). Por consiguiente, en los proyectos arriba mencionados el costo del kwh debe ser en realidad cercano o superior a c/ 20..

¿Cuánto paga el poblador rural?

En 1986 el usuario pagó en promedio (a nivel nacional) solamente c/ 3.3 (4). Dado que este promedio incluye grandes consumidores que pagan una tarifa más alta que el poblador rural, es bastante posible que la tarifa en las zonas rurales esté por debajo de este promedio.

Se tiene por tanto que mientras que el costo real de un kwh generado en el area rural es de aprox. c/ 20, el pago que realiza el usuario es apenas superior a c/ 3. Hay una evidente diferencia que tiene que ser cubierta de algún modo. Aquí interviene el denominado Fondo de Compensación de Generación, mecanismo creado por la Ley General de Electricidad, que permite compensar los mayores costos de los sistemas aislados (incluyendo los de generación térmica) a través de transferencias de recursos financieros de las empresas mayores, con economías de escala. Esta política de regulación tarifaria obedece al directo manejo por parte del estado de los grandes proyectos hidroenergéticos (caso del sistema del Mantaro), cuyos beneficios económicos son distribuídos entre las diferentes regiones (5). Así es como pueden entenderse las cifras del Cuadro Nº 14.

En ese cuadro se aprecia claramente el enorme déficit resultado de las operaciones de las pequeñas plantas térmicas e hidráulicas. Componente principal en este déficit (que no se aprecia en el cuadro, pues no desagrega las cifras entre ambos tipos de plantas) es el costo del combustible de las plantas térmicas.

A pesar de los distintos mecanismos creados para disminuir en algo los déficits de ELECTROPERU (por Ej. el Fondo de Compensación mencionado),

(4) En 1981 el promedio de tarifas por Kwh (en centavos de dólar) era de c/23 en Argentina, 11.6 en Paraguay, 10.9 en Uruguay y 7.8 en Brasil.

(5) En 1986, de un total de 1660 millones de intis de aporte al Fondo de Compensación, ELECTROLIMA contribuyó con 1398 millones, o sea el 84%. Ello porque ELECTROLIMA, que atiende a los usuarios de Lima y el Callao, obtiene de éstos los ingresos más altos. Existen indicios para afirmar que esta transferencia de ELECTROLIMA no se emplea del modo más eficiente: muchas de las empresas subsidiadas invierten en "gastos de personal" porcentajes que llegan hasta el 45% del gasto total y aún más. (Comisión de Tarifas Eléctricas. Memorias 1986).

Cuadro Nº 14		
Estado de ganancias y pérdidas comparativo: grandes sistemas vs. pequeñas centrales térmicas e hidráulicas. Al 31.12.83 (EN MILES DE INTIS)		
	Grandes Sistemas	Pequeñas CH y térmicas
Total Ingresos	154,201	32,871
Total costo del servicio	100,455	111,748
Resultado de la explotación.....	53,746	—78,877
Otros ingresos o egresos.....	—43,471	—11,545
Utilidad(o pérdida)	9,003	—90,422

Fuente: ELP Memorias (varios años).

el resultado final del ejercicio sigue siendo negativo. En 1986 la situación fue la siguiente:

	Ventas netas e ingresos de operaciones	Utilidad (pérdida) neta
	(millones de USD)	
ELECTROPERU	948	— 579
ELECTROLIMA	2,835	— 52

ELECTROPERU fue en ese año la empresa con la peor relación utilidad/ ventas, y la tercera en términos del valor absoluto de pérdidas en el ejercicio (luego de PETROPERU y CENTROMIN PERU).

Si las tarifas se reajustaran para obtener el 12% de tasa de retorno a la inversión (como lo establece la Ley General de Electricidad), el costo del Kwh

debía subir de los actuales 3 centavos de dólar a por lo menos 15 centavos. Un salto tal obviamente no es factible de realizar en poblaciones de tan bajos ingresos como las alto andinas. Esto significa que por concepto de tarifas los ingresos sean muy marginales al costo del servicio, y se hagan necesarios esquemas de subsidios como el arriba mencionado.

Es importante destacar un aspecto que fue mencionado anteriormente: si existe tal distancia entre el costo del kwh generado y los ingresos de ELP, cabe preguntarse por qué tiene tan alto costo el kwh generado. La respuesta se conoce: el factor de carga (el aprovechamiento efectivo de la energía disponible) es muy bajo. Es bajo porque el empleo productivo de la electricidad es mínimo, debido —entre otras razones— a que la dotación de electricidad se concibe sólo como un "servicio", como la "instalación de luz", antes que como un insumo productivo. Allí radica gran parte del problema; retomaremos este aspecto más adelante (Cap. 6).

b) Los beneficios por sustitución de insumos energéticos

Otro componente del rubro "beneficios" estaría conformado por el valor total de los recursos desplazados de su empleo como fuentes de energía (y sustituídos por la electricidad)y que podrían contribuir en otros sectores de la economía. En este caso, se están evaluando los beneficios desde el punto de vista de la economía en su conjunto, ya no sólo desde la óptica de la empresa pública.

Para una evaluación tal hay que estimar el valor de los recursos reemplazados por la electricidad: kerosene, gasolina, pilas, velas, biomasa. Estos recursos (en el caso del kerosene y la gasolina, por ej.) podrían ser empleados en otras actividades u otros sectores de la economía, o exportados (antes de su transformación). En el caso de la leña se asume que la sociedad la valora a su precio de mercado afectado por el costo de la mano de obra no calificada que se dedica a su recolección. Para las pilas se asume su reasignación dentro de la economía a los mismos precios.

Falta sustentar empíricamente el tipo y el volumen de estas sustituciones. Algunos estudios (6) encontraron gastos mensuales de alrededor de 5 USD por

(6) Carrasco A., Pakkala T., "Electrificación en el Valle Sagrado". Cusco. Helsinki, 1986.

familia en el rubro energía. Hay que considerar, sin embargo que, por un lado, el precio del kerosene esta subsidiado (su costo real es más alto), y por otro, que sólo parte de este gasto en energía podría ser sustituido por la electricidad.

En el caso de la cocción de alimentos, por ejemplo, difícilmente puede pensarse en la total sustitución del kerosene o la leña por electricidad; al menos en el corto o mediano plazo.

En resumen, es posible que efectivamente la dotación de electricidad (en particular, la de origen hidráulico) implique la sustitución de algunas fuentes de energía. La información precisa acerca del monto ahorrado, sin embargo,no existe; debe ser obtenida en base a estudios de casos en los cuales se hayan dado o se esten dando procesos de sustitución de fuentes de energía por electricidad.

c) El "excedente del consumidor"

En el caso del denominado "excedente del consumidor" ocurre igualmente que falta información que fundamente cuantitativamente la importancia de este criterio en la evaluación de los beneficios. Teóricamente, proyectos tales como los de centrales hidroeléctricas tienen repercusión significativa sobre la cantidad de energía disponible en una región determinada, lo que implica que el precio de la energía "con el proyecto" puede ser sustancialmente diferente "sin el proyecto". La medida relevante de los beneficios generados por el proyecto deberá reflejar, aparte de los ingresos por la venta de energía, el beneficio de la región por un mayor consumo energético a un menor precio, lo cual constituye el excedente del consumidor.

Como en el caso anterior, faltan estudios concretos que permitan determinar con precisión este beneficio.

CAPITULO 7

La organización de la población para la demanda de electricidad y el rol de ELECTROPERU

Hasta el momento el eje de nuestro análisis ha sido la acción del Estado. Es obvio, sin embargo, que también la población misma se organiza y presiona por el servicio. Tal organización tiene distintas modalidades y presenta un mayor o menor grado de articulación con los planes de electrificación estatales.

Se pueden diferenciar dos tipos principales de poblaciones que por su ubicación ecológica enfrentan de modo distinto el problema de la electrificación: aquéllas asentadas en los pisos del valle y/o cerca de centros urbanos, generalmente bien conectadas con otras poblaciones, y aquellas poblaciones en las partes altas, relativamente aisladas. Las poblaciones de las partes bajas tienen un contacto más frecuente con otros centros ya electrificados, y a partir de ello ven como más posible contar ellos mismos con el servicio. Más aún cuando —como ocurre con frecuencia— las redes de los sistemas eléctricos pasan por su territorio. Las poblaciones de las partes altas por su parte no desconocen la electricidad y sus usos, pero no están tan familiarizados con ella, y ven como menos factible su instalación. Aparte de ello, generalmente la configuración del centro poblado también influye: más concentrada y cercana a las vías en el primer caso, dispersa y en zonas de difícil acceso en el segundo.

Estas distintas situaciones repercuten también en el tipo de acciones seguidas por la población cuando desean su electrificación: si la inician y la llevan a cabo en base a conversaciones con ELP, o la inician y ejecutan por cuenta propia. Veremos brevemente cada una de estas formas.

7.1 Electrificación a partir de iniciativas de ELECTROPERU

Es del interés de la empresa pública que, cuando conforma un PSE, se incluya en el mismo la mayor cantidad posible de localidades y usuarios. A mayor número de conexiones, mayor consumo efectivo de energía y —teóricamente al menos— menor costo por kwh generado. El proceso se inicia por el convencimiento de la población de la necesidad e importancia de que se inscriban para la electrificación; luego de ello, la secuencia es aproximadamente la siguiente:

— Se constituye —con asesoría de ELP— el Comité pro-electrificación;

— ELP designa un promotor para que coordine, explique, asesore, etc. a los pobladores con el fin de que reúnan los documentos necesarios para el financiamiento de su electrificación, en particular para el pago de las redes de baja tensión; ELP por su parte hace el estudio de la alta tensión, directamente o nombrando un consultor;

— Se firma el Convenio población-ELP para levantar el proyecto de la red secundaria (baja tensión), que será ejecutado por firmas contratistas privadas o directamente por ELP;

— Se aprueba (o no) el mencionado proyecto;

— Aprobado el proyecto, se buscan mecanismos de financiamiento; se recurre principalmente a la Oficina de Proyectos de Electrificación de ELP que canaliza el financiamiento a través del Banco de la Vivienda. Otras fuentes posibles: Corporaciones de Desarrollo, Oficinas Regionales de Electricidad; ello adicionalmente al aporte directo del poblador en dinero;

— El Banco aprueba (o no) el financiamiento propuesto, en base a la información técnico-económica recogida por el promotor de ELP;

— Aprobado el financiamiemto, se convoca a Licitación Pública para seleccionar al contratista ejecutor de la obra;

— Se inician las obras.

Idealmente este proceso debía durar —según ELP— entre 8 y 10 meses. En la práctica, puede durar años. Hay varios momentos en la secuencia anteriormente mencionada en los que suelen presentarse "cuellos de botella":

— Dificultades para incorporar a todos o la mayoría de pobladores en el proyecto planteado por ELP; lo más frecuente es que se inscriban primero

algunos, luego —conforme avanza la obra— se inscriban otros, y más adelante aún quiera inscribirse el resto (cuando ven la obra concluída);

— En parte debido a lo anterior, hay retraso en la recolección de la documentación de cada localidad (a cargo del promotor de ELP) y en la definición misma de las localidades a ser incluídas en el estudio de redes de alta y baja tensión;

— Problema frecuente: cambios en la consultoría de ELP para las redes de alta tensión;

— Aprobado el proyecto de red secundaria (es decir, superados los problemas anteriores, lo que puede tomar muchos meses), se presenta el problema principal: hacer el desembolso inicial para el financiamiento, vía el Banco de la Vivienda. Tal desembolso representa entre el 10 y el 20% del costo total de la obra (en los PSE aislados), y —como vimos— en promedio equivale a cerca del ingreso anual total de una familia campesina en un año.

— Por lo general el Banco exige el envío del 80% de los contratos individuales de cada localidad, y el pago de la cuota inicial. Si el Banco no hace el préstamo no puede comenzar la obra.

La creación de Comités de Electrificación con el apoyo de ELP es una de las más frecuentes formas institucionales que asume la gestión pro-electrificación. Tal forma se asocia generalmente con la instalación mediante la red interconectada, pues involucra poblaciones situadas en las proximidades del recorrido de las líneas. El problema es para las localidades que no estan cercanas a la línea. Como plantean y tratan de resolver sus demandas?
Trataremos de ver esto a continuación.

7.2. Electrificación a partir de las acciones de la población

La demanda de electricidad por parte de las poblaciones rurales alejadas de las redes tiene una manifestación institucional totalmente distinta a la que se ha hecho mención líneas arriba.

Históricamente, estos asentamientos han sido los demandantes principales de electricidad a partir de fuentes no interconectadas (microcentrales hidroeléctricas, centrales térmicas, etc.).En lugar de los Comités pro-electrificación creados a instancia de ELP, las organizaciones o mecanismos utilizados por la población para plantear su demanda fueron básicamente:

a) La organización comunal (la Comunidad Campesina)

Algunos casos: Huayopampa (1957), que la obtuvo luego de 11 años de esfuerzo comunal, Huarochirí(1912), Muquiyauyo (1920) .

b) El gobierno local (el municipio)

Casos: Paucartambo (Cusco), Cajacay (Ancash), Huaylas (Ancash). En estos casos la instalación no fue iniciativa de la organización comunal sino de la organización distrital encabezada por el Concejo Municipal, el cual toma a su cargo la ejecución. Los miembros obtienen el servicio eléctrico como residentes del distrito y como participantes en las obras.

c) Una organización cooperativa

Por ejemplo, San Pedro de Cajas (1957), Palca (1925). La electrificación resulta ser obtenida por la acción de algunos individuos que se organizan como Cooperativa. Los consumidores poseen acciones de la empresa teniendo que pagar de acuerdo al número de focos utilizados y al mantenimiento requerido.

d) Donaciones del estado

Ejemplo: Pucará (Jauja), Huancarama, (Apurímac, 1935), San Pedro de Cachora (Apurímac). En la mayor parte de casos su instalación se debió a la gestión de "notables" nativos de las localidades, encumbrados en cargos políticos en Lima. En otros, a una devolución de "favores" electorales, y en algunos casos a la presión de la población misma.

e) Instalaciones a cargo de individuos

En especial en la zona de ceja de selva, y frecuentemente por acción de inmigrantes europeos (Ver Cap. 4.1).

Aparentemente la forma predominante de instalación es la basada en el trabajo comunal. Revisando la literatura existente sobre el tema, se encuentra que, de aquellas comunidades que contaban con el servicio eléctrico, más de la mitad lo había obtenido en base al esfuerzo comunal; muy pocos en base a la ayuda estatal. En alguno casos (Ej. San Pedro de Cajas) originalmente la microcentral es

producto inicialmente de la acción comunal, pero luego se constituye en Sociedad Anónima.

La forma como se organiza la población para obtener electricidad aparentemente tiene efectos en cuanto a los usos que se le da. Al respecto, existe información que compara en base a varios indicadores las microcentrales "donadas" por ELP (o antes de ELP por otros organismos del estado) con las microcentrales instaladas por las comunidades. Mientras que en el caso de las instaladas "de arriba hacia abajo" la aparición de usos productivos prácticamente no existe, en el caso de las MCH instaladas por la comunidad se ha dado una diversificación relativa de la base productiva, que hace uso de la electricidad. Por otro lado, mientras en las MCH estatales el estado de conservación de la planta generadora tiende a ser malo (por problemas de lejanía, falta de personal, etc.) lo contrario ocurre con las MCH de propiedad comunal (7).

Sin duda, además del aspecto institucional, existen otros factores que necesariamente hay que tomar en cuenta para hacer un anaálisis que explique estas distintas suertes. Factores tales como la ubicación respecto a mercados, la densidad poblacional, el acceso a recursos, el nivel educativo, etc. son también muy importantes. De hecho, en la zona de Apurímac (en donde su ubican la mayoría de los casos de fracasos de experiencias con MCH estatales) posiblemente estos factores"estructurales" son los que expliquen su pobre performance. Al respecto habría que determinar cual es el peso específico del factor propiamente institucional en el éxito de una microecentral , a partir de un estudio que tome una muestra representativa de localidades electrificadas "de arriba hacia abajo", contrastándolas con otras cuyo acceso al servicio se da por acción de la propia población, en zonas similares ecológica y socioeconómicamente. Información de este tipo sería útil para establecer cuál es el tipo de actores sociales y arreglos institucionales más favorables a usar con éxito (en términos técnicos y económicos) la electricidad.

(7) Glave M., ¿Luz es progreso? Electrificación Rural en Junín y Apurímac. 1988. IT.

CAPITULO 8

La política de electrificación rural: resumen crítico

En el Cap. 2 se ha tratado de mostrar los ejes en torno a los cuales el estado organiza sus intervenciones en materia de electrificación. Es dentro de ese marco —como se ha visto, fuertemente centralista— que se debe tratar de ubicar el proceso de electrificación rural. Se ha visto que destacan dos aspectos en relación a tal proceso: la gran magnitud de población rural que continúa sin electricidad, y la crónica incapacidad del estado para reducir significativamente el déficit existente.

No sería justo atribuir exclusivamente a la creación de ELECROPERU la existencia y persistencia de ambos problemas, pues ya se presentaban anteriormente. Más aún, es mérito de ELECTROPERU el haber puesto en evidencia que las políticas de electrificación diseñadas anteriormente poco o nada habían hecho por incorporar efectivamente a poblaciones rurales en los planes de electrificación. Sin embargo, si como indicador principal se compara lo planeado con lo efectivamente alcanzado (ver Cap. 6), se hace evidente que la estrategia mediante la cual ELECTROPERU busca reducir el déficit eléctrico en el campo no viene dando los resultados deseados. Ello se refleja claramente en el lento crecimiento del coeficiente de electrificación.

¿A que se debe ello?

En base a lo desarrollado en los capítulos anteriores, pueden mencionarse tres principales causas:

1. El esquema institucional vigente;
2. La forma como se concibe la "eficiencia económica" de la electrificación rural; y
3. La falta de criterios precisos y adecuados para priorizar poblaciones y áreas.

Analizaremos cada una de ellas.

1. El esquema institucional.

El modelo escogido por ELECTROPERU para el suministro eléctrico en las zonas rurales es, como se ha visto, el de los Pequeños Sistemas Eléctricos. Es una especie de versión en miniatura de los sistemas interconectados, y sustentada en argumentos similares: economía de escala, menores costos de operación, mayor confiabilidad, etc. El el organigrama de ELECTROPERU la opción de los Pequeños Sistemas Eléctricos no es sin embargo la única dentro del esquema propuesto para la electrificación rural; también se ha considerado la posibilidad de funcionamiento de los Autoproductores y las denominadas Empresas de Interés Local. Ambas modalidades, si bien tienen un lugar reconocido dentro del organigrama del sector, en la práctica o no existen (caso de las Empresas de Interés Local) o no reciben mayor apoyo (caso de los autoproductores).

Como se ha mencionado, por las condiciones en las que tiene que llevarse a cabo la electrificación rural en el Perú (incorporando usuarios con muy limitada capacidad económica) la transferencia neta de recursos financieros hacia el poblador rural tiene que ser alta. Es claro que sólo el estado puede asumir la tarea de obtener los recursos financieros en magnitud suficiente para esta transferencia. A su vez la transferencia como tal puede ser hecha por el estado o por otras entidades. Aparte de discutirse acerca de quién pueda ser el principal agente para transferir los recursos (¿ELECTROPERU matríz?, ¿las empresas regionales?), la pregunta clave es, sin embargo, por qué en la práctica tal transferencia o subsidio para la electrificación rural tiene que ser canalizado casi exclusivamente según un modelo que privilegia los PSEs o la interconexión, en detrimento de otros posibles.

Así, tal como se ha mencionado líneas arriba, por el lado institucional nominalmente existe o está prevista la existencia de —además de los autoproduc-

tores—, las Empresas de Interés Local. Por el lado tecnológico, ha habido un evidente desarrollo de otras opciones aparte de la interconexión, por ejemplo a partir de micro-mini aprovechamientos hidroenergéticos sin necesariamente conformar PSEs. Tanto las Empresas de Interés Local como la opción tecnológica mencionada podrían ser igualmente promovidas y apoyadas con los recursos existentes, con la importante ventaja de que eventualmente pueden demandar un volumen menor de transferencias financieras (subsidios).

Hay que considerar además que no es sólo una cuestión de cómo emplear los recursos financieros escasos entre varios "modelos" de electrificación rural. Cuando se discute por ejemplo acerca de un mayor o menor apoyo a las empresas de propiedad local en última instancia lo que está en juego también es la posibilidad de efectivamente hacer más flexible y descentralizada la estructura institucional vigente y devolver capacidad de decisión a las empresas regionales y a los usuarios mismos.

Obviamente no se trata de descartar la integración o interconexión y pretender sólo el desarrollo de sistemas aislados. La opción de la interconexión puede que sea para el mediano o largo plazo más adecuada. El problema surge cuando como se ha mencionado los recursos se canalizan casi exclusivamente a promover este esquema, en desmedro del apoyo a otras alternativas tecnológicas y organizativas, "descentralizadoras" y de bajo costo.

Refiriéndonos por ejemplo al caso concreto de la promoción del empleo de microcentrales para poblaciones aisladas, en general las acciones en este campo pueden llevarse a cabo bajo dos ópticas: dirigidas a la ejecución de proyectos puntuales (en una misma o diferentes zonas) o en base a actividades concebidas dentro de una perspectiva más integral, de programa, cuyo eje obviamente resulta ser la instalación de microcentrales. La diferencia estriba entre una perspectiva exclusivamente orientada a la ejecución de la obra física, y una perspectiva orientada a trabajar, además de la obra física, los aspectos de software relacionados. En este último caso resulta básico incluir aspectosde capacitación de los fabricantes locales, entrenamiento de los operadores, y mantenimiento de la planta.

Cada una de las perspectivas mencionadas tiene para construir microcentrales sus ventajas y desventajas. En el caso de proyectos individuales es posible

definir con más precisión las necesidades de financiamientoy tecnología, la eventual participación externa es limitada sólo a lo necesario para instalar la planta, y los riesgos debido a factores no controlables son en general menores. Son proyectos que por estas razones tienen buenas posibilidades de éxito. Las desventaja principal con este tipo de enfoque radica en el carácter aislado de las actividades: no hay desarrollo de las habilidades técnicas locales, estandarización de los equipos, ni posibilidades de replicabilidad a partir de los propios usuarios. Por su parte el enfoque "de programa" o más integral tiene la desventaja de que requiere generalmente de una mayor participación de los agentes externos promotores de la tecnología, supone mayores costos, demanda mas estudios previos, e implica en general la consideración de un mayor número de variables tanto de orden técnico como institucional, lo cual lo hacen más "riesgoso". Las ventajas de este enfoque integral son, sin embargo, importantes:

— el conocimiento técnico se construye con miras a un más largo plazo y permanece disponible localmente;

— el proceso de capacitación puede basarse en las habilidades técnicas ya existentes, favoreciéndose la estandarización de prácticas y equipos;

— la operación y el mantenimiento de las plantas tienen mas posibilidades de llevarse a cabo requiriendo menos de los servicios de terceros;

— se favorece el desarrollo institucional comunal o de grupos locales organizados.

Idealmente, podría pensarse, por ejemplo, en la ejecución de una serie de proyectos de mini/microcentrales en la perspectiva "de programa" mencionada, en un determinado espacio a partir de las acciones correspondientes a la empresa regional de electricidad (promoviendo, por ejemplo, las mencionadas "Empresas de Interés Local"). Ello supondría darles a las Empresas Regionales una presencia efectiva (y descentralizada) en la ejecución de obras, y dotarlas de los recursos financieros mínimos necesarios, lo que ahora no ocurre. Los proyectos de microcentrales estan actualmente a cargo de una oficina en Lima (denominada de "Energías no convencionales"), que tiene recursos escasos e importancia secundaria en la estructura de ELECTROPERU. Por otro lado, en el caso de los ingresos provenientes del D.L. 163 (que deben destinarse a la electrificación rural), en la práctica son manejados desde Lima, no desde las empresas regionales; no es inusual que su destino sea otro que el previsto por la ley.

2. La "eficiencia económica" de los proyectos de electrificación rural

Si el objetivo fuera buscar inversiones con rentabilidad alta y segura en el medio rural, seguramente en pocos casos el sector electricidad sería el más indicado para obtenerla. Antes que buscar lograr altas tasas de retorno, parece más realista considerar "eficiente" una inversión cuando ésta significa que se puede dotar de electricidad a una población al menor costo posible, ofreciendo al mismo tiempo un suministro confiable y duradero. En principio, es claro que uno de los criterios básicos en este sentido es el costo por kw : entre varios proyectos (en otros aspectos de igual importancia), aquel proyecto con un costo por kw instalado más barato debía ser el preferido.

En las zonas rurales este menor costo generalmente está asociado a proyectos de baja potencia (menos de 100 kw, ver Cap. 6.2), con líneas de transmision y distribución no muy extensas.

No se trata, sin embargo, sólo de un asunto de mayor o menor potencia y costos de generación, es también -sobre todo- un asunto de empleo de esa energía, de electricidad efectivamente consumida.

Al respecto las críticas a las mini/microcentrales instaladas en varias zonas de la sierra (ver Glave ob. cit.)) se centran precisamente en ese punto: son empleadas muy esporádicamente, sólo para consumos domésticos de baja demanda de electricidad, además de ser —por su ubicación en localidades remotas— difíciles de mantener, reparar, etc., por lo cual en caso de sufrir algún desperfecto pueden quedar largos períodos sin uso. Por ello, si bien en términos absolutos el costo del suministro eléctrico mediante microcentrales es generalmente menor que el requerido para la electrificación mediante PSEs, estos últimos tendrían la ventaja de que su mantenimiento es técnicamente más sencillo y su administracion menos dispersa en terminos geográficos. A fin de cuentas, se aduce, ello compensaría su mayor costo.

Sin embargo, aún cuando se acepte que en efecto los sistemas interconectados (a la red principal o dentro de un "pequeño sistema") tienen menores costos de operación y mantenimiento, tampoco está demostrado que estos sistemas

hagan mayor uso efectivo de la electricidad y con ello garanticen un alto factor de carga, lo cual permita la recuperación de la inversión. Se tiene que insistir por ello en la idea de que la viabilidad económica de una planta depende no tanto de su tamaño o de su carácter interconectado o no, como de la existencia de otras cargas (demandas) además de las domésticas. Lo importante es por tanto determinar cuáles son las condiciones más favorables a un desarrollo de usos productivos de la electricidad, pues se sabe que son este tipo de usos (agroindustria, talleres, etc.) los que generalmente permiten un mayor factor de carga.

En relación a lo anterior, lo que hace falta es tener criterios más precisos respecto a la orientación que debe tener el suministro de electricidad en las zonas rurales: qué agentes pueden asumirla con más posibilidades de éxito, para qué usos, etc. Todas ellas son variables que debían ser consideradas en el proceso de priorización y selección de proyectos, aspecto al cual nos referiremos en lo que sigue.

3. La selección y priorización de localidades

ELECTROPERU utiliza para la selección de los Pequeños Sistemas una lista de "criterios de priorización" establecidos por la Dirección General de Electricidad, asignando pesos relativos a cada uno de ellos. Hay tres grandes grupos de criterios: el técnico (Ej. estado actual del proyecto, demandas actuales y proyectadas); el criterio económico (inversión ya comprometida, análisis costo beneficio del proyecto) y criterios socio políticos (la "prioridad microregional"). La relación completa de los denominados criterios básicos y los complementarios es la siguiente:

"Criterios Básicos":

— Número de beneficiarios
— Clasificación política de la localidad (capital, provincial, distrital, anexo, etc.)
— Inversión comprometida y situación actual del proyecto de electrificación
— Desarrollo relativo actual y prioridad en programas de desarrollo re-

gional
— Costo de generación del kwh vendible.
— Demandas eléctricas complementarias.

"Criterios complementarios"

— Financiamiento comprometido
— Sustitución de hidrocarburos por fuentes renovables
— Aporte comunal en dinero o bienes de capital
— Posibilidades de recuperación de las inversiones y los gastos operativos: etc.

Sobre un total de 100 puntos, los diferentes criterios tienen los siguientes pesos:

Criterio Técnico: 25 puntos
Criterio Económico: 40 puntos
Criterio Sociopolítico: 35 puntos
Mayores puntajes individuales tienen los siguientes criterios:
Prioridad microregional (criterio sociopolítico): 18 puntos
Relación costo beneficio: (criterio económico): 15 puntos
Infraestructura eléctrica (criterio técnico): 11 puntos

Antes de formular algunas observaciones a lo que se podría denominar la "filosofía" implícita en el proceso de selección con los criterios arriba mencionados, hay dos comentarios que pueden hacerse a este listado. En primer lugar (considerando sólo los indicadores con mayor peso individual) el criterio "prioridad microregional" tiene el riesgo de estar demasiado sujeto a consideraciones de carácter más bien coyuntural y político (¿quién define en la práctica la "prioridad" y con que argumentos?). La historia de la electrificación rural muestra que con mucha frecuencia el suministro eléctrico ha sido utilizado sólo con el fin de crear clientelas políticas, siendo en el fondo este el argumento para que resulten "prioritarios". En segundo lugar, en el caso del otro indicador con un peso importante: el criterio económico del costo/beneficio del proyecto, la evaluación de tales costos y beneficios aparentemente se plantea solo en relación a cada proyecto individualmente considerado, no en términos de un espacio mayor o de la economía en su conjunto.

Hay, en resumen, el riesgo de un sesgo hacia una selección en base a criterios más bien de coyuntura y/o micro económicos.

Para un planteamiento alternativo, pensamos que hay que definir tres principales aspectos en lo que se refiere a la selección y priorizacion de proyectos de expansión de la frontera eléctrica:

— qué tipo de usuarios se quiere beneficiar

— qué zona se busca privilegiar

— qué hacer con los recursos energéticos existentes alternativos a la electricidad.

No tomar en cuenta estos aspectos puede llevar al extremo de que se proponga la electrificación rural como igualmente recomendable para cualquier poblador rural en cualquier lugar , y sin mayor consideración por el estado de las otras fuentes alternativas de energía en un lugar y momento determinados.

En el "listado" de criterios de ELECTROPERU no hay claridad respecto a cómo intervienen en su proceso de priorización estos tres aspectos.

En el caso de los criterios a emplearse para la determinación de usuarios y zonas, hay básicamente dos formas de enfocar el asunto: por un lado, quienes conciben la electrificación rural como un mecanismo para "redistribuir" ingresos (via el servicio subsidiado) ponen el énfasis en lo necesario y justo de una electrificación rural que beneficie a todos o por lo menos a los más pobres. Por otro lado, quienes ven la electrificación rural como un medio para favorecer el crecimiento económico y la rentabilidad de la empresa eléctrica, ponen el énfasis en la ejecución de proyectos "seguros" que logren tasas de retorno que permitan recuperar los costos de la inversión y obtener ganancias, que a su vez permitan financiar nuevos proyectos.

Un dilema tal sólo puede ser resuelto si desde un comienzo se determina cuál es el rol que debe cumplir la electrificación rural, no en abstracto, sino de acuerdo a las condiciones concretas de un país como el Perú. Si no hay una definición al respecto, el resultado sera una aproximación ecléctica que ni beneficia a los más pobres ni es económicamente eficiente. Pensamos que tal es el riesgo de la forma como ELECTROPERU prioriza sus proyectos.

Entre los dos extremos mencionados, creemos que hay una tercera alternativa: la electrificación rural orientada principalmente al uso productivo de los recursos locales, generando fuentes de trabajo y por consiguiente ingresos. No se trata ni de una transferencia indiscriminada de recursos vía "luz para todo el pueblo", ni de buscar sólo proyectos con rentabilidad financiera segura y elevada.

Las transferencias (subsidios) que actualmente se dan, debían orientarse al apoyo de este tipo de "electrificación productiva".

Actualmente, para la empresa estatal el objetivo principal de la electrificación rural es "expandir la frontera eléctrica". En términos prácticos eso se traduce en mayor conexión de hogares. Esta opción de política es claramente diferenciable de la que se ha descrito en el párrafo anterior, y que es sólo retóricamente reconocida: la de que la electrificación rural sirva para aumentar la productividad rural, a partir de la explotación de los recursos locales.

El énfasis en la conexión de hogares significa que los objetivos "sociales", redistributivos, son los que prevalecen. Así, un análisis de la incidencia de los subsidios y de los impuestos en la actual estructura tarifaria muestra que los consumidores residenciales son los más fuertemente subsidiados, mientras que los pequeños industriales y los usuarios de bombas de agua reciben un subsidio moderado y los usuarios comerciales pagan altas tarifas.

El énfasis en la ampliación de la oferta del servicio se basa en el enfoque tradicional sobre el proceso de electrificación que sostiene que todo aumento o expasión de la actividad económica requiere un incremento proporcional en la oferta de energía. Esta posición conduce frecuentemente a creer que la oferta anticipada de energía es per se un factor promotor del desarrollo. Tal postura se basa en la evidencia (en los países desarrollados) de una correlación positiva entre PBI y consumo de energía. Esta creencia ha sido criticada por partir de generalizaciones históricas abusivas, y ha sido contrapuesta a otra, que sostiene que la relación entre PNB y demanda de energía es una variable sujeta a modificaciones a través del tiempo, y que es posible alcanzar niveles de bienestar aun reduciendo la demanda de energía.

En otras palabras, el problema generalmente es visto en términos de cómo aumentar la oferta de electricidad (lado de la oferta), pero puede ser visto del lado de la demanda: quién necesita cuánto de qué clase de energía, dónde, para qué propósito y por cuánto tiempo? En esta perspectiva la "expansión de la frontera eléctrica" no es vista como un fin en sí mismo, sin importar quién, dónde o para qué, sino dentro del contexto de un uso económico y eficiente de un recurso escaso y costoso.

Si el objetivo es el aumento de la productividad rural, ello supondría — como se ha mencionado líneas arriba— dar menos peso a los aspectos igualitarios y redistributivos ("luz para todos") y más bien emplear los recursos escasos para suministrar electricidad a las poblaciones y zonas con mayor potencial económico. Se puede decir que un objetivo tal favorecerá sobre todo a los pobladores rurales acomodados. Al respecto, cabe hacer una breve precisión conceptual: partimos de la premisa de que el desarrollo rural no es un proceso homogéneo, beneficioso desde el primer momento por igual para toda la población. Es mas bien un proceso desigual en el cual unos cuantos (los mejor dotados con recursos de capital u otra índole), se benefician inicialmente con más rapidez que los demas, por ejemplo adoptando algún tipo de innovaciones. La electricidad como insumo esencial para el desarrollo, es tambien apropiado y utilizado desigualmente por los recipientes, aún cuando formalmente se espere todos se beneficien por igual. Evidentemente, lo esencial en esta situación es que se vayan creando las condiciones que permitan que aquellos inicialmente menos directamente favorecidos vayan accediendo a los beneficios que el proceso de desarrollo genere.

Además del hecho de que una aproximación tal tiene mas posibilidades de contribuir a resolver o reducir el grave problema del desempleo o subempleo rural y la emigración, una de las principales razones por las cuales el énfasis en el criterio productivo en la seleccion de proyectos es deseable (sin necesariamente descartar totalmente el criterio de equidad) es porque hace más factible un empleo mayor de la energía disponible (alto factor de carga), y por tanto una mas veloz recuperación de los costos; de ese modo pueden lograrse los recursos que permitan ejecutarse nuevos proyectos.

Inevitablemente los potenciales productivos estan desigualmente distribuidos no sólo en términos de quiénes los poseen , sino también en términos de

dónde su ubican. Por ello la dimensión espacial (regional y microregional) es también sumamente importante en el proceso de priorización de proyectos. Al respecto, en numerosos casos la excesiva (y antieconómica, en términos de costos de dotación de servicios básicos) dispersión espacial de los asentamientos rurales muy pequeños, en lugar de ser impedida, es reforzada por el hecho de que se los considera dentro de un "Pequeño Sistema", dotandolos de electricidad. Aparte de ser poco económico (¿se justifica extender, por ejemplo, 4 Km de línea para conectar 15 hogares?), se dejan de lado las posibilidades que ofrece el suministro selectivo de la electricidad para promover indirectamente una redistribución espacial de la población. La misma tendría como objetivo la conformación de una jerarquía urbano-rural más racional mediante la consolidación de centros secundarios, pequeños "polos" de desarrollo, etc., a los que se les daría de preferencia el suministro.

En tales localidades priorizadas el uso productivo de la electricidad es más factible que exista o que pueda ser desarrollado conjuntamente con otros servicios. La opción de apoyar este tipo de centros "urbano-rurales" parece ser más útil en términos de evitar, por ejemplo, la migración hacia las ciudades, que la electrificacion indiscriminada incluyendo asentamientos muy pequeños, donde la experiencia indica que la electricidad no es de por sí insumo suficiente para inducir a los pobladores a permanecer en su lugar.

El criterio de sumistrar electricidad buscando elevar la productividad rural, conjuntamente con el de contribuir a una jerarquización de centros dentro de una perspectiva de desarrollo regional y microregional más racional, tiene la dificultad de que su puesta en práctica puede ser relativamente más complicada que la opción de dar suministro "a los hogares", con poca atención a quiénes, dónde y para qué se da la electricidad. En ese sentido, los "criterios de priorización" formulados por ELP pueden ser un punto de partida, pero requieren ser complementados con otros que traten de identificar no sólo el estado actual de las localidades, sino sobre todo sus posibilidades de crecimiento en el mediano o largo plazo.

Concretamente, debe haber un mayor esfuerzo en la identificación de los usos productivos de la electricidad, en actividades que van desde la artesanía, la industria casera, el bombeo de agua (el caso de India es al respecto impresionan-

te), hasta las actividades comerciales, los servicios y la agroindustria. Como indicadores de un posible crecimiento de la demanda pueden ser usados los ingresos familiares (o indicadores aproximados, ejemplo, posesión de bienes), en particular, la posesión de aquellos bienes cuyo funcionamiento actual es con combustible pero que puede ser sustituido por electricidad. Otro posible indicador puede serlo el patrón de tenencia de la tierra (presencia de minifundios, granjas, medianos propietarios, etc.).

Son referencias igualmente importantes el rol y funciones que cumple el centro poblado en su area de influencia, su acceso a mercados, el grado de penetración de la economía mercantil , etc.

En este sentido la experiencia de los centros rurales ya electrificados debe ser más sistemáticamente evaluada, determinándose los actuales usos de la energía y desagregándose la informacion según los distintos tipos de usuarios tales como comerciantes, restaurantes, talleres, molinos, etc. Ello permitiría tener bases más sólidas para, por ejemplo, plantear programas de apoyo crediticio, de difusión de información (por ejemplo, de posibles nuevos usos de la electricidad), asesoría técnica, etc. por parte del estado u de otras organizaciones. Asimismo, permitiría afinar los criterios para la priorización de otras regiones.

Cabe preguntarse en que medida una opción "productivista" (contrapuesta a una "consumista") como la planteada se ajusta a un manejo institucionalmente centralizado de la electrificación rural. Parece lógico pensar que un manejo descentralizado (regional) de la electrificación haría factible una identificacion más veloz de los proyectos, y su ejecución consiguiente, que una práctica (como la que actualmente prevalece) en la que gran parte de las decisiones deben tomarse en la capital y recorrer numerosas instancias antes de llegar al campo. Similar pregunta puede hacerse respecto a la escala de los proyectos (¿pequeños, grandes?), y también cabría una respuesta similar: más posibilidades de rápida identificación y ejecución tienen los proyectos pequeños, directamente asociados a empleos productivos.

CAPITULO 9

Conclusiones

Se pueden establecer dos períodos claramente diferenciables dentro de lo que es el desarrollo de la electrificación en el país. El hito que marca la división entre ambos es la creación de Electroperú. Antes de su aparición, el suministro eléctrico estuvo en su mayor parte en manos del sector privado, con un alto grado de concentración de la propiedad tanto en la generación como en la distribución de la electricidad. Para este período no puede hablarse de la existencia de una política de electrificación como tal, dándose el crecimiento del sector a partir del impulso de la demanda de la incipiente industria existente, dinamizada a su vez por el crecimiento urbano y consiguientes necesidades de iluminación de hogares, calles, e inclusive del transporte público (el tranvía eléctrico). Si existía una política, esta era la de "dejar hacer..." al sector privado.

Recién en 1955 (gobierno de Odría), el estado empieza a tener una mayor presencia en la actividad. Se promulga la Ley de Industria Eléctrica mediante la cual se daban una serie de incentivos a la inversión extranjera, que efectivamente impulsan el crecimiento del sector. Se define por primera vez al estado como propietario de las fuentes de energía (ríos, etc.) y se avanza hacia una mayor participación por parte de éste en cuanto a la generación de electricidad, mediante la creacion de las Corporaciones del Santa (Central Hidroeléctrica del Cañón del Pato), y Mantaro.

Durante todo este período el área rural estuvo muy limitadamente servida por parte del estado; frecuentemente el suministro público fluctuaba según los

vaivenes políticos y la presión de grupos de poder local capaces de plantear sus demandas en la Capital. Paralelamente, los denominados autoproductores (Ej. minas, haciendas), satisfacían por su cuenta sus necesidades de electricidad generalmente asociada a fines productivos.

El segundo gran período en el proceso de electrificación se inicia con la creación de ELECTROPERU. Dentro de la orientación estatizante impuesta por los militares a la economía, y de su preocupación por la "seguridad nacional" aparecía como necesario centralizar en una empresa el estratégico sector electricidad. Al momento de su creación la empresa existente más importante era el grupo formado por las Empresas Eléctricas Asociadas (EEAA), sirviendo a Lima.

A partir de la creación de ELECTROPERU recién puede hablarse con propiedad de una política de electrificación, esto es, de una intervención deliberada y planificada del estado en materia de generación y suministro de electricidad. Los ejes de esta intervención están constituidos , por el lado de la gestión, en una centralización de la toma de decisiones en una sola gran empresa a nivel nacional, y por el lado del modelo tecnológico en la intención de conformar un gran sistema interconectado a partir sobre todo de la construcción de grandes centrales. Hay una lógica que vincula ambos aspectos, por ello resulta difícil modificar uno (por ej. promoviendo la descentralización), sin afectar el otro . En efecto, la descentralización implicaría dar mayor énfasis al aumento de la potencia generada —y su empleo— al interior de una región, antes que su transferencia a la capital como ahora ocurre; la interconexión como tal no sería lo prioritario.

Para el área rural, luego de un período en el cual se sucedieron un serie de esquemas institucionales, se llegó a la idea de conformar los denominados Pequeños Sistemas Eléctricos (PSE), en base a un Plan Nacional de Expansión de la Frontera Eléctrica. La formulación de este Plan ciertamente representa un avance en relación a la forma aislada y sin planificación aparente como se llevaba a cabo la electrificación rural antes de la creación de la empresa estatal.

Existen sin embargo problemas de carácter institucional y sobre todo limitaciones de orden financiero que hacen poco probable que se avance en lo medida de lo planeado. Institucionalmente las dificultades derivan de la propia

estructura de la empresa, compleja y excesivamente burocratizada, con numerosos niveles de decisión que deben ser tomados en cuenta antes de cualquier acción. Ello afecta el tiempo de ejecución y por consiguiente aumenta los costos. Existe ademas la política de favorecer (via subsidios) la conformación de los pequeños sistemas interconectados con ejecución a cargo de la empresa estatal, dejando de lado la posibilidad de apoyar tambien otros esquemas tales como las Empresas de Interés Local (previstas por la Ley), y los micro aprovechamientos hidroeléctricos.El apoyo a éstos esquemas podría hacer más flexible y veloz la ejecución de proyectos; se prestan asimismo más fácilmente a un manejo descentralizado.

El cuello de botella principal se da sin embargo por el lado del financiamiento. Los ambiciosos planes de ELECTROPERU dependen de cantidades significativas de inversión nacional y préstamos extranjeros. Actualmente hay fuertes restricciones en ambas fuentes (en particular la primera), y no parece habrán cambios en el mediano plazo. Los recursos captados via el DL 163 (que grava a los consumidores urbanos para transferir lo captado a la electrificación rural) son insuficientes, cuando no han sido destinados a fines que la Ley no contempla.

Si la restricción principal para ejecutar el Plan de expansión es de carácter financiero, el objetivo debía ser la optimización del empleo de este recurso escaso. Además de lo mencionado anteriormente respecto a la existencia de algunos esquemas alternativos (técnicos e institucionales), parece necesario modificar lo referido a la priorización de los proyectos. Los criterios actualmente empleados no discriminan con claridad entre Quiénes debían ser los recipientes, Dónde y Para qué. Un problema de base es la predominante concepción de "servicio público" de la electrificación, que se traduce exclusivamente como dotación de luz a la población. La alternativa podría ser dar preferencia a los proyectos que directa o indirectamente promuevan el empleo productivo de la energía eléctrica, en lugares seleccionados para este propósito, antes que la iluminación para todos como fin principal.

Una propuesta tal requiere para ser viable cambios de orden institucional (mayor poder a las empresas regionales), técnico (proyectos pequeños, de ejecución más rápida), y económico (canalización de recursos por parte del estado con estrictos criterios de eficiencia).