

EL DESARROLLO DE LA HIDROELECTRICIDAD EN CHILE

Carlos Andreani L.

1974

1. INTRODUCCION

La utilización de la energía de las aguas superficiales para beneficio del hombre es una de las formas más antiguas de producción de energía inanimada. Se atribuye a Ctesibius, maestro de Heron de Alejandría, la invención de la rueda hidráulica en el año 135 A. de C. De tal forma que puede establecerse que hace más de 2 000 años que el hombre transforma la energía hidráulica en energía mecánica. Los molinos fueron las primeras instalaciones que aprovecharon esta fuerza motriz desde su nacimiento que se remonta al siglo VII. Sin embargo, estas instalaciones sólo comienzan a desarrollarse sistemáticamente a partir del siglo XII, estimándose que la planta de Bazacle construida a fines de ese siglo (1190) en Francia fue el primer molino industrial de la civilización.

Hasta el siglo XIX, el uso de la rueda hidráulica para producir fuerza motriz se circunscribió a las plantas de molienda, aserraderos y forja de metales, evolucionando paulatinamente hasta que a comienzos del siglo pasado aparecen las primeras máquinas que reciben el nombre de Turbinas. Algunos atribuyen al ingeniero Carlos Burdin la creación de la primera rueda que recibe el nombre de turbina (1824) y otros a Benoit Fourneyron quien puso en marcha en 1827 una turbina a presión de 6 CV y rápidamente otra de 50 CV.

Sin embargo, es James Francis quien en 1847 perfecciona los modelos existentes entregando la concepción de las turbinas de reacción y después, a fines de ese siglo, Pelton introduce en Europa la turbina de acción.

En el intertanto, hicieron su aparición los generadores eléctricos y es en la exposición de Viena en 1873 que queda demostrada su utilización. Transcurren sólo tres años para que se forme la dupla de turbina-generador y en 1882 se pone en servicio la central hidroeléctrica de Appleton en U.S.A. la cual puede ser considerada como la primera instalación de este tipo.

El desarrollo industrial de la civilización se ve profundamente afectado por la incorporación de este nuevo sistema para producir energía inanimada ya que aparece un sustituto o un complemento a la única forma de energía que hasta entonces se utilizaba y que era el aprovechamiento del poder calórico del carbón. Berges bautiza en 1889 a esta forma de energía como Houille Blanche (carbón blanco) en oposición al combustible hasta esa fecha utilizado.

A partir de fines del siglo XIX el desarrollo de la hidroelectricidad es violento o explosivo en los países de mayor desarrollo industrial, llegándose en algunos a agotar sus recursos hidroeléctricos.

cos tradicionales al cabo de pocos años. La ingeniería y arquitectura hidráulica deben avanzar a ese compás. La construcción y diseño de embalses conocidos 6 000 años antes se desarrolla a fin de lograr cada vez obras de mayor envergadura y de menor costo.

De acuerdo a los antecedentes conocidos en la IX Conferencia Mundial de la Energía (1974), actualmente existen en el mundo instalaciones hidroeléctricas con una capacidad instalada de 300 millones de kW con una producción anual de 1,3 millones de GWh, lo cual representa al rededor del 23% de la energía eléctrica mundial que se produce actualmente al año. El resto es generado en su mayor proporción por plantas térmicas convencionales (75% del total) y sólo un 2% en centrales nucleares.

El acelerado desarrollo mundial de la hidroelectricidad durante los últimos años del siglo pasado, y las primeras décadas del presente, disminuyó posteriormente debido a la reducción o agotamiento de los recursos hidroeléctricos económicamente explotables en muchos países desarrollados, a la aparición del petróleo como recurso energético económico, al adelanto tecnológico en el diseño y operación de unidades termoeléctricas, al advenimiento de los combustibles nucleares y al crecimiento rápido de la demanda de energía eléctrica. Estos factores hicieron que paulatinamente disminuyera el costo de la producción termoeléctrica mientras que aumentaba el costo de las instalaciones hidroeléctricas.

Lo anterior, si bien es válido a nivel mundial, no lo es en los países que poseen recursos hidráulicos abundantes y por su grado de desarrollo económico no los han explotado. Por ejemplo, América Latina actualmente sólo tiene instalaciones hidroeléctricas que no alcanzan al 3% del potencial económicamente explotable y en aquellos como Brasil que tiene cerca de un 30% del potencial de América Latina y que se encuentra en un proceso muy dinámico de desarrollo económico, la tendencia que allí se observa es similar a la que tuvieron los países desarrollados a comienzos del presente siglo.

En otras palabras, mientras un país o región cuenta con recursos hidráulicos abundantes, ellos se aprovechan para la producción hidroeléctrica preferentemente a otros tipos de instalaciones.

Aún más, la actual crisis energética producida por el aumento de precios del petróleo como así también la creciente preocupación por la contaminación ambiental, serán factores que harán modificar la actual estructura de la producción eléctrica y que indudablemente favorecerán a las soluciones hidroeléctricas en aquellas regiones que cuenten con recursos hidráulicos.

En Chile se ha estimado un potencial hidroeléctrico técnicamente explotable de casi 19 millones de kW con una producción media anual de 111 690 GWh y una energía de 87 000 GWh en un año de probabilidad 95%(*). De estos recursos actualmente sólo se encuentran utilizados alrededor del 7% y se alcanzaría al 12% después de cumplido el actual programa de obras (centrales Antuco, Colbún y Machicura).

Las instalaciones de generación hidráulica existentes están ubicadas a lo largo de todo el territorio nacional pero es en las zonas central y centro sur del país donde se ha concentrado la instalación de la mayor parte de la capacidad hidráulica de generación. Lo anterior, indudablemente está determinado por la ubicación de los consumos que se concentran en estas mismas zonas y especialmente por la existencia de recursos económicamente explotables y concordantes con la magnitud de los consumos que es necesario alimentar.

En el presente trabajo, se pretende sintetizar y analizar la evolución de las instalaciones hidroeléctricas en nuestro país. Sin embargo, para tener un adecuado marco de comparación y análisis, se incluyen antecedentes más generales que los correspondientes solamente a la producción hidroeléctrica a fin de ubicar en el debido contexto este tipo de producción eléctrica.

Para este efecto, se han utilizado diversos estudios de la ENDESA en la determinación de las cifras nacionales, entre los cuales han tenido especial relevancia las publicaciones de ODIC(**) y el Plan de Electrificación del País (1956).

En relación a los antecedentes de América Latina, ellos se han obtenido de la publicación "La Producción y el Consumo Recientes de Energía en América Latina" de CEPAL (Separata de Noviembre de 1973). Los valores a nivel mundial se han extraído de recopilaciones estadísticas hasta el año 1971 efectuadas por las Naciones Unidas y publicadas en el "Statistical Yearbook de 1972".

(*) Inventario valorizado de centrales hidroeléctricas evaluadas - ENDESA - Informe - ICP N° 6.

(**) - Producción y Consumo de Energía en Chile (1960 a 1972)
- Estadísticas de la Explotación del año 1973.

2. RESEÑA DEL DESARROLLO DEL ABASTECIMIENTO ELECTRICO CON ANTERIORIDAD A 1940

2.1 Evolución

a) Desde 1900 a 1910

La iniciación del desarrollo eléctrico de Chile, para servicios públicos de cierta importancia, puede situarse a comienzos del presente siglo cuando el 2 de septiembre de 1900 se puso en servicio en la ciudad de Santiago la central térmica Mapocho (20 900 kW) con el objeto de suministrar la energía eléctrica requerida por el sistema eléctrico de tranvías. El origen de esta instalación se remonta a 1897 cuando la empresa denominada "The Chilean Electric Tramway and Light Co.", con sede en Londres y capitales alemanes, suscribió un contrato con la Municipalidad de Santiago para instalar tranvías eléctricos en esta capital, en reemplazo de los arrastrados por caballos. Esta misma empresa instaló en 1905 en Valparaíso la planta térmica Aldunate (4 000 kW), con iguales objetivos a los ya señalados.

El naciente crecimiento de los consumos eléctricos y las ventajas de aprovechar los recursos hidráulicos condujeron a los técnicos de la empresa señalada a proyectar y construir las centrales hidroeléctricas de El Sauce (4 000 kW), cerca de Valparaíso y La Florida (12 000 kW) en las cercanías de Santiago, de tal forma que a fines del decenio de 1900 fue posible abastecer el consumo eléctrico de los sistemas urbanos de tranvías de estas dos ciudades y el alumbrado público correspondiente por medio de un sistema combinado térmico-hidráulico de generación.

En esa misma época, comenzaron a desarrollarse en Santiago y Valparaíso los consumos eléctricos residenciales, constituidos por el alumbrado domiciliario y pequeños consumos industriales los cuales fueron servidos por las instalaciones de la Chilean Electric Tramway and Light Co.

De esta forma se constituyeron aisladamente en Santiago y Valparaíso los dos primeros sistemas de Servicio Público del país.

En el resto del territorio y particularmente en algunas ciudades importantes, se inició la instalación de servicios rudimentarios de alumbrado eléctrico los que eran abastecidos por la generación excedente de autoproductores.

Entre estos últimos destaca la instalación de plantas generadoras térmicas para abastecer las necesidades de las Oficinas Salitreras del norte del país.

b) Desde 1910 a 1920

En la década que se extiende entre 1910 y 1920, el desarrollo eléctrico del país fue lento y se circunscribió a las provincias de Santiago y Valparaíso donde la existencia de un sistema de servicio público de suministro eléctrico aceleró y concentró el desarrollo industrial en torno a ellas.

c) Desde 1920 a 1930

En 1922 se produjo un resurgimiento del desarrollo eléctrico motivado por la petición de propuestas para el suministro de energía eléctrica requerida por la electrificación del sector Santiago-Valparaíso-Los Andes, de la Empresa de Ferrocarriles del Estado.

Esta electrificación ferroviaria hizo necesaria la construcción de la primera línea de transmisión de servicio público que unió Santiago con Valparaíso según un trazado cercano al ferrocarril.

A base de capitales chilenos y norteamericanos se organizó en Valparaíso, en 1919, una nueva empresa denominada Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, que inició la construcción de la central hidroeléctrica Maitenes (26 000 kW) en el valle del río Colorado (afluente del río Maipo), la cual entró en servicio en 1923.

En 1921 se produjo la fusión de las dos empresas eléctricas de servicio público que hemos señalado y se formó la Compañía Chilena de Electricidad con predominio de capitales ingleses, ya que después de la Primera Guerra Mundial, la Chilean Tramway and Light Co. había sido requisada por el gobierno británico a los capitalistas alemanes y entregada a sus iguales ingleses. A fines de la década los capitales ingleses fueron reemplazados por norteamericanos de la South American Power Co.

La Compañía Chilena de Electricidad continuó la ampliación y mejoramiento de los servicios a través de la construcción de la central hidroeléctrica Queltehues en el valle del río Maipo (36 450 kW) y la ejecución de líneas de transmisión, lográndose interconectar las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas que servían los consumos de Santiago y Valparaíso.

Este sistema se extendía desde las centrales hidroeléctricas del Maipo (Queltehues, Maitenes y Florida) hasta la ciudad de Santiago a través de una línea de transmisión de 110 kV. En Santiago se

construyó un anillo de distribución subterráneo que permitió interconectar las centrales señaladas con la central térmica de la capital. El sistema de transmisión se extendió hacia las provincias de Valparaíso y Aconcagua a través de las subestaciones Las Vegas (Llay-Llay) y Miraflores (Viña del Mar). Se construyeron diversas líneas de 12 kV de modo que en 1924 quedó completo el sistema de transmisión y distribución que permitió la electrificación de las provincias de Santiago, Valparaíso y Aconcagua.

Todo este sistema se mantuvo casi sin alteraciones hasta 1940.

La existencia de este primer sistema de transmisión de Servicio Público y el apoyo financiero de los capitalistas ingleses que controlaban la Cía. Chilena de Electricidad permitieron incorporar al desarrollo eléctrico de las tres provincias centrales del país, nuevas centrales generadoras y líneas eléctricas que condujeron a que la oferta de energía eléctrica precediera y estimulara a la demanda.

Se produjo así un notable aumento de consumo en estas provincias y su electrificación contribuyó a producir un mayor desarrollo industrial y una concentración de población en dicha zona, con la consiguiente elevación del nivel de vida con respecto al resto del país, lo que a su vez creó nuevas demandas de energía eléctrica. Se estima que entre 1922 y 1927 los consumos servidos por la Compañía Chilena de Electricidad tuvieron un incremento medio acumulativo anual de un 33% (400% en 5 años).

Paralelamente al gran desarrollo eléctrico habido en el centro del país, se organizaron en el resto de Chile algunas empresas eléctricas con capitales nacionales, a las cuales se les otorgaron concesiones.

En la mayoría de los casos las instalaciones fueron muy modestas, a base de turbinas colocadas en canales especiales o de riego y de plantas con motores a carbón, petróleo, leña o gas pobre, y se destinaron a proporcionar y a atender servicios públicos de tracción eléctrica y de alumbrado público.

Entre las empresas nacionales más importantes cabe citar a la Compañía General de Electricidad Industrial que construyó establecimientos en Rancagua, Talca, Chillán, Concepción, Talcahuano, Los Angeles, Temuco y otras ciudades menores. También corresponde citar a la Sociedad Austral de Electricidad, que desarrolló sus servicios en Osorno, Puerto Varas, Puerto Montt y más tarde en Lebu y Arauco. Además, se formaron las Compañías Eléctricas de Antofagasta, Iquique, Quillota, Los Andes, Curicó, Linares, Cauquenes, Angol, Valdivia y Punta Arenas.

Entre los Autoprodutores, las grandes empresas del sa litre, cobre, hierro y carbón desarrollaron instalaciones generadoras im - portantes de servicio privado, principalmente del tipo térmicas, entre las que sobresalieron la planta a vapor de Tocopilla con una línea de transmi - sión de 110 kV para abastecer el mineral de Chuquicamata, las plantas die - sel de Pedro de Valdivia y María Elena, la planta a vapor de Barquitos en Chañaral, para el mineral de Potrerillos, la central a vapor del mineral El Tofo, las centrales hidráulicas de Coya y Pangal en el valle del río Cachapoal, para el mineral de cobre de El Teniente y las plantas a vapor de las minas de carbón de Lota y Schwager.

A fines de este período, el consumo total de energía eléctrica por habitante debe haber alcanzado a unos 200 kWh anuales, de los cuales sólo 70 kWh se destinaban al servicio público, correspondiendo el resto a las grandes industrias extractivas de minerales.

Por último, es digno de mención que en este período (1925), se dictó la primera Ley General de Servicios Eléctricos, que creó la oficina gubernamental de control y supervigilancia de las instalacio - nes eléctricas del país, antecesora de la actual Superintendencia de Ser - vicios Eléctricos, Gas y Telecomunicaciones.

d) Desde 1930 a 1940

La crisis que afectó a la economía mundial entre los años 1930 y 1932 fue factor determinante en la estagnación del acelerado desarrollo eléctrico que se obtuvo en la década anterior, produciéndose en estos dos años la casi paralización del desarrollo de instalaciones de e - nergía eléctrica y una situación similar durante los años siguientes, has - ta 1938-39.

En las provincias centrales del país, servidas por la Cía. Chilena de Electricidad, los consumos de energía eléctrica, después de un pequeño retroceso causado por la crisis de 1930-1932, siguieron una curva ascendente característica de la industria eléctrica. Como no se construyeron o ampliaron instalaciones generadoras, las existentes debie - ron hacer frente al aumento de los consumos para lo cual se aprovecharon en forma permanente las máquinas de reserva y se sometieron a sobrecargas las instalaciones de generación, transmisión y distribución.

En el resto del país el desarrollo de las actividades produjo así mismo una demanda de energía eléctrica mayor que las capacida - des de abastecimiento de los concesionarios.

La detención del desarrollo eléctrico en este período produjo la limitación de los consumos de energía eléctrica, lo que afectó extraordinariamente el desarrollo de la producción y demás actividades nacionales.

2.2 Las Instalaciones Eléctricas del País en 1940

Las instalaciones de generación eléctrica del país, existentes en 1940, aparecen señaladas en el Plan de Electrificación del País - Segunda Publicación.

De lo señalado en la publicación anteriormente citada, podemos obtener algunas conclusiones dignas de interés en relación a la situación eléctrica del país en 1940:

- Del total de la potencia instalada en el país, sólo el 39% estaba destinado al servicio público. El 61% restante correspondía a servicios privados (Autoprodutores).
- Las instalaciones se concentraban en dos zonas. En la parte norte del país con un 43% del total instalado y en las provincias centrales (Aconcagua a Linares) con un 44%. Por lo tanto, en el resto del territorio sólo se contaba con un 13% de la potencia nominal del país.
- Las instalaciones térmicas representaban un 68% del total y las hidráulicas el 32% restante. Ubicándose las primeras preferentemente en la zona minera del norte y las segundas en la parte central del país.

Por último se puede señalar que en 1940, en las provincias de Santiago, Valparaíso y Aconcagua, habían instalaciones con 135 820 kW de capacidad, que correspondían al 75,4% del servicio público del país. Existía pues, insuficiencia de servicio público eléctrico en el resto del territorio nacional.

Referidas las cifras de la potencia instalada y de la generación bruta, a la población del país, que en 1940 era de 4 851 000 habitantes, se obtiene:

	Potencia W/hab.	Generación Bruta kWh/hab.
Servicio Público	37	121
Servicio Privado	63	281
Total	100	402

3. PLAN DE ELECTRIFICACION DEL PAIS

3.1 Antecedentes

Como se ha visto en el capítulo precedente, en la década de 1930-1940 se produjo una paralización del desarrollo eléctrico del país caracterizada por la falta de nuevas instalaciones de generación de servicio público.

Según los antecedentes que se conocen, la potencia instalada para el servicio público sólo creció de unos 141 200 kW que existían en 1930 a 180 000 kW en 1940, lo que representa un crecimiento medio acumulativo anual similar al 2%. Aún más si sólo se considera los primeros cinco años de la década de 1930 a 1940 se puede decir que en ese período la paralización del desarrollo eléctrico fue casi total.

La situación descrita se hizo sentir en el ámbito nacional y fue así que ya en 1935 un grupo de ingenieros chilenos abordó el estudio del problema de la electrificación nacional. Como resultado de este análisis se formuló una "Política Eléctrica Chilena", publicado en 1936 por el Instituto de Ingenieros de Chile.

Creada la Corporación de Fomento de la Producción por Ley N° 6.334 de 28 de abril de 1939, se resolvió desarrollar a través de ella la electrificación sistemática del país. Para este efecto, el Departamento de Energía y Combustibles de esa Corporación inició los estudios pertinentes, los cuales a corto plazo permitieron formular un "Plan de Acción Inmediata" que fue aprobado por el Consejo de CORFO en sesión del 23 de agosto de 1939.

El plan señalado, propendió a la realización de las obras de mayor urgencia, mientras se preparaba un plan definitivo de electrificación de todo el país. De acuerdo con él, se efectuaron primeramente las instalaciones de nuevos servicios eléctricos en las ciudades de Ovalle, Copiapó y Tocopilla, y se prestó ayuda técnica y económica a diversos concesionarios de empresas eléctricas existentes para que mejoraran o ampliaran sus instalaciones.

Al mismo tiempo, el Departamento de Energía y Combustibles emprendió el proyecto y construcción de las centrales hidroeléctricas de Sauzal, Abanico y Pilmaiquén, las cuales quedaron incluidas posteriormente en el Plan de Electrificación del País. Paralelamente se iniciaron las primeras exploraciones para localizar los futuros desarrollos hidroeléctricos.

En agosto de 1942, encontrándose en plena evolución el Plan de Acción Inmediata, el Departamento de Energía y Combustibles dio término a la elaboración del "Plan de Electrificación del País", el cual fue aprobado por el Consejo de la CORFO en sesión del 24 de marzo de 1943.

Posteriormente, y con fecha 21 de julio de 1943, el Consejo de la CORFO aprobó la organización de una sociedad que denominó Empresa Nacional de Electricidad S.A., con la sigla ENDESA. Esta sociedad se constituyó por escritura pública del 1° de diciembre de 1943 y su existencia se decretó el 3 de enero de 1944 y se legalizó por decreto del 23 de febrero de 1945.

De acuerdo al objetivo social de sus estatutos (Artículo 4°), la ENDESA tiene por objeto explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y, en particular, realizar el Plan de Electrificación del País, aprobado por el Consejo de la Corporación de Fomento de la Producción en su sesión N° 215 del 24 de marzo de 1943.

La energía eléctrica ha estado, desde sus primeras aplicaciones, fuertemente unida al progreso socio-económico de la humanidad. En el aspecto económico, la energía eléctrica permite la mecanización de la producción industrial extractiva y manufacturera con el consecuente aumento de la productividad. En su aspecto social, la electrificación de un país trae benéficos resultados, no sólo por la elevación del standard de vida derivado del robustecimiento de la economía nacional, sino que también por los efectos directos que se originan sobre la sociedad por la implantación y uso de servicios derivados o perfeccionados por esta fuente energética.

Es por esto que la energía eléctrica constituye una herramienta fundamental en el desarrollo de las naciones y como tal representa un servicio de extrema necesidad pública, considerándosele como elemento impulsador o de fomento de las actividades productoras del país y de bienestar de sus habitantes.

Una nación en vías de desarrollo como la nuestra, en la que se tiende a obtener un acelerado y racional aumento de la industrialización, a incrementar las superficies de cultivo mediante el riego, a tecnificar e industrializar la agricultura, a desarrollar los servicios de infraestructura, etc., exige contar con un respaldo energético que permita estimular y apoyar toda la actividad económica. Por esto, la energía eléctrica adquiere un papel preponderante en el desarrollo y obliga a disponer de ella en forma segura, abundante y barata.

Basándose en estos conceptos fue que se elaboró el "Plan de Electrificación Primaria del País". Este plan fijó para su desarrollo tres grandes etapas. La primera de ellas consultaba el desarrollo de las posibilidades generadoras de cada región aisladamente. La segunda consideraba la interconexión de los diversos sistemas regionales y la tercera consultaba la instalación de centrales mayores, con bajos costos de producción y operaciones centralizadas de manera de obtener la máxima eficiencia y economía del conjunto de unidades generadoras. En la actualidad, se han cumplido las dos primeras etapas y se encuentra en pleno desarrollo la tercera.

El Plan de Electrificación del País se concibió sobre la base de la división de él en siete regiones geográficas, cada una de las cuales correspondía a una índole particular de las características y distribución de sus recursos generadores hidro y termoeléctricos, de los regímenes hidrológicos de sus ríos y de sus consumos de energía eléctrica.

La división territorial señalada en el plan y la que actualmente ha definido la ENDESA se indica en el cuadro siguiente y ellas difieren ligeramente:

	Según Plan de Electrificación	Actual
1a. Región Geográfica	Arica a Vallenar	Arica a Chañaral
2a. Región Geográfica	Coquimbo e Illapel	Caldera a Salamanca
3a. Región Geográfica	Petorca a Linares	Los Vilos a Parral
4a. Región Geográfica	Parral a Traiguén	San Carlos a Victoria
5a. Región Geográfica	Lautaro a Pto. Montt	Lautaro a Pto. Montt
6a. Región Geográfica	Pto. Aysén a Istmo de Ofqui	C. Chacao a Angost. Inglesa
7a.. Región Geográfica	Istmo de Ofqui a Magallanes	Ang. Inglesa a Cabo de Hornos

La concepción técnica y económica del plan consideraba como aspecto básico desarrollar preponderantemente la producción eléctrica a través de la explotación de los recursos hidráulicos del país. Estaba fundamentado este criterio en la abundancia y economía de explotación de esos recursos, en la escasez de recursos nacionales alternativos como el carbón y los derivados del petróleo y en el mayor valor social que se origina con la ejecución de los proyectos hidroeléctricos por la mayor ocupación de mano de obra y materiales nacionales y las menores exigencias de divisas que estos proyectos involucran.

En los capítulos siguientes se describirá el desarrollo del Plan de Electrificación desde el punto de vista de los recursos hidroeléctricos.

4. DESARROLLOS HIDROELECTRICOS DE LA PRIMERA ETAPA

Como se ha expresado anteriormente, en el año 1939, y en consecuencia con anterioridad a la aprobación del "Plan de Electrificación del País" y su institucionalización, la Corporación de Fomento de la Producción aprobó un "Plan de Acción Inmediata" en materia de energía eléctrica, con el objeto de complementar el desarrollo industrial que se pretendía impulsar en esa época. De esta manera se inició la construcción de tres importantes centrales hidroeléctricas: Sauzal, Abanico y Pilmaiquén con los correspondientes sistemas de transmisión, hasta los centros de consumo ubicados en la vecindad.

Estos tres proyectos se concibieron para abastecer independientemente las demandas deficitarias a corto plazo de la 3a., 4a. y 5a. regiones geográficas respectivamente y antes de terminar el decenio de los años 40 ya se encontraban en servicio estas tres instalaciones. Junto con la conclusión de estas obras se inició la construcción de la central hidroeléctrica Los Molles, con el objeto de atender las necesidades de energía eléctrica de la 2a. región geográfica.

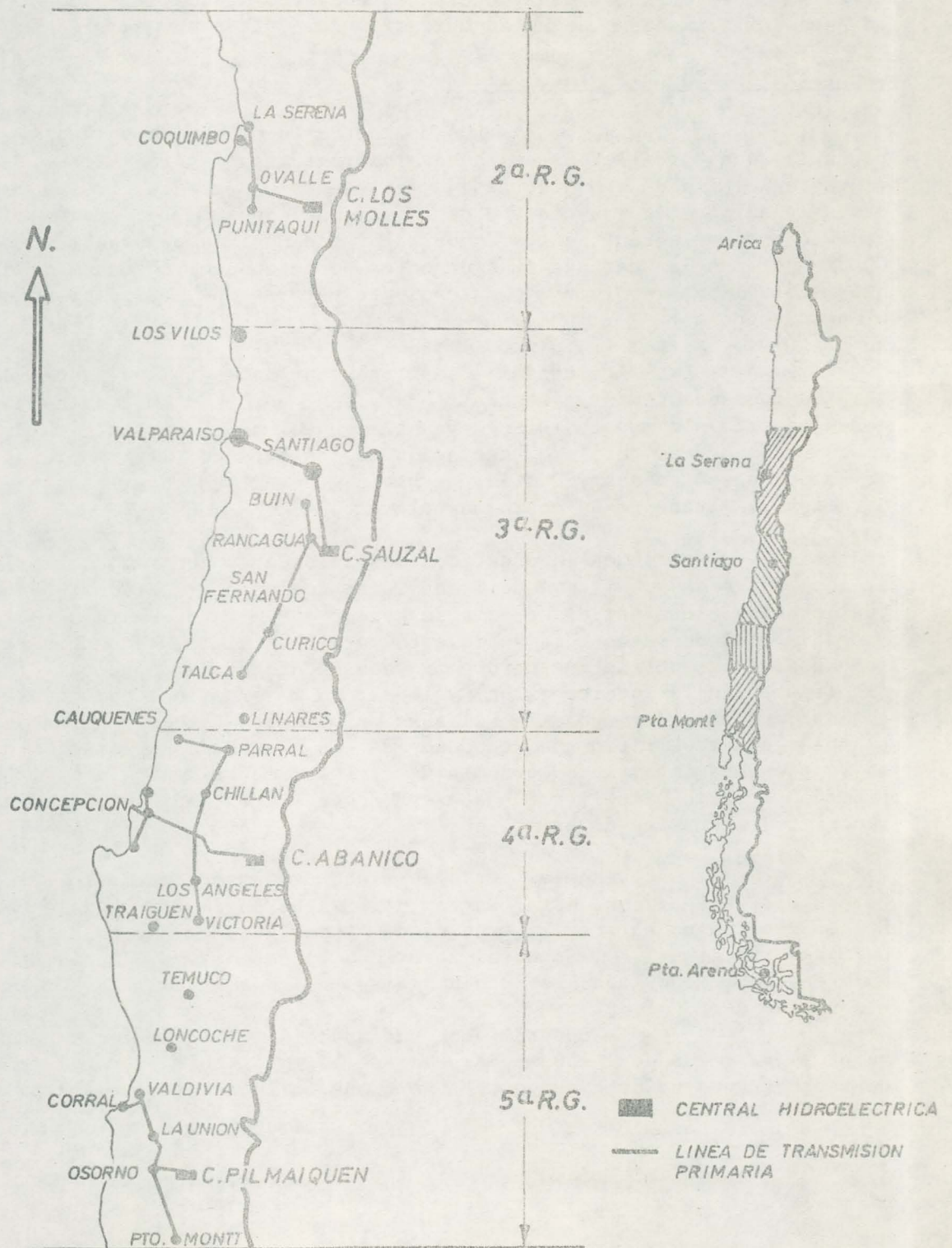
Con la puesta en servicio de esta central en el año 1952, se completó la primera etapa del "Plan de Electrificación del País" iniciada al comienzo de la década de 1940 (ver Figura N° 3-1).

Desde el punto de vista de una política de utilización de las aguas, esta etapa se caracterizó por un aprovechamiento regional de los recursos de agua disponibles en las zonas que se deseaba abastecer de energía eléctrica.

La magnitud de los recursos que se utilizaron estuvieron acorde con las necesidades del consumo que se pretendía abastecer, seleccionándose para el efecto las soluciones más económicas.

La ubicación de las centrales se eligió en forma tal que sus descargas quedaran situadas aguas arriba de las bocatomas de los primeros canales de regadío u otros usuarios. El carácter de centrales de pasada que tuvieron, hizo que la interferencia por la alteración del régimen natural de las aguas fuese mínimo, lo cual no impidió que en las instalaciones ubicadas en la zona central se produjeran problemas con los regantes como consecuencia de los golpes de agua derivados de la existencia de embalses de sobrecarga, los que aun siendo de pequeña magnitud obligaron a construir embalses de compensación, aguas abajo de las descargas de las centrales, para amortiguar las variaciones del caudal generado por éstas a fin de no dañar las bocatomas de los canales de riego ni producir variaciones de importancia en los caudales captados para regadío.

FIGURA 3-1
PLAN DE ELECTRIFICACION DEL PAIS
(PRIMERA ETAPA)



Sólo con el objeto de seguir un orden expositivo, describiremos brevemente a continuación el conjunto de centrales construidas en esta primera etapa, según su ubicación de norte a sur en el país.

Central Hidroeléctrica Los Molles

La central Los Molles de 16 000 kW de potencia, ubicada en la zona cordillerana de la hoya hidrográfica del río Limarí, se construyó con el fin de suministrar energía eléctrica para cubrir las necesidades inmediatas de los centros de consumo de Coquimbo-La Serena-Andacollo-Vicuña-Ovalle-Punitaqui y Combarbalá. Además, se pensaba servir en un futuro cercano las demandas más urgentes de la zona circundante de Illapel a Los Vilos, involucrando extensiones mayores que las solas concentraciones urbanas.

Los consumos señalados estaban servidos, antes de entrar en funcionamiento la central Los Molles, por plantas locales movidas en su mayoría por motores Diesel y por algunas pequeñas plantas hidráulicas. La capacidad total de generación en las ciudades más importantes como La Serena, Coquimbo y Ovalle, se hacía francamente insuficiente y su operación resultaba de un costo muy elevado.

Con la puesta en servicio de la central Los Molles en el año 1952 y de su Sistema de Transmisión que unió eléctricamente desde Ovalle a La Serena por el norte y de Ovalle a Punitaqui hacia el sur, se pudo disponer de la energía suficiente para abastecer los centros de consumo descritos, obtener un mayor aprovechamiento de la capacidad de servicio (efecto de la interconexión) y lograr un mejoramiento apreciable de la calidad, seguridad y economía del abastecimiento. La utilización de energía hidráulica permitió una reducción de los costos de explotación como así también una importante economía de divisas requeridas para la importación de petróleo Diesel, que hasta esa época era el medio predominante de generación eléctrica en la región.

Desde el punto de vista del aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos, esta central utiliza parte de los caudales del río Molles que es uno de los primeros cauces superficiales que constituyen la hoya del río Limarí. La central aprovecha un caudal medio anual de 1,3 m³/s en condiciones hidrológicas normales.

La central, con una aducción de 17 km logra una altura bruta de caída de 1 153 m. A pesar de la importancia de esta caída, la degradación que se origina en cota no tiene influencia con respecto a los

otros usuarios debido a que la descarga de la central queda situada a un nivel superior a las captaciones que existen para otros usos.

La central Los Molles cuenta con una pequeña capacidad de regulación horaria en su cámara de carga, por lo cual para no alterar el régimen natural del río, se construyó inmediatamente aguas abajo de su descarga un embalse de compensación. Por esta razón, la central se puede considerar como de pasada y su operación no produce interferencias de regulación con los usuarios de aguas abajo.

La generación de la central Los Molles está determinada por las características hidrológicas del régimen del río Molles. Se calcula que en un año de probabilidad 50% esta central debe generar una energía anual de 44 millones de kWh lo que representa el 22% del consumo actual (1973) en la 2a. Región Geográfica para servicio público. La mayor parte del resto del consumo es abastecido a través del Sistema Interconectado por transferencias de energía desde la 3a. Región.

Central Hidroeléctrica Sauzal

Según estudios de la época, el déficit de potencia para Servicio Público en las provincias de Aconcagua, Valparaíso y Santiago fue en el invierno de 1947 de 70 000 kW sin considerar las reservas necesarias. Si a este hecho se agrega el crecimiento vegetativo del consumo eléctrico de esas provincias que a la fecha se estimaba en no menos de un 8% acumulativo anual, puede deducirse la necesidad económica y social que justificaba la puesta en servicio de esta central. De esta forma, el Sistema Sauzal se concibió por una parte para ayudar al abastecimiento de la zona del país ubicada al norte del río Maipo, interconectándose con el sistema que en esas provincias tenía la Compañía Chilena de Electricidad Ltda. y por otra para abastecer los consumos eléctricos al sur de dicho río hasta la zona de Curicó-Talca. La puesta en servicio de la primera unidad (25 600 kW) de la central se realizó en 1948 y las dos siguientes en el año 1949.

La construcción de la central Sauzal con una potencia de 76 800 kW y de su sistema de transmisión, fue decidida por la Corporación de Fomento en 1940 después de decidir que los aprovechamientos hidroeléctricos más importantes como Maipo Bajo en el río Maipo y Rapel eran re cursos de "segunda instalación". Es decir, se estimó que estas soluciones eran de menor conveniencia económica por la magnitud de las obras necesarias y la desproporción entre los grandes recursos que permitían explotar y la menor demanda que era necesario abastecer. Por lo tanto, dichas alternativas debían postergarse a una etapa más avanzada del desarrollo eléctrico del país.



Así también se consideró que los recursos de la parte alta del valle de los ríos Aconcagua y Maipo constituían reservas del sistema de la Compañía Chilena de Electricidad.

Descartadas así las alternativas de las hoyas hidrográficas más cercanas a los centros importantes de consumo que se pretendían abastecer, se llegó a la conclusión de que era conveniente utilizar los recursos de la cuenca hidrográfica del río Cachapoal por la magnitud de esos recursos, su proximidad a los centros de consumo y la posibilidad de desarrollar un esquema de producción hidroeléctrico en el sector del río comprendido aproximadamente entre Coya y las primeras captaciones de importancia de los sistemas de riego.

El río Cachapoal y su afluentes presentaban diversas posibilidades hidroeléctricas, dos de las cuales ya habían sido aprovechadas para el suministro de energía al mineral "El Teniente". Estas eran la central Pangal en el río de igual nombre y la central Coya sobre el río Cachapoal. Aguas arriba y aguas abajo de esta última instalación, se presentaban posibilidades hidroeléctricas. Las de aguas arriba se descartaron por ser soluciones de pequeña magnitud al quedar ubicadas en la alta cordillera donde los recursos son pequeños y con estiajes prolongados (mayo a septiembre). Por lo anterior, se concluyó que la posibilidad hidroeléctrica de aprovechamiento más inmediato y seguro era el sector del valle ubicado entre la descarga de la central Coya y las captaciones de los principales canales de riego situados unos 25 km aguas abajo de Coya. De ahí la ubicación de la central Sauzal.

Desde el punto de vista del manejo de las aguas, la central tiene en un punto intermedio de su aducción un embalse de sobrecarga, de regulación horaria que le permite embalsar agua en las horas del día en que la demanda es mínima para entregar esos volúmenes en las horas de la punta. De esta forma, la parte de la aducción situada aguas arriba de la regulación es del tipo de pasada con el caudal de diseño de 55 m³/s, mientras que las de aguas abajo con una capacidad de conducción de 76,2 m³/s opera en forma variable durante el día.

La degradación en cota de las aguas utilizadas por la central, que alcanza a 120 m, no interfiere en el aprovechamiento de los otros usuarios por descargar aguas arriba de ellos. Sin embargo, la alteración del régimen natural del río ocasionado por la regulación diaria en el embalse de sobrecarga originó interferencias con los canales de riego que captan en un lugar muy próximo hacia aguas abajo.

Para eliminar esta interferencia, la ENDESA concibió el proyecto de un embalse de compensación ubicado aguas abajo de la descarga de Sauzal y dicho embalse constituyó parte de un esquema hidroeléctrico complementario de Sauzal y en serie con él, que se concretó en la central Sauzalito de 9 500 kW de potencia, puesta en servicio en 1959.

Además del análisis de tipo hidráulico que hemos indicado para la central Sauzal, conviene señalar las obras de transmisión primarias anexas a esta instalación que se concibieron y construyeron en esta etapa del desarrollo eléctrico.

Desde la central y hasta la ribera sur del río Maipo se construyó una línea de 110 kV en doble circuito. Esta línea fue extendida hasta Santiago por CHILECTRA que era la concesionaria del servicio público al norte del río Maipo. Esta línea fue dimensionada para transportar hacia el norte (Santiago) no sólo parte de la energía de Sauzal sino que también de las transferencias que se preveían a futuro provenientes de la central Cipreses.

Además de la línea anterior, se consultaron líneas de 66 kV uniendo la central con la ciudad de Rancagua y ésta con San Fernando y Curicó. En esa época ya existía una transmisión de igual voltaje de Rancagua hacia el norte hasta el pueblo de Buin. De esta forma, no sólo se llegó a una conexión directa con Santiago a través de la línea de 110 kV sino que se estableció una línea troncal en el sentido longitudinal del país uniendo a Buin por el norte con Curicó por el sur.

Las centrales Sauzal y Sauzalito pueden generar en un año de probabilidad hidrológica 50%, una energía de 493 millones de kWh lo que representa actualmente un 9,8% del total generado en la 3a. Región Geográfica y un 11,8% de la generación de servicio público de esa región.

Central Hidroeléctrica Abanico ●

La central Abanico ubicada en la parte alta del valle del río Laja y puesta en servicio en 1948, fue elegida con el objeto de abastecer la extensa e importante zona que va desde Parral-Cauquenes por el norte, hasta Traiguén-Victoria por el sur. En esta región, además de abastecer los consumos urbanos y residenciales y permitir también el desarrollo de la electrificación rural, se tenía primordialmente en vista, el suministro en forma segura y económica de la energía eléctrica que demandaba la importante industria que existía en ese sector, y en especial disponer del respaldo energético necesario para el importante plan de expansión industrial que se desarrollaría en torno a la ciudad de Concepción. (Acería de Huachipato y otras industrias derivadas).

Para cumplir con el abastecimiento exigido por esos sectores se contaba con la existencia de grandes recursos hidroeléctricos provenientes de la hoya hidrográfica del río Río-Río y susceptibles de explotarse en forma económica.

Dentro de los cuantiosos recursos de esta cuenca se eligió la alternativa no sólo más económica sino además, aquella que por sus características y magnitud se ajustaba a los requerimientos de la época. Basta señalar que instalaciones alternativas en esa cuenca como las centrales El Toro, Antuco, Ralco, Pangué, etc., sobrepasan los 300 000 kW de potencia instalada en cada una de ellas (El Toro: 400 000 kW; Antuco: 300 000 kW; Ralco: 1 000 000 kW; Pangué: 450 000 kW) y al igual que estas cifras sus capacidades de producción energética quedaban muy desproporcionadas, por exceso, con respecto a las necesidades del país en esa época. Este aspecto, más la seguridad y uniformidad hidrológica de los recursos hidráulicos disponibles, ocasionado por la existencia hacia aguas arriba del lago Laja, como así también su ubicación en la parte alta del valle del río Laja, definieron la prioridad de instalación de la central Abanico con respecto a las alternativas que existían.

La central queda situada en la cabecera del valle del río Laja. Aprovecha una caída bruta de 147 m y los recursos que provienen del lago Laja. Esta central se proyectó en su primera etapa con una potencia de 86 000 kW con 4 unidades de 21 500 kW, la primera de las cuales se puso en servicio en 1948 y las restantes en los años 1949, 1950 y 1952 respectivamente. La instalación era del tipo de pasada con una pequeña capacidad de regulación horaria en su bocatoma y utilizando los caudales que se filtran en forma natural por el desagüe permeable y subterráneo del lago Laja. Posteriormente, como una nueva etapa del desarrollo eléctrico del país y complementando el uso hidroeléctrico del agua con el uso para regadío, se realizaron obras de regulación en el lago Laja que permitieron disponer de una regulación incluso multianual del lago y contar con la posibilidad de extraer caudales adicionales a los que se filtran por el desagüe natural de él. Estas obras las analizaremos más adelante y por ahora nos limitaremos a señalar que ellas permitieron concluir a comienzos de la década de 1960 la ampliación de la central Abanico. Dicha ampliación consultó la instalación de dos nuevas unidades con una potencia de 25 000 kW cada una, con lo cual la central llegó a una potencia total instalada de 136 000 kW en el año 1959.

La utilización de los recursos hidráulicos de Abanico se realiza sin interferir con los otros usuarios debido a que la central descarga sus caudales muy aguas arriba de las primeras captaciones para regadío.

El sistema de transmisión desarrollado en conjunto con la primera etapa de la central, contaba con una línea de 154 kV que la unía a la ciudad de Concepción. Desde Concepción se construyeron líneas de 66 kV para transmitir la energía por la zona costera hasta Talcahuano y Tomé por el norte y Chiguayante, Schwager, Coronel, Lota y Curanilahue por el sur. Desde un punto intermedio de la línea de Abanico a Concepción (la Subestación Charrúa) se desarrollaron líneas de 66 kV hacia el norte uniéndolo los sectores de Chillán, San Carlos, Parral y Cauquenes, y hacia el sur interconectando Los Angeles, Angol, Victoria y Traiguén.

La producción anual de energía de Abanico es independiente del régimen hidrológico del río Laja por efecto de la regulación multianual del lago Laja. En consecuencia, la generación de esta central está determinada por las necesidades de abastecimiento que fija la ENDESA en concordancia con la operación de la central El Toro y las necesidades de los regantes. Se estima que en promedio anual la central Abanico en el futuro debe generar una energía de 350 millones de kWh.

Central Hidroeléctrica Pilmaiquén

La central Pilmaiquén fue el primer desarrollo hidroeléctrico puesto en servicio por la ENDESA (1944) y tuvo por objeto fundamental abastecer la zona sur de la 5a. Región Geográfica, en especial los centros de consumo de Valdivia, La Unión, Osorno y Puerto Montt, y permitir el desarrollo de un extenso plan de electrificación rural que se formuló a comienzos de 1940.

La ubicación de la central quedó definida por las favorables características topográficas de la zona alta del río Pilmaiquén, las que permitieron utilizar una altura bruta de caída de 32 m con un canal de aducción de sólo 460 m de longitud.

Para cumplir con estos objetivos se instalaron en una primera etapa 2 unidades generadoras con una potencia de 4 480 kW cada una (1944). Debido al crecimiento extraordinariamente rápido de la demanda fue preciso ampliar las obras con la instalación de otra unidad de igual potencia en 1948, de un grupo generador de 10 800 kW en 1951 y otro igual en 1959. De esta manera, se completó la actual potencia de la central, la que alcanza a los 35 040 kW.

La central utiliza parte de los recursos del río Pilmaiquén, el que se forma en el desagüe natural del lago Puyehue. Mediante pequeñas obras de regulación que se construyeron en ese desagüe, es posible contar con un volumen de agua que permite efectuar una regulación

mensual de los recursos. Además, en la obra de captación de la central, ubicada aguas abajo del desagüe del lago se tiene la posibilidad de regular volúmenes de menor magnitud que permiten variar horariamente la carga de la central.

El aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos del río Pilmaiquén, su degradación en cota y la alteración del régimen natural de las aguas que se origina, no produce interferencias con otros usuarios.

La energía producida por la central se transmitió mediante líneas de 66 kV hasta Osorno, y desde ese punto hasta Valdivia por el norte y Puerto Montt por el sur.

La central Pilmaiquén, en un año de probabilidad 50% genera 265 millones de kWh lo que representa en la actualidad el 46% de lo que se genera en la 5a. Región y que en un 98% corresponde a servicio público.

En la Figura N° 3-1 que se incluye, se ha esquematizado el desarrollo del Plan de Electrificación al término de la primera etapa y en el Anexo se incluye un resumen con las características principales de cada central.

5. DESARROLLOS HIDROELECTRICOS DE LA SEGUNDA ETAPA

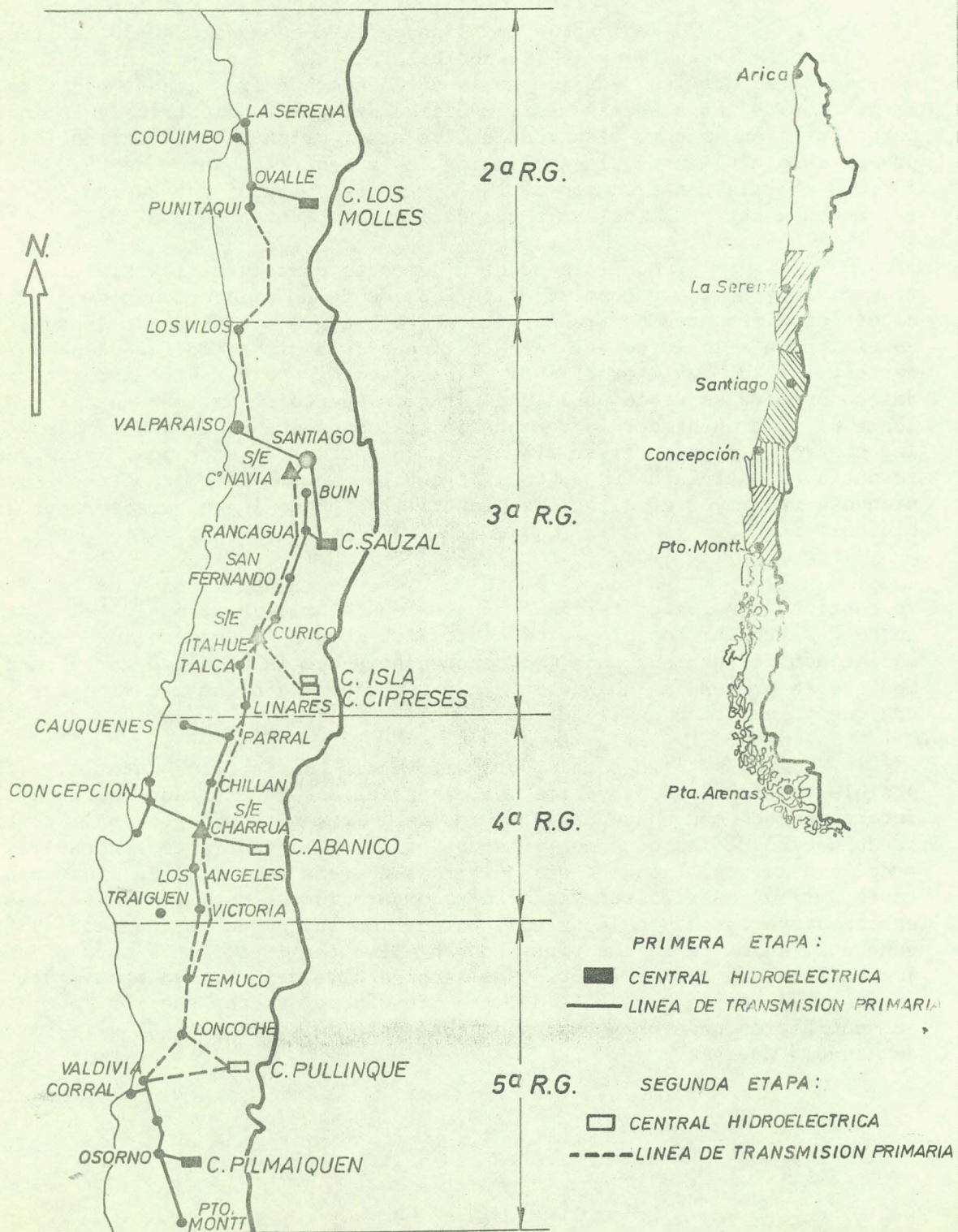
Habiéndose cumplido en la década de 1940-50 la primera etapa del Plan de Electrificación del País, se inicia a comienzos del decenio siguiente la ejecución de la segunda etapa programada, mediante la ampliación de los sistemas de transmisión de energía eléctrica y la incorporación al suministro eléctrico de los desarrollos hidroeléctricos de Cipreses-Isla, Pullínque, la ampliación de la central Abanico de 86 000 a 136 000 kW y la construcción de las centrales Chapiquiña y Puerto Aysén en las zonas norte y sur del país respectivamente (Ver Figura N° 3-2).

Con la ejecución de estas obras y de los sistemas de transmisión, se logra como objetivo fundamental, la interconexión eléctrica de las diferentes centrales generadoras, con los centros de consumo que se extienden a lo largo del territorio entre la ciudad de La Serena por el norte y Puerto Montt por el sur y el abastecimiento de parte importante del consumo de servicio público de Arica y Puerto Aysén. De esta forma se logra no sólo abastecer la demanda de las zonas que no eran servidas por las centrales de la primera etapa sino que además se hace posible la transferencia de energía de un punto a otro del "Sistema Interconectado" obteniéndose una mayor eficiencia en la utilización de los diversos recursos hidráulicos.

Desde el punto de vista de la utilización de las aguas se continuó con los criterios impuestos en la primera etapa, en el sentido de desarrollar los proyectos hidroeléctricos aprovechando los recursos más económicos de cada zona, en concordancia con la magnitud de los consumos que se pretendían abastecer y sin interferir con los usuarios del agua que ya existían en la cuenca.

En cambio, y a diferencia con la etapa anterior, fue posible analizar los proyectos de la zona en que se extiende el Sistema Interconectado con concepción más amplia, desligando la dependencia entre la ubicación de los consumos y la posición de las centrales generadoras gracias a la posibilidad de transmitir la energía dentro de un sistema bastante amplio. Además se inicia la incorporación de embalses de regulación en los proyectos hidroeléctricos, tales como laguna de La Invernada y laguna del Maule que se constituyeron en elementos importantes para una mejor utilización de los recursos de la hoya alta del río Maule al igual que el lago Laja en la hoya alta del río Bío-Bío, proyectos que por lo tanto se concibieron como obras de aprovechamiento múltiple entre los sectores de Riego y Energía.

FIGURA 3 - 2
PLAN DE ELECTRIFICACION DEL PAIS.
PRIMERA Y SEGUNDA ETAPA
ZONA SISTEMA INTERCONECTADO



Centrales Hidroeléctricas Cipreses-Isla

La central Cipreses de 101 400 kW de potencia instalada se encuentra situada en la hoya hidrográfica del río Maule a 100 km al oriente de la ciudad de Talca. Su puesta en servicio se realizó en el año 1955. La central utiliza los recursos hidráulicos del río Cipreses. Este río tiene, por su ubicación geográfica, un régimen hidrológico de carácter netamente glacial, razón por la cual se construyó en el desague natural de la laguna de "La Invernada" una presa de 28 m de altura que permitió disponer de un embalse de regulación estacional que ha hecho posible obtener un mejor aprovechamiento de los recursos hidráulicos, transfiriendo parte de los volúmenes que escurrirían en primavera al período de invierno. De esta forma, en la central Cipreses, que toma sus aguas desde esa laguna, se pudo incrementar la producción de energía de otoño e invierno.

La regulación de las aguas que hemos señalado constituyó así un claro beneficio en el suministro eléctrico del país, especialmente deficitario en el período otoño-invierno y no constituyó interferencias con el uso del agua en el regadío, debido a que los volúmenes transferidos de la primavera eran excedentes del sistema de riego del río Maule. Por otra parte, la altura bruta máxima de caída de la central que alcanza a los 374 m, produce una degradación en cota de las aguas que no interfiere con los usuarios debido a que la descarga de la central queda ubicada aguas arriba de las captaciones de los canales de riego importantes de la zona.

Posteriormente y en concordancia con los programas de utilización de las aguas del río Maule en el desarrollo del regadío, se llevó adelante en conjunto con la Dirección de Riego del Ministerio de Obras Públicas, el proyecto de aprovechamiento de uso múltiple de la Laguna del Maule.

La construcción de este proyecto, concebido con el objeto de un mejor aprovechamiento de las aguas del río Maule, con fines de regadío permitió no sólo cumplir con las finalidades iniciales establecidas por el sector agrícola sino que además fue factor determinante para formular el desarrollo hidroeléctrico de la central Isla. Así también se reglamentó el uso de las aguas de las lagunas La Invernada y Maule entre estos dos principales usuarios (riego y energía eléctrica).

Nació así la concepción de la central Isla, en serie hidráulica con la central Cipreses y con el embalse de la Laguna del Maule, utilizando los recursos y regulación de ese embalse y de la laguna La Invernada, bajo la reglamentación del convenio con la Dirección de Riego.

Los recursos señalados, las características topográficas de la zona y las necesidades del abastecimiento eléctrico, definieron una potencia instalada de 68 000 kW para esta central.

El sistema de transmisión desarrollado junto con la ejecución de estas centrales estaba formado por una línea de transmisión de doble circuito de 154 kV, que conectaba el sistema de generación con la Subestación Itahue en el valle central, a 100 km al noroeste de Cipreses, y con Subestación Cerro Navia, ubicada en el extremo norponiente de la ciudad de Santiago, a 209 km al norte de Itahue.

En Cerro Navia se interconectó el Sistema Cipreses de la ENDESA con el Sistema de la Cía. Chilena de Electricidad Ltda., mediante una subestación transformadora de 154 a 110 kV, desde la cual la Cía. Chilena de Electricidad alimenta el grupo de subestaciones de distribución de San Cristóbal, Ochagavía y Carrascal, en el anillo de circunvalación de Santiago, y la Subestación de Las Vegas, en la provincia de Valparaíso.

El Sistema Cipreses comprende además una línea de transmisión de 154 kV de un circuito entre la Subestación de Itahue y la Subestación Charrúa, situada más al sur y perteneciente esta última al Sistema Hidroeléctrico de Abanico que abastecía de energía a las provincias de Nuble, Concepción, Arauco y Bío-Bío, en la 4a. Región del Plan de Electrificación del País. Mediante esta línea fue posible interconectar las regiones geográficas correspondientes (3a. y 4a.) las cuales constituyen aún hoy día el núcleo más importante de producción y consumo de energía eléctrica del país.

La central Cipreses puede generar una energía media anual de 507 millones de kWh (año 50%) y la central Isla unos 360 millones de kWh, lo que en la actualidad significa que estas dos centrales pueden producir en condiciones medias un 17% de la generación total de la 3a. Región y un 21% de la generación para servicio público de esta región.

Obras de Regulación del Lago Laja y Ampliación Central Abanico

Las obras de regulación del lago Laja están constituidas por las Obras Provisionales de Regulación y el Túnel de Vaciado del lago Laja.

Las Obras Provisionales de Regulación fueron las primeras en construirse iniciándose las faenas en 1951 y concluyéndose en 1955. Estas obras tuvieron por objeto obtener una regulación en el lago

de unos 800 millones de m³ con una fluctuación de 7 m, a fin de utilizar dicho efecto regulador en la generación de la central Abanico. Posteriormente, en 1959, se ampliaron las obras a fin de aumentar en 1 m la fluctuación del lago llegándose a un volumen de regulación de 926 millones de m³. De este modo en 1960 el lago llegó a la máxima cota de operación registrada (1 368,80) con un volumen regulado de 900 millones de m³, lo cual aún hoy en día constituye un valor de significación.

La capacidad de regulación señalada se logró al peraltar el desagüe natural y superficial del lago a través de una barrera que inicialmente tenía una altura de 7 m y que posteriormente fue aumentada en 1 m a través de un sistema provisional de tabloncillos.

La barrera de 200 m de longitud está formada por un muro de hormigón con un vertedero en la mayor parte de su extensión y por una estructura de compuertas que permite extraer los caudales regulados.

Concluidas las obras provisionales descritas se inició la ejecución del Túnel de Vaciado del lago Laja. Esta obra fue concebida para utilizar un volumen de regulación del lago de aproximadamente 5 600 millones de m³ en la generación de la central Abanico y en el riego de superficies agrícolas de las provincias de Ñuble y Bío-Bío proyectándose para extraer hasta un caudal de 80 m³/s. Específicamente, estas obras permitieron proporcionar un caudal adicional a la central Abanico necesario para la ampliación de esa central en 50 000 kW (2 unidades de 25 000 kW) como así también dotar de riego a 60 000 hectáreas de suelos de cultivo de secano y mejorar el regadío de 90 000 hectáreas.

Adicionalmente y como aspecto muy importante para el proyecto de las restantes obras hidroeléctricas del Laja, las obras de regulación permitieron efectuar el descenso del nivel del lago y determinar en función de él las filtraciones por el desagüe subterráneo del lago.

El Túnel de Vaciado está ubicado en los cerros del costado norte del desagüe del lago Laja y a través de un trazado de 1 680 m de longitud se conecta con el sistema de toma a través de un pique de compuertas de 75 m de profundidad. La captación está compuesta de tres bocatomas profundas de las cuales la primera se puso en servicio en 1963 (Bocatoma Sur - Primer Nivel), la segunda en 1965 (Bocatoma Norte), permitiendo aumentar la capacidad de regulación del lago de los 900 millones de m³ que establecían las obras provisionales a 3 000 millones de m³ con la primera bocatoma, 4 600 millones de m³ con la segunda y finalmente a 5 600 millones con la tercera bocatoma.

Las aguas extraídas a través de este sistema de bocatomas y conducidas por el Túnel de Vaciado son reguladas en el extremo de aguas abajo del túnel, mediante dos válvulas en paralelo del tipo "chorro hueco" de 1,85 m de diámetro las que descargan al cauce del río Laja en un punto ubicado 1 000 m aguas abajo del desague del lago Laja.

Las obras indicadas permitieron efectuar extracciones de agua desde el lago, adicionales a las que naturalmente filtran por el desague subterráneo, en el período comprendido entre la puesta en servicio de las obras provisionales (1955) y la puesta en marcha de la central El Toro (*) que produjeron un descenso paulatino del nivel del lago hasta alcanzar en el invierno de 1970 la cota 1 366,60 por efecto del período de sequía que existió en el país entre los años 1967 y 1970. Los beneficios que se obtuvieron con la regulación del lago a través de estas obras son múltiples y ellos son analizados en otro de los trabajos que se incluye en el presente informe (**) y para los efectos del presente estudio sólo señalaremos que los mayores recursos de agua que así se obtuvieron hicieron posible la ampliación de la central Abanico.

Como se ha señalado en el capítulo anterior, la central Abanico se construyó en el decenio de 1940 entrando en servicio su primera unidad en 1948 y las restantes en forma sucesiva hasta 1952 en que se completó la potencia de proyecto de 86 000 kW al instalar la cuarta unidad de 21 500 kW. Las obras de regulación descritas determinaron la ampliación de la central a 136 000 kW para cuyo efecto fue preciso aumentar la capacidad hidráulica de las obras civiles desde un caudal de diseño de 80 m³/s a 112 m³/s. Con este fin se peraltó la barrera de la bocatoma de la central, se aumentó la sección del canal de aducción peraltando los revestimientos correspondientes, se amplió la cámara de carga y se montaron dos tuberías para alimentar las nuevas unidades. Así también se debió construir un segundo rápido de descarga de la cámara de carga con su correspondiente colchón. En conjunto con estas obras se ejecutaron faenas importantes de arreglo y protección del canal de aducción en especial dirigidas a estabilizar los taludes del cerro en ambos costados de la aducción.

De esta forma, la central en el año 1959 quedó en servicio con su potencia actual (136 000 kW).

(*) Con la central El Toro es posible utilizar un volumen de regulación similar con la ventaja de que se obtiene un mejor aprovechamiento de las aguas debido a la mayor altura de caída de esta central.

(**) Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Laja - Tema V - Gustavo Benavente Z.

Central Hidroeléctrica Pullinque •

Al construirse en 1944 la central Pilmaiquén, fue posible entregar al sector sur de la 5a. Región un suministro eléctrico normal. En cambio, el sector norte (Cautín y Valdivia) mantuvo un servicio insuficiente para su población y sus posibilidades económicas.

Para aliviar, en parte esta situación, la ENDESA prolongó las líneas de transmisión del Sistema Pilmaiquén hasta la ciudad de Valdivia y posteriormente hasta Loncoche. Para mejorar el suministro de Temuco se construyó una línea desde Victoria, permitiendo abastecerlo así desde el Sistema Abanico.

Sin embargo, junto con las medidas transitorias anteriores y de acuerdo al programa de obras por ejecutar, se proyectó reemplazar el conjunto de pequeñas centrales que abastecían en forma deficiente el sector norte de la 5a. Región, por una central hidroeléctrica capaz de servir en forma normal el consumo de la zona y cubrir el crecimiento previsto para un futuro inmediato. Además se dispuso la construcción de la red de transmisión necesaria para integrar toda la 5a. Región al Sistema Interconectado Central.

Para elegir la solución de central más favorable, la ENDESA realizó un reconocimiento completo de las posibilidades hidroeléctricas, determinándose que las más convenientes eran el aprovechamiento de las aguas del río Huanehue, que une los lagos Calafquén y Panguipulli, aprovechando la regulación de la laguna Pullinque.

El desarrollo previsto consultaba dos plantas generadoras en serie hidráulica: Calafquén y Pullinque.

Después de un estudio comparativo de ambas posibilidades se optó por dar prioridad a la central Pullinque, debido a su plazo de construcción más breve y a su menor inversión inicial.

Junto con el proyecto de la central de 48 600 kW de potencia instalada se inició el estudio de un extenso sistema regional de transmisión, que comprende seis grandes subestaciones y alrededor de 450 km de líneas de transmisión en 66 kV.

Con ello, además de permitir la electrificación de 20 nuevos pueblos se aseguraba un aprovisionamiento normal de energía eléctrica en toda la región.

En esta forma y a partir de 1962 en que se puso en ser vicio esta central, la ENDESA resolvió el problema del suministro eléctrico de la 5a. Región Geográfica para el futuro inmediato, ya que las necesidades de energía fueron abastecidas en forma satisfactoria por las centrales Pilmaiquén y Pullinque.

Finalmente, la incorporación de la 5a. Región al Sistema Interconectado se realizó mediante una línea de 154 kV de simple circuito, que unió la Subestación Temuco con la Subestación Charrúa.

En la Figura N° 3-2 se ha esquematizado la situación del desarrollo hidroeléctrico y de las líneas principales de transmisión en esta segunda etapa de desarrollo del Plan de Electrificación.

Podemos observar allí la constitución de la interconexión de toda la extensa zona que va de La Serena a Puerto Montt y que concretó lo que el distinguido ingeniero chileno, don Arturo E. Salazar, definió hace unos 50 años atrás como el Nervio Central Eléctrico Chileno.

Central Chapiquiña

Además de los desarrollos hidroeléctricos que hemos indicado anteriormente y que se extendieron en la zona central y centro sur del país, hasta constituir parte del Sistema Interconectado, se llevaron a efecto otras obras hidráulicas de generación eléctrica en los extremos del país destinadas a complementar el abastecimiento de plantas térmicas que ya existían. Tal es el caso de la central Chapiquiña en la provincia de Tarapacá y de la central Puerto Aysén en la provincia de Aysén.

La central hidroeléctrica Chapiquiña queda ubicada en el altiplano chileno de la provincia de Tarapacá a una altura comprendida entre los 3 300 m y 4 300 m de altitud y a 120 km al oriente de la ciudad de Arica. Fue concebida inicialmente con el solo fin de respaldar el suministro de energía eléctrica de esta ciudad. Posteriormente, con la construcción de la línea de transmisión entre Arica, Iquique y Tamarugal ha sido factible el envío de energía hacia el sur de Arica hasta las localidades señaladas.

Las aguas de la laguna Cotacotani y de las ciénagas de Parinacota constituyen los recursos hidráulicos de la central.

La utilización de estas aguas fue destinada inicialmente sólo al riego de terrenos del valle de Azapa para cuyo efecto la Dirección de Riego del Ministerio de Obras Públicas construyó un sistema de

regulación en la laguna Cotacotani, una captación en el desague de Parina cota y una aducción desde el punto anterior hasta la quebrada Chusmiza, lugar en el cual las aguas se vacían a este cauce natural el cual las conduce hasta las bocatomas de los regantes.

Para aprovechar estas aguas en Chapiquiña, ellas se captan unos 165 m aguas arriba de la descarga a la quebrada Chamiza y mediante un túnel de 3 074 m y una tubería en presión de 4 255 m se conducen hasta los equipos electromecánicos de generación.

La central Chapiquiña con una altura bruta de caída de 1 008 m y un caudal de diseño de 1,37 m³/s tiene una potencia nominal de 10 200 kW con dos grupos iguales que producen una energía media anual de 40 millones de kWh. La construcción de las obras de la central se inició en el año 1961 y fue puesta en servicio en 1967.

En la actualidad la Dirección de Riego está construyendo las obras de vaciado de la laguna Chungará las cuales permitirán incrementar los recursos de agua tanto para fines de riego como de generación hidroeléctrica en Chapiquiña. Concluidas estas obras la generación media anual de la central podría aumentarse al doble de la actual (80 millones de kWh).

La energía producida por la central Chapiquiña se transmite hasta Arica por una línea de un circuito de 66 kV y de 83 km de longitud, la cual se construyó junto con la central. Posteriormente se realizó la interconexión hacia el sur hasta Iquique y Tamarugal a través de una línea de un circuito de 66 kV.

Central Puerto Aysén

La central hidroeléctrica de Puerto Aysén queda ubicada a 4 km al norte de la ciudad de Puerto Aysén y fue construida con el fin de proporcionar energía eléctrica a la ciudad señalada como así también a Coihaique para cuyo objeto se construyó una línea de 23 kV y 63 km de longitud. Estas obras se pusieron en servicio en 1962 con una potencia inicial de 2 000 kW. Posteriormente se ha efectuado una ampliación de la aducción que permitió reemplazar la máquina inicialmente instalada por otro grupo de generación de 3 000 kW de potencia nominal dejándose al anterior como reserva encontrándose en servicio desde 1971. Así también se amplió el sistema de transmisión de 23 kV hasta Balmaceda y se interconectó con una línea de igual voltaje a Puerto Chacabuco constituyéndose de esta forma el actual Sistema Eléctrico Aysén. Dentro de este sistema de servicio público, la central Puerto Aysén representa actualmente cerca del 50% en potencia y sobre el 85% en generación(*).

(*) En un año de probabilidad hidrológica normal (50%) genera 11 millones de kWh al año.

La central Puerto Aysén utiliza los recursos de agua del río Arredondo con una capacidad de 3,3 m³/s y una altura de caída de 100 m disponiendo de una bocatoma sin regulación, una aducción en canal de 1 100 m de largo con una cámara de carga en su extremo final y de una tubería de 305 m de longitud y 0,95 m de diámetro que permite conducir las aguas indistintamente a cada unidad de la central (la de servicio de 3 000 kW y la de reserva de 2 000 kW).

Por último, durante esta segunda etapa del Plan de Electrificación se construyeron o ampliaron diversas obras de generación de carácter térmico para abastecer la demanda del servicio público del país. Entre ellas se destacan las centrales Renca y Ventanas construidas por la Compañía Chilena de Electricidad en la zona central. La central Renca ubicada en la ciudad de Santiago se puso en servicio en el año 1962 con una potencia instalada de 100 000 kW interconectándose en la S/E Cerro Navía al sistema de servicio público de CHILECTRA y consecuentemente al Sistema Interconectado del país. La central Ventanas ubicada en la bahía de Quinteros (provincia de Valparaíso) se puso en servicio en 1964 con una potencia instalada de 115 000 kW interconectándose al sistema de transmisión de CHILECTRA y al Sistema Interconectado del país en la S/E San Pedro a través de dos circuitos de 110 kV. La capacidad energética de estas centrales permite dar el adecuado respaldo al abastecimiento hidroeléctrico del centro del país cuando las condiciones hidrológicas de estas centrales es desfavorable. Tal es el caso del período de sequía que afectó a la zona señalada en el período 1967-1970, oportunidad en la cual la disminución de la generación hidroeléctrica fue absorbida por una mayor generación en las centrales térmicas, en especial en las recién señaladas.

En relación a las zonas del país que no son abastecidas a través del Sistema Interconectado Central, se hicieron diversas instalaciones o se reemplazaron equipos obsoletos o insuficientes destacándose la puesta en servicio de unidades térmicas de la ENDESA en las localidades de Arica, Iquique, Antofagasta, Taltal, Huasco, Guayacán (Coquimbo) y Punta Arenas entre las mayores.

6. DESARROLLOS HIDROELECTRICOS DE LA TERCERA ETAPA

De acuerdo a los estudios de previsión de consumos realizados por la ENDESA a comienzos de la década de 1960, la tasa de crecimiento anual de las demandas de potencia y energía del Sistema Interconectado alcanzaban a un valor similar al 8% acumulativo anual. Las centrales generadoras instaladas hasta la segunda etapa del Plan de Electrificación, permitían abastecer las demandas con una seguridad adecuada sólo hasta los años 1967-68. De este hecho, se dedujo la necesidad que existía de poner en servicio, con posterioridad a esa fecha, grandes unidades generadoras que permitiesen suministrar la potencia y energía que requeriría el sistema. En efecto, la tasa de crecimiento indicada y la magnitud de los consumos detectados durante el decenio de 1960-70 permitían calcular que el Sistema Interconectado exigiría la instalación de potencias superiores a los 120 000 kW anuales con una producción energética del orden de los 500 millones de kWh por año.

El orden de estas cifras, la localización de los consumos más deficitarios, la necesidad de suministrar la punta del consumo con centrales adecuadas y las ventajas económicas de la utilización de recursos hidráulicos fue lo que fundamentalmente llevó a la decisión de desarrollar los proyectos hidroeléctricos de las centrales Rapel y El Toro.

La tendencia de los consumos que se ha señalado ha sido verificada por estudios posteriores y ella se considera válida hacia el futuro. Este hecho, más la conveniencia económica de explotar los recursos hidráulicos de las cuencas en que ya existen desarrollos hidroeléctricos, llevó a la decisión de impulsar los proyectos de otras dos grandes centrales hidráulicas como son la central Antuco, en la hoya del Laja, y las centrales Colbún y Machicura en la hoya del río Maule.

La magnitud de las centrales hidráulicas y la influencia de la operación de ellas en el abastecimiento del consumo eléctrico, exigen en esta Tercera Etapa soluciones que se caractericen por disponer de importantes volúmenes de regulación, de tal manera que los recursos embalsados permitan contar con el respaldo hidrológico necesario para absorber los períodos críticos de abastecimiento. Tal es el caso del embalse Rapel en el proyecto de la central Rapel, el lago Laja en los proyectos hidroeléctricos de El Toro y Antuco y el embalse Colbún en las centrales Colbún y Machicura.

Como hemos visto anteriormente, la alteración del régimen natural de los cursos superficiales ocasionada por las demandas exigidas de la hidroelectricidad se contrapone al óptimo aprovechamiento de

los recursos de agua para su utilización en el regadío. Por lo tanto, para obtener en los casos mencionados un beneficio armónico entre uno y otro sector, es preciso proyectar y explotar estos grandes embalses como obras de uso múltiple distribuyendo los recursos de agua entre los usuarios en concordancia con las necesidades y prioridades que signifiquen mayor beneficio al país.

Es así que la ENDESA ha suscrito convenios con la Dirección de Riego del Ministerio de Obras Públicas y Transportes para la utilización de las aguas en el embalse Rapel, en el lago Laja y para el canal Teno-Chimbarongo y deberá llegar a acuerdos sobre este mismo problema en la utilización de las aguas del embalse Colbún.

Junto con la programación de los desarrollos hidroeléctricos que hemos señalado, se proyectó la construcción de unidades térmicas que dieran el respaldo necesario a la operación de las instalaciones hidroeléctricas, en especial para afirmar la producción en los períodos de escasez de recursos hidráulicos. Además, la intercalación de centrales térmicas en el programa de instalaciones, permite una política menos exigente de inversiones iniciales debido a la menor magnitud de los costos de construcción de este tipo de centrales con respecto a las que se originan con la ejecución de obras hidroeléctricas.

Por las razones expuestas se decidió que además de realizar los proyectos hidroeléctricos señalados se debían poner en servicio posteriormente a Rapel la central termoeléctrica Bocamina de 125 000 kW y con posterioridad a El Toro y antes de Antuco nuevas unidades térmicas en Bocamina y Ventanas.

En los párrafos siguientes analizaremos específicamente los desarrollos hidroeléctricos señalados de los cuales, las centrales Rapel y El Toro se encuentran ya en servicio y Antuco iniciando su construcción. También se incluyen los aspectos más importantes del proyecto de las centrales Colbún y Machicura cuyas construcciones se iniciarán próximamente.

Central Hidroeléctrica Rapel

La central Rapel se encuentra ubicada en el curso inferior del río Rapel, y utiliza los importantes caudales de invierno y primavera de este río y los derrames o recuperaciones del regadío que recibe el curso superficial durante las estaciones de primavera y verano. Este proyecto consta esencialmente de un embalse artificial de 700 millones de m³ de capacidad(*) creado por un muro de hormigón en arco, de 112 m de

(*) 433 millones de m³ de regulación.

altura máxima. Al pie de la presa está ubicada la casa de máquinas de la central aprovechando una altura de caída bruta máxima de 76 m. Las primeras unidades comenzaron a generar durante el año 1968.

Cómo se ha dicho anteriormente, la política aplicada por la ENDESA con respecto a la ubicación de sus centrales hidroeléctricas, estuvo sustentada en las dos primeras etapas del Plan de Electrificación del País, en no producir interferencias con el uso de las aguas en el regadío. Por esto se desarrollaron proyectos ubicados aguas arriba de los sistemas de captación de los canales de riego. La no interferencia con los canales de riego, se puede lograr también ubicando las centrales hidroeléctricas en el extremo de aguas abajo de los aprovechamientos agrícolas, siempre que se cuente con una planificación integral de la cuenca la cual permita valorizar en términos económicos la influencia que tendrán en el desarrollo hidroeléctrico los programas de expansión de utilización de los recursos de agua por los otros usuarios ubicados hacia aguas arriba de la central. En el caso de la central Rapel se consideró que no existirían interferencias con otros usos del agua por el hecho de quedar ubicada en el extremo aguas abajo de la hoya y no conocerse, en esa época, programas de mejoramiento del regadío en la parte media y superior de la cuenca del río Rapel (ríos Cachapoal y Tinguiririca).

Cuando se tomó la decisión de construir el proyecto de Rapel, la ENDESA se veía en la necesidad de poner en servicio una instalación que le permitiera abastecer el creciente déficit de potencia de punta del sistema, en especial el que se producía en la 3a. región geográfica del país. Además, era preciso aumentar la energía de invierno que se producía en esta región del país con el objeto de no incrementar en forma antieconómica el sistema de transmisión desde el sur. Otra exigencia de importancia que establecía el consumo era el contar con una central de gran flexibilidad y rapidez de operación con el fin de efectuar la regulación fina que exige la constancia de la frecuencia.

Los requerimientos señalados y las características técnicas y económicas del proyecto "Rapel", llevaron a concluir que ese proyecto era el más adecuado para poner en servicio al término del decenio 1960-1970.

Junto con la ejecución de las obras de la central se construyó la primera línea de 220 kV del país (Rapel-Cerro Navia), la que permitió unir la central con el resto del Sistema Interconectado. De esta manera, dicho sistema y en especial la 3a. región geográfica, pudo contar con una potencia adicional de 350 000 kW, una energía media anual de 880 millones de kWh de los cuales cerca del 70% se produce en invierno,

y con los volúmenes de regulación necesarios para abastecer la demanda de punta del sistema y satisfacer los requerimientos de regulación de frecuencia.

Con posterioridad a la decisión de construir el proyecto "Rapel", se ha concebido y desarrollado, por parte de la Dirección de Riego, el proyecto del embalse "Convento Viejo", actualmente en construcción. Este embalse regula los recursos del estero Chimbarongo y además es alimentado con caudales excedentes del río Teno a través del canal "Teno-Chimbarongo". Considerando que el estero Chimbarongo es un afluente del río Rapel ubicado aguas arriba de la central hidroeléctrica, el destinar la mayor parte de esos recursos en el riego de superficies agrícolas ubicadas en hoyas vecinas que no drenan hacia la hoya del Rapel, produce una disminución de los recursos de agua de la central.

Para paliar en parte este efecto, la ENDESA, de acuerdo con la Dirección de Riego, está construyendo el canal Teno-Chimbarongo con una mayor capacidad que la sola requerida por Riego lo que permitirá aprovechar en la central Rapel parte de los caudales del río Teno.

Como hemos dicho anteriormente, la administración de los caudales transferidos por ese canal se realizará a través de un convenio entre ambas instituciones.

Así también, en el futuro, se podrían originar interferencias entre los programas de utilización de las aguas de la parte alta de la hoya del río Rapel y el aprovechamiento de esos recursos en la central, en especial si se materializa la idea de transferir hacia el norte parte de los caudales de primavera e invierno de los ríos Cachapoal y Tinguiririca.

Centrales Hidroeléctricas El Toro y Antuco

Estas dos centrales hidroeléctricas constituyen, junto con la central Abanico y el Túnel de Vaciado del lago Laja, el denominado "Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Laja".

Este aprovechamiento del río Laja consiste en la utilización con fines energéticos, de las aguas provenientes de la hoya hidrográfica del curso superior del río, en la zona comprendida entre su nacimiento y las bocatomas de los primeros canales de regadío, ubicados un poco aguas arriba del pueblo de Antuco. La utilización de los recursos hidrológicos existentes, constituirá un aprovechamiento conjunto de energía y regadío, ya que una vez finalizadas las obras que se proyectan, se

dispondrá de una potencia instalada de aproximadamente 836 000 kW, con una generación semejante a los 3 800 millones de kWh anuales, haciendo además, posible el regadío de 48 000 hectáreas actualmente sin riego y mejorando el riego de unas 60 000 hectáreas manteniendo a la vez la seguridad de riego de 90 000 hectáreas actualmente regadas con el Laja.

El aprovechamiento de los recursos del Laja para los fines de riego, se realizará mediante las obras actualmente en funcionamiento (canales Zañartu, Collao, Laja y otros menores) que permiten regar unas 90 000 hectáreas, y las obras en proyecto del "Plan Laja" que incluye los canales Laja Sur y Laja Diguillín. Mediante el canal Laja Sur se regarán unas 37 000 hectáreas en las zonas de Quilleco y Canteras que actualmente no tienen riego y con el canal Laja Diguillín se regarán 11 000 nuevas hectáreas en las zonas de Pemuco y Yungay. Además, se mejorará la seguridad de riego de 55 000 hectáreas en la zona del Diguillín y de 5000 hectáreas en la zona de Charrúa mediante la construcción del canal Laja - Diguillín.

El aprovechamiento de los recursos del Laja para los fines de generación de energía eléctrica, se realizará mediante la central Abanico, la central El Toro actualmente en servicio y la central Antuco cuya construcción se está comenzando.

La central Abanico de 136 000 kW cuya primera unidad se puso en servicio en 1948, fue el primer desarrollo hidroeléctrico de la zona y sus características más importantes las hemos señalado en el capítulo anterior.

La central El Toro de 400 000 kW de potencia nominal (aproximadamente 460 000 kW de potencia máxima) y 1 600 millones de kWh anuales de generación media es la última central hidroeléctrica puesta en servicio en el país. Sus tres primeras unidades (300 000 kW) se pusieron en marcha en el año 1973 y la cuarta máquina comenzó a generar en 1974.

Esta central capta sus aguas en el lago Laja en un punto ubicado en la bahía de Los Machos a unos 70 m de profundidad, lo cual le permitirá utilizar un volumen de regulación en el lago Laja de 4 000 millones de m³. Por medio de un túnel a presión de aproximadamente 9 000 m de largo, se cruzará la cordillera del Polcura, para utilizar una altura de caída bruta de 610 m, entregando las aguas del lago al cauce del río Polcura. Esta central tendrá su descarga a una cota similar a la descarga de la central Abanico. Como complemento de las obras propias de la central El Toro, la ENDESA está realizando en la actualidad, la construcción

de las obras de captación y desviación del Alto Polcura. Este proyecto consulta captar las aguas de la parte superior de la hoya hidrográfica del río Polcura y, por medio de un túnel de 8,2 km de longitud, traspasar los caudales desde este valle hasta el lago Laja. El proyecto de estas obras se encuentra terminado, y las faenas de construcción se iniciaron en el curso del año 1969.

La central Antuco, de 300 000 kW de potencia instalada y 1 800 millones de kWh de generación media anual, constituirá la última fase del aprovechamiento hidroeléctrico del río Laja. La central se ha dimensionado con un alto factor de planta, con el fin de complementar el funcionamiento de las centrales El Toro y Abanico, lo cual le permitirá además, operar como central reguladora del sistema hidroeléctrico del río Laja, entregando al río durante la época de verano, un caudal prácticamente constante con el objeto de evitar los golpes de agua en las bocatomas de los canales de regadío.

La central Antuco utilizará los recursos hidráulicos de la hoya superior de los ríos Laja y Polcura, y el desnivel existente entre las descargas de las centrales Abanico y El Toro y un punto del río Laja ubicado aguas arriba de la bocatoma de los canales Zañartu y Collao. La central Antuco utilizará las aguas de los ríos Laja y Polcura, por medio de dos aducciones independientes las que se juntarán en un cierto punto para dar origen a la Aducción Común, la que llevará los caudales hasta la casa de máquinas. Esta última estructura quedará ubicada en la ribera norte del río Laja, aproximadamente 20 km aguas abajo de la central Abanico.

Centrales Hidroeléctricas Colbún y Machicura

Las centrales Colbún y Machicura, en etapa de proyecto y cuya construcción se iniciará en los próximos años, forma parte del Aprovechamiento Hidroeléctrico de la Hoya del Río Maule junto con las centrales Cipreses e Isla, actualmente en servicio.

Las centrales Colbún y Machicura están ligadas a un conjunto de obras denominadas "Proyecto Colbún" que se han concebido como un desarrollo de uso múltiple para Energía y Regadío.

El desarrollo hidroeléctrico estaría constituido por dos centrales generadoras ubicadas en serie hidráulica: la central Colbún con 600 000 kW de potencia nominal y la central Machicura con 140 000 kW. El proyecto de regadío contempla mejorar la seguridad de 330 000 hectáreas que actualmente se riegan con baja seguridad y además, regar 100 000 hectáreas que son actualmente de secano.

Parte importante del Proyecto Colbún es el embalse de igual nombre formado por un muro de contención de 110 m de altura que cerrará el cauce del río Maule en una angostura existente en los últimos cordones andinos a unos 40 km al nororiente de la ciudad de Linares. El embalse tendría una capacidad de 1 490 millones de m³ y regularía los caudales aportados por una hoya hidrográfica de 5 710 km². Su regulación será del tipo estacional complementándose con la regulación de los embalses de la laguna de La Invernada y de la laguna del Maule.

Es materia de otro trabajo que se incluye en el presente texto la descripción detallada de las centrales Colbún y Machicura por lo cual no se describen en este trabajo sus características principales.

7. SITUACION ACTUAL DEL SUMINISTRO ELECTRICO

7.1 Antecedentes Generales

La potencia eléctrica actualmente instalada en el país asciende a 2 472 100 kW(*) de los cuales 716 800 kW corresponden a instalaciones de Autoprodutores y 1 755 300 kW a instalaciones de Servicio Público. Entre estas últimas la ENDESA cuenta con una potencia instalada de 1 376 200 kW, lo cual representa el 56% del total del país y el 78% de las empresas de servicio público.

Si se considera que la población del país a la fecha debe alcanzar a unos 10 000 000 de habitantes se deduce que la potencia total per capita asciende a 247 Watt/Hab. y la potencia de servicio público a 175 Watt/Hab.

El crecimiento de la potencia instalada ha sido sostenido en los últimos 40 años, con una tasa acumulativa anual de un 5%. En igual período (1930-70) la tasa de crecimiento acumulativo anual de la potencia instalada para el servicio público ha sido de casi un 6% y la de autoprodutores de 3,8%, observándose claramente a partir del período 1940-50, una transferencia de las responsabilidades en la ampliación del sector de generación eléctrica desde el grupo de autoprodutores al sector de servicio público. En efecto, en el año 1940, las empresas de servicio público contaban con una potencia instalada que alcanzaba a un 37% del total del país y hoy en día la potencia de estas empresas representa el 71% del total.

Las instalaciones de origen hidroeléctrico han sido predominantes en el crecimiento de la potencia instalada del país. La potencia instalada de carácter hidráulico ha crecido en los últimos 40 años con una tasa acumulativa anual de un 5,6% mientras el crecimiento de la potencia instalada de origen térmico en igual período tuvo un valor de un 4,5% anual.

La producción de energía eléctrica del país en el curso del último año (1973) ascendió 8 766 millones de kWh lo que significa

(*) Las cifras que se señalan para la actualidad corresponden al año 1973.

un consumo bruto de energía eléctrica por habitante de 350 kWh, valor similar al que se obtuvo durante el año 1970 y algo inferior al consumo bruto de los años 1971 y 1972. En todo caso, estas cifras se encuentran bajo el promedio mundial, el cual ascendía ya en el año 1971 (*) a 1 400 kWh/Hab./Año y en el caso de países de mayor desarrollo él sobrepasa los 2 000 kWh/Hab./Año y alcanza hasta los 8 000 a 10 000 kWh/Hab./Año para países como Suecia, EE.UU. y Canadá sin considerar el caso especial de Noruega que tiene un consumo bruto de energía eléctrica algo superior a los 17 000 kWh/Hab./Año.

De acuerdo a lo anterior, la actual situación del suministro eléctrico chileno es francamente inferior a la de los países desarrollados. En cambio, si lo analizamos en un ámbito más reducido y consecuente con el grado de desarrollo económico de Chile es posible concluir que la situación actual del suministro eléctrico en nuestro país es aceptable. Por ejemplo, si se compara la situación dentro del contexto de América Latina (ver cuadro siguiente) podemos concluir que tanto desde el punto de vista de la capacidad instalada como del consumo bruto, nuestro país tiene índices superiores al promedio de América Latina en aproximadamente un 65% y sólo es levemente superado por Argentina, Venezuela y Trinidad.

	Capacidad Instalada Por Habitante (Watt)	Generación Bruta Por Habitante (kWh/Hab./Año)
América Latina (**)	143	527
Chile (***)	243	854

Sin embargo, el crecimiento que se ha producido en el desarrollo eléctrico de Chile en la última década muestra una evolución que la tendencia mundial e incluso que el desarrollo eléctrico de América Latina. En efecto, mientras en éstos se ha observado una tasa de crecimiento anual similar al 8%, en nuestro país dicha tasa ha alcanzado al 6,5% en relación a la capacidad instalada y sólo al 5,1% con respecto a la generación (ver cuadros resúmenes).

(*) Statical Yearbook 1972 - UNITED NATIONS

(**) Fuente: CEPAL para año 1970

(***) Fuente: ENDESA para año 1970

Para los próximos años es posible estimar que para abastecer la demanda del país será necesario considerar un crecimiento acumulado anual algo superior al 7% según estimaciones de la proyección de demandas hasta el año 1985.

7.2 Suministros Eléctricos de Servicio Público

Los servicios públicos de suministro de energía eléctrica son los mayores productores de este tipo de energía. A nivel mundial ellos suministran aproximadamente un 80% del total y dentro del contexto de América Latina alcanzan a un 84% del abastecimiento eléctrico de esta región.

En nuestro país, los servicios públicos cuentan con una capacidad instalada de un 71% del total y su generación alcanza igual porcentaje de la generación total actual de energía eléctrica. El 29% restante corresponde a los Autoprodutores entre los cuales la gran minería del norte del país es preponderante produciendo cerca del 70% del total de los Autoprodutores lo que representa un 20% de la generación total del país. El resto es producido en diversas industrias entre las que sobresalen las del área del cemento, papel, acero, carbón y petróleo.

Al igual que en la mayor parte del mundo, el suministro eléctrico de servicio público del país es el que ha tenido un mayor desarrollo en las últimas décadas, alcanzando durante el decenio de 1960 a una tasa de crecimiento acumulativo anual sobre el 9% en cuanto a la capacidad de las instalaciones de generación y a un 7,7% en relación a la producción de energía eléctrica. Hacia el futuro se prevee que para abastecer los actuales sistemas de servicio público debería considerarse un crecimiento del 9% anual, lo que implicará duplicar la potencia cada 8 años.

El esfuerzo que ello implica recaerá esencialmente en la ENDESA y en menor grado en CHILECTRA debiendo la ENDESA ampliar sus sistemas regionales del norte y sur del país y especialmente el Sistema Interconectado. Por su parte, CHILECTRA incrementará en el futuro próximo su capacidad de generación en la zona central del país a través de la ampliación de la central Ventanas (200 000 kW).

El Programa de Obras de la ENDESA para los próximos años contempla la ejecución de diversas obras de generación y transmisión para sus diferentes sistemas eléctricos de servicio público, entre las cuales las más importantes son las que se señalan a continuación.

En el sistema Tarapacá (ver plano del desarrollo eléctrico actual) está prevista la instalación para el año 1975 de una turbi-

na a gas en Arica de 23 750 kW y la ampliación del sistema de transmisión de 66 kV a 110 kV en el año 1976. Así mismo, la generación de la central Chapiquiña prácticamente se duplicará al entrar en servicio las obras de vaciado de la laguna Chungará que realiza la Dirección de Riego (1978).

En el sistema Antofagasta, se deberán instalar a comienzos de 1975 unos 8 000 kW en unidades térmicas de punta y en 1977 será necesario agregar 14 000 kW, en dos unidades operadas con petróleo pesado. Se contempla para el año 1981 la interconexión de este sistema con el sistema COBRECHUQUI de CODELCO el cual también sufrirá ampliaciones para reemplazar equipos obsoletos y abastecer las demandas que se producirán con la iniciación de la explotación de la mina El Abra.

En el sistema Huasco se contempla la interconexión con el Sistema Interconectado Central durante el curso del presente año, la puesta en servicio de dos turbinas a gas de 23 750 kW (1975) y en 1976 la puesta en marcha de dos grupos diesel lentos de 10 000 kW cada uno. En conjunto con estas instalaciones se contempla la transformación del sistema principal de transmisión a 110 kV al igual que el tramo Ovalle-La Serena del Sistema Interconectado Central de tal forma que en 1974 este sistema de transmisión se extenderá hasta Copiapó en 110 kV.

En el Sistema Interconectado Central, la ENDESA consulta la instalación de una turbina a gas de 23 750 kW en Guayacán (1975) y otra en la zona central de 120 000 kW (1976), la ampliación de la central térmica Bocamina en una unidad de 160 000 kW (1979), la puesta en servicio de la central hidroeléctrica de Antuco de 300 000 kW en 1981 y de las centrales Colbún y Machicura también de carácter hidráulico con un total de 740 000 kW que deberá entrar en servicio en el período 1982-83.

Entre las obras de transmisión, las más importantes serían una línea en 220 kV entre San Pedro y Maitencillo (1981), segundo circuito Cerro Navia a San Pedro de 220 kV y operado inicialmente en 110 kV, (1976), interconexión con Mendoza según un circuito de 220 kV desde Santiago (1979), línea Colbún-Alto Jahuel con un circuito de 400 kV (1980), transformación actual línea Colbún-Alto Jahuel de dos circuitos de 220 kV a uno de 400 kV (1981), un circuito de 220 kV entre Charrúa y Concepción (1976), segundo circuito de 154 kV entre Charrúa y Temuco (1978) y entre Bocamina y San Vicente (1979), línea Antuco-Charrúa con un circuito de 220 kV (1981), doble circuito de 154 kV entre Temuco-Valdivia-Osorno y Puerto Montt (1977-1978).

En el Sistema Punta Arenas se contempla la instalación de dos turbinas a gas de 15 000 kW cada una en 1977 y ampliaciones de la central Cabo Negro en 1979 y 1983 en unidades a gas de 15 000 kW cada vez.

7.3 Suministro Hidroeléctrico

El abastecimiento de energía eléctrica a través de instalaciones hidráulicas representa en la actualidad en nuestro país un 60% del total y en relación a la capacidad instalada ella alcanza a un 55%.

En el suministro eléctrico de servicio público es aún más preponderante el abastecimiento a través de generación hidroeléctrica, alcanzando en el año 1973 el 74% de la producción total de esas empresas.

Como es lógico, la generación de origen hidráulica es tá afecta a la variabilidad hidrológica de sus recursos de agua y ésta es más importante cuando no se cuenta con volúmenes de regulación interanual. Es así que en el año 1967 en que se produjo un año hidrológico bastante seco en la zona central de nuestro país, se pudo observar una menor participación de la producción hidroeléctrica disminuyendo en porcentaje a un 64% del total generado en el país en ese año para los fines de servicio público a pesar de contarse en esa oportunidad con el respaldo del lago Laja en la operación de la central Abanico.

Sin embargo, hacia el futuro será cada vez menos importante este aspecto debido a la forma como se concebirán los proyectos de las centrales hidroeléctricas los que se proyectarán consultando importantes volúmenes de regulación estacional o interanual. Así también la ubicación de los futuros desarrollos hidroeléctricos en la zona sur del país en que la variabilidad hidrológica es menos acentuada será favorable en este sentido.

De acuerdo al programa de obras de la ENDESA que hemos señalado brevemente en el punto anterior, en el curso de los próximos 10 años se deberán poner en servicio tres grandes centrales hidroeléctricas (Antuco, Colbún y Machicura) y se incrementarán los recursos hidráulicos de centrales existentes como es el caso de Chapiquiña (recursos laguna Chungará), Rapel (desviación aguas del río Teno) y El Toro (Captación Alto Polcura). La ejecución de estas obras y el programa de instalaciones térmicas permiten establecer que hasta fines de los próximos 10 años, se mantendrá la proporción de energía hidráulica en el sistema de servicio público y decrecerá levemente en relación a la potencia instalada.

Las instalaciones de servicio público posteriores a 1983 no han sido aún definidas por la ENDESA. Actualmente se están realizando los estudios correspondientes con el objeto de determinar la mejor solución a instalar después de Colbún en el Sistema Interconectado. De

acuerdo a los estudios efectuados lo más probable es que ésta sea la central hidroeléctrica Neltume (450 000 kW). Además, existen anteproyectos y evaluaciones de diferentes desarrollos hidroeléctricos que deberán considerarse en los estudios futuros de abastecimiento y de selección, entre los cuales son dignos de mención el desarrollo hidroeléctrico del río Bío-Bío con las centrales Ralco (1 000 000 kW) y Pangué (450 000 kW), las centrales Huinganes (500 000 kW) y Maule-Melado (800 000 kW) en la hoya del río Maule, la central Petrohué (450 000 kW) en el Petrohué, y la central Canutillar en el río Chamiza (120 000 kW)

DESARROLLO ELECTRICO DEL PAIS

CUADROS RESUMENES

POTENCIA ELECTRICA INSTALADA (*)

(MW y W/Hab)

AÑOS	POBLACION	AUTOPRODUCTORES			SERVICIO PUBLICO			TOTAL DEL PAIS					
		Térm.	Hidr.	Total	Total	Térm.	Hidr.	Total	Total	Térm.	Hidr.	Total	Total
					Habt.				Habt.				Habt.
1930	4 365 000	126,5	34,3	160,8	37	55,2	86,0	141,2	32	181,7	120,3	302,0	69
1940	4 851 000	249,1	59,0	308,1	63	86,6	92,0	178,6	37	335,7	151,0	486,7	100
1950	5 771 000	275,9	108,8	384,7	67	127,3	262,3	389,6	67	403,2	371,1	774,3	134
1960	7 375 000	432,1	111,1	543,2	74	116,0	484,0	600,0	81	548,1	595,1	1 143,2	155
1970	8 835 000	591,2	111,5	702,7	80	484,1	955,8	1 439,9	163	1 075,3	1 067,3	2 142,6	243
1973	10 300 000	607,7	109,1	716,8	70	498,3	1 257,0	1 755,3	170	1 106,0	1 366,1	2 472,1	240

TASA DE CRECIMIENTO ACUMULATIVO ANUAL DE LA POTENCIA INSTALADA (**)

(%)

Período	Potencia Total	Potencia Serv.Públ.	Potencia Autoproduct.	Potencia Térmica	Potencia Hidráulica	Población
1930-40	4,89	2,38	6,72	6,33	2,30	1,06
1940-50	4,75	8,11	2,25	1,85	9,41	1,75
1950-60	3,97	4,41	3,51	3,12	4,84	2,48
1960-70	6,48	9,15	2,61	6,97	6,02	1,82
1930-70	5,02	5,98	3,76	4,55	5,61	1,78

(*) Obtenido de: Producción y Consumo de Energía en Chile - ENDESA-ODIC - 1972.

(**) Calculado según: $S = (1 + i)^n$

DESARROLLO ELECTRICO DEL PAIS

CUADROS RESUMENES

GENERACION ELECTRICA EN EL PAIS (*)

(GWh y kWh/Hab)

AÑOS	POBLACION	AUTOPRODUCTORES			Total Habt.	SERVICIO PUBLICO			Total Habt.	TOTAL DEL PAIS			
		Térm.	Hidr.	Total		Térm.	Hidr.	Total		Térm.	Hidr.	Total	Total Habt.
1930	4 365 000	442,6	216,0	658,6	151	43,4	263,0	306,4	70	486,0	479,0	965,0	221
1940	4 851 000	989,0	376,4	1 365,4	281	190,1	398,0	588,1	121	1 179,1	774,4	1 953,5	402
1950	5 771 000	1 094,1	689,8	1 783,9	309	200,0	958,8	1 158,8	201	1 294,1	1 648,6	2 942,7	510
1960	7 375 000	1 445,1	805,1	2 250,2	305	169,7	2 172,0	2 341,7	318	1 614,8	2 977,1	4 591,9	623
1970	8 835 000	1 859,5	794,9	2 654,4	300	1 384,0	3 512,1	4 896,1	554	3 243,5	4 307,0	7 550,5	854
1973	10 300 000	1 858,6	749,4	2 608,0	253	1 588,8	4 569,5	6 158,3	600	3 447,4	5 318,9	8 766,3	850

TASA DE CRECIMIENTO ACUMULATIVO ANUAL DE LA GENERACION ELECTRICA (**)

(%)

Período	Generación Total	Generación Serv.Públ.	Generación Autoproduc.	Generación Térmica	Generación Hidráulica	Población
1930-40	7,31	6,74	7,56	9,27	4,92	1,06
1940-50	4,18	7,02	2,71	0,93	7,85	1,75
1950-60	4,55	7,29	2,35	2,24	6,09	2,48
1960-70	5,10	7,65	1,67	7,22	3,76	1,82
1930-70	5,28	7,17	3,55	4,86	5,64	1,78

(*) Obtenido de: Producción y Consumo de Energía en Chile - ENDESA-ODIC - 1972.

(**) Calculado según $S = (1 + i)^n$

8. LISTA DE CARACTERISTICAS DE LAS PRINCIPALES CENTRALES HIDROELECTRICAS DEL PAIS

A. CENTRAL CHAPIQUIÑA

A.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Primera Región
Provincia	:	Tarapacá
Hoya Hidrográfica	:	Río Lauca
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Arica-Iquique

A.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1967	
Potencia	:	10 200	kW
Energía Media Anual	:	40	GWh
Altura Bruta de Caída	:	1 008	m
Caudal Máximo	:	1,37	m ³ /s (1)
Regulación	:	horaria	(2)
Factor de Planta	:	0,45	

A.3 Características de la Aducción

A.3.1 Bocatoma

Ubicación	:	Vertedero en túnel de riego 165 m aguas arriba de la descarga en quebrada Chusmiza (cota 4 321 m)
Regulación	:	horaria
Capacidad	:	4,05 m ³ /s

A.3.2 Túnel de Aducción

Escurrimiento	:	napa libre
Longitud	:	3 074 m
Capacidad	:	4,05 m ³ /s
Revestimiento	:	hormigón (3)

(1) Caudal Máximo Actual (1a. Etapa)

(2) Se utiliza parte de los volúmenes de los túneles de riego y de la central como cámara de carga.

(3) 705 m sin revestir

A.4 Características de la Zona de Caída

A.4.1 Chimenea de Equilibrio

Tipo	:	Pique Circular de do
		ble diámetro
Altura	:	11,8 m (D ₁ =5,5 m)
		3,7 m (D ₂ =8,0 m)

A.4.2 Cámara de Válvulas

Ubicación	:	Subterránea adosada a la chimenea de equili
		brio
Equipos	:	1 válvula de guardia de 0,70 m
		1 válvula de mariposa de 0,70 m
		1 tubo de aeración de 0,40 m

A.4.3 Tubería de Presión

Número	:	1
Largo	:	4 255 m
Diámetro	:	0,70 - 0,65 m
Material	:	Acero

A.4.4 Turbinas

Número	:	2
Tipo	:	Pelton
Potencia	:	7 100 HP (c/u)
Velocidad	:	1 000 r.p.m.
Posición	:	Eje Horizontal

A.4.5 Generadores

Número	:	2
Potencia	:	6 200 kVA (c/u)
Voltaje	:	3 kV
Factor de Potencia	:	0,9

A.4.6 Transformadores

Tipo	:	Monofásicos
------	---	-------------

Número	:	3 + 1 reserva
Potencia	:	4 600 kVA (c/u)
Voltajes	:	3,0/69 kV

A.4.7 Canal de Evacuación

Tipo	:	Rectangular cubierto
Largo	:	65 m
Capacidad	:	4,05 m ³ /s
Descarga	:	En Quebrada Cosapi - lla a cota 1 310 m

A.5 Línea de Transmisión (Chapiquiña-Arica)

Unidad	:	1
N° Circuitos	:	1
Voltaje	:	66 kV
Longitud	:	83 km

A.6 Obras Hidráulicas Anexas

- Obras de Regulación de Riego en Laguna Cotacotani
- Obras de Captación de Riego en Laguna Parinacota
- Aducción de Riego desde Desague Parinacota hasta Quebrada Chusmiza

Capacidad	:	2,75 m ³ /s
Longitud Canal	:	28 km
Longitud Túnel	:	4,5 km

- Obras de Riego de Desague de la Laguna Chungará. (En Ejecución)

B. CENTRAL MOLLES

B.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Segunda Región
Provincia	:	Coquimbo
Hoya Hidrográfica	:	Río Limarí
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Sistema Interconectado

B.2 Características Generales

Fecha de Puesta en Servicio	:	1952
Potencia	:	16 000 kW
Energía Año 50%	:	44 GWh
Energía Año 20%	:	84 GWh
Energía Año 80%	:	30 GWh
Altura Bruta de Caída	:	1 153 m
Caudal Máximo	:	1,86 m ³ /s
Regulación	:	Diaria en cámara de carga
Factor de Planta	:	0,32

B.3 Características de la Aducción

B.3.1 Bocatoma

Ubicación	:	Barrera en el río Molles (2 594 m s.n.m.)
Regulación	:	No tiene
Capacidad	:	1,20 m ³ /s

B.3.2 Aducción

Escurrimiento:	:	Napa libre
Capacidad (km 0 a km 4)	:	1,20 m ³ /s
(km 4 a km 17)	:	2,40 m ³ /s
Longitud Canal Cubierto	:	16 680 m
Longitud Túneles	:	320 m
Revestimiento Canal	:	Albañilería

B.4 Características de la Zona de Caída

B.4.1 Estanque de Sobrecarga

Ubicación	:	Cámara de Carga
Volumen	:	15 000 m ³

B.4.2 Tubería de Presión

Número	:	1
Largo	:	2 400 m
Diámetro	:	0,85 ÷ 0,65 m
Material	:	Acero

B.4.3 Turbinas

Número	:	2
Tipo	:	Pelton
Potencia	:	11 500 HP (c/u)
Velocidad	:	1 000 r.p.m.
Posición	:	Eje Horizontal

B.4.4 Generadores

Número	:	2
Potencia	:	10 000 kVA (c/u)
Voltaje	:	13,8 kV
Factor de Potencia	:	0,8

B.4.5 Transformadores

Tipo	:	Monofásicos
Número	:	3 + 1 reserva
Potencia	:	6 670 kVA
Voltajes	:	13,2/69 kV

B.4.6 Evacuación

Tipo	:	Canal Cubierto hasta Embalse Compensación
Embalse Compensación	:	7 000 m ³
Descarga	:	En Río Molles (cota 1 385 m)

B.5 Línea de Transmisión (Molles hasta S/E Ovalle)

Unidad	:	1
N° Circuitos	:	2
Voltaje	:	66 kV
Longitud	:	67 km

C. CENTRAL RAPEL

C.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Tercera Región
Provincia	:	Santiago
Hoya Hidrográfica	:	Río Rapel
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Sistema Interconectado

C.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1968 (140 000 kW)
	:	1969 (140 000 kW)
	:	1970 (70 000 kW)
Potencia	:	350 000 kW
Energía Año 50%	:	654 GWh (1)
Energía Año 20%	:	1 229 GWh
Energía Año 80%	:	382 GWh
Altura Bruta de Caída	:	77 m
Caudal Máximo	:	535 m ³ /s
Regulación	:	Estacional
Factor de Planta	:	0,29

C.3 Características del Embalse

Ubicación	:	Río Rapel en cota 10 m s.n.m.
Capacidad	:	700 mill.m ³
Regulación	:	433 mill.m ³
Cota Máxima Normal	:	105 m
Cota mínima Normal	:	97 m
Area Máxima Inundada	:	8 000 hectáreas
Longitud Máxima Inundada	:	40 km

C.4 Características del Muro de Contención

Tipo	:	Muro de hormigón en arco de doble curvatura (R = 174 m)
Altura Máxima	:	112 m
Espesor en la Clave	:	18,6 m
Espesor en Coronamiento	:	5,0 m
Longitud coronamiento	:	350 m

(1) La energía media anual asciende a 880 GWh.

C.5 Características de los Vertederos

Capacidad	:	9 300 m ³ /s.
Tipo	:	Con Compuertas Motorizadas y Rápido con Salto de Esquí <u>ubica</u> dos en ambos extre - mos del muro
Número	:	2
Ancho Total	:	47,6 m (c/u)
Umbral (Número)	:	3 en cada ver-
	:	tedero
(Ancho)	:	13,2 m (c/u)
(Cota)	:	90,0 m s.n.m.
Compuertas (Número)	:	6 sectores
(Ancho)	:	13,2 m
(alto)	:	15,5 m

C.6 Características Evacuadores de Medio Fondo

Capacidad	:	700 m ³ /s
Número	:	2
Ubicación	:	Sobre techo de la <u>ca</u> sa de máquinas
Cota Umbral	:	55 m s.n.m.
Compuertas (Número)	:	2 sectores
(Ancho)	:	2,75 m
(Alto)	:	4,40 m

C.7 Características de la Central

Ubicación	:	Al pie del muro
-----------	---	-----------------

C.7.1 Tomas

Número	:	5
Ancho	:	4,50 m (c/u)
Alto	:	7,40 m (c/u)
Cota Umbral	:	73,00 m s.n.m.

C.7.2 Tuberías

Número	:	5
Tipo	:	Hormigón armado y me tálicas
Diámetro (Hormigón)	:	5,50 m

Diámetro (Metálicas)	:	5,50 + 4,50 m
Longitud Total	:	55 m

C.7.3 Turbinas

Número	:	5
Tipo	:	Francis
Potencia	:	99 000 HP
Velocidad	:	187,5 r.p.m.
Posición	:	Eje Vertical

C.7.4 Generadores

Número	:	5
Potencia	:	76 000 kVA (c/u)
Voltaje	:	13,8 kV
Factor de Potencia	:	0,95

C.7.5 Transformadores

Tipo	:	6 + 1 reserva (mono-fásicos) 1 (Trifásico)
Potencia	:	57 000 kVA (cada Monofásico) 85 000 kVA (Trifásico)
Voltajes	:	13,8/230 kV

C.8 Características Líneas de Transmisión

C.8.1 Línea Rapel-S/E Cerro Navia

Número	:	1
Circuitos	:	2
Voltaje	:	220 kV
Longitud	:	115 km

C.8.2 Línea Rapel-Melipilla

Número	:	1
Circuitos	:	1
Voltaje	:	66 kV
Longitud	:	54 km

C.9 Obras Hidráulicas Anexas

- Canal Teno-Chimbarongo (en construcción)

Longitud	:	13 600	m
Capacidad	:	65	m3/s
Tipo	:	Trapezoidal sin reves-	
		timiento	
Generación Adicional	:	55	GWh/Año

D. CENTRAL SAUZAL

D.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Tercera Región
Provincia	:	O'Higgins
Hoya Hidrográfica	:	Río Rapel
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Sistema Interconectado

D.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1948 (25 600 kW)
		1949 (51 200 kW)
Potencia	:	76 800 kW
Energía Año Hidrológico 50%	:	425 GWh
Energía Año Hidrológico 20%	:	506 GWh
Energía Año Hidrológico 80%	:	363 GWh
Altura Bruta de Caída	:	118 m
Caudal Máximo	:	76 m3/s
Regulación	:	Horaria
Factor de Planta	:	0,63

D.3 Características de las Aducciones

D.3.1 Captación Río Cachapoal

Ubicación	:	Barrera en el río Cachapoal 150 m aguas arriba de la descarga de la central Co-ya (cota 758 m s.n.m.)
Regulación	:	No tiene
Capacidad	:	69 m3/s
Desarenador	:	18 000 m2

D.3.2 Aducción Cachapoal

Escurrimiento	:	Napa libre	
Capacidad	:	69	m3/s
Longitud Canales	:	4 570	m
Longitud Túneles	:	4 460	m
Longitud Sifón	:	2 x 246	m
Revestimientos	:	Hormigón	

D.3.3 Aducción Río Claro

Capacidad	:	8	m3/s
Longitud Canal	:	7 632	m
Longitud Sifón	:	809	m

D.4 Características de la Zona de Caída

D.4.1 Embalse de Sobrecarga

Volumen Regulación	:	440 000	m3
Superficie Inundada	:	22	hectáreas

D.4.2 Túnel Embalse a Cámara de Carga

Escurrimiento	:	Presión	
Capacidad	:	76	m3/s
Longitud	:	2 200	m
Revestimiento	:	Hormigón	

D.4.3 Cámara de Carga

Volumen	:	30 000	m3
---------	---	--------	----

D.4.4 Tuberías de Presión

Número	:	3	
Largo	:	168	m (c/u)
Diámetro	:	3,05 + 2,44	m
Material	:	Acero	

D.4.5 Turbinas

Número	:	3	
Tipo	:	Francis	
Potencia	:	33 620	HP
Velocidad	:	300	r.p.m.
Posición	:	Eje Vertical	

D.4.6 Generadores

Número	:	3	
Potencia	:	32 000	kVA
Voltaje	:	13,2	kV
Factor de Potencia	:	0,8	

D.4.7 Transformadores Monofásicos

Número	:	3 x 3 bancos	
Potencia	:	9 500	kV (c/u)
Voltajes	:	13,2/110	kV

D.4.8 Transformadores Trifásicos

Número	:	2	
Potencia	:	12 500	kV
Voltajes	:	13,2/66	kV

D.4.9 Canal de Evacuación

Capacidad	:	76	m ³ /s
Descarga	:	Al río Cachapoal a co ta 617 m s.n.m.	

D.5 Características de las Líneas de Transmisión

D.5.1 Línea Sauzal-Río Maipo

Número	:	1	
Circuitos	:	2	
Voltaje	:	110	kV
Longitud	:	66	km

D.5.2 Línea Sauzal-Rancagua

Número	:	1	
Circuitos	:	1	
Voltaje	:	154	kV
Longitud	:	13	km

E. CENTRAL SAUZALITO

E.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Tercera Región
Provincia	:	O'Higgins
Hoya Hidrográfica	:	Río Rapel
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Sistema Interconectado

E.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1959
Potencia	:	9 500 kW
Energía Año Hidrológico 50%	:	68 GWh
Energía Año Hidrológico 20%	:	80 GWh
Energía Año Hidrológico 80%	:	58 GWh
Altura Bruta de Caída	:	25 m
Caudal Máximo	:	45 m ³ /s
Regulación	:	Horaria
Factor de Planta	:	0,81

E.3 Características de la Aducción

E.3.1 Captación

Ubicación	:	Descarga Central Sauzal
Regulación	:	No tiene
Capacidad	:	76 m ³ /s

E.3.2 Aducción

Escurrimiento	:	Napa libre
Capacidad	:	76 y 45 m ³ /s
Longitud Canal	:	3 000 m

E.4 Características de la Zona de Caída

E.4.1 Tuberías de Presión

Número	:	1
Largo	:	53,50 m
Diámetro	:	4,20 m
Material	:	Hormigón armado

E.4.2 Turbinas

Número	:	1
Tipo	:	Kaplan
Potencia	:	13 420 HP
Velocidad	:	124 r.p.m.
Posición	:	Eje Vertical

E.4.3 Generadores

Número	:	1
Potencia	:	10 000 kVA
Voltaje	:	13,8 kV
Factor de Potencia	:	0,95

E.5 Características de la Línea de Transmisión

E.5.1 Línea Sauzalito-Sauzal

Número	:	1
Circuitos	:	2
Voltaje	:	13,2 kV
Longitud	:	4 km

F. CENTRAL CIPRESES

F.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Tercera Región
Provincia	:	Talca
Hoya Hidrográfica	:	Río Maule
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Sistema Interconectado

F.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1955
Potencia	:	101 400 kW
Energía Año Hidrológico 50%	:	507 GWh
Energía Año Hidrológico 20%	:	687 GWh
Energía Año Hidrológico 80%	:	355 GWh
Altura Bruta de Caída	:	370 m
Caudal Máximo	:	36 m ³ /s
Regulación	:	Estacional
Factor de Planta	:	0,57

F.3 Características de la Aducción

F.3.1 Captación

Ubicación	:	Laguna La Invernada (bocatoma profunda)
Regulación	:	Estacional (173 millones m ³)
Capacidad	:	36 m ³ /s

F.3.2 Aducción

Escurrimiento	:	En presión
Capacidad	:	36 m ³ /s
Longitud Túnel	:	8 640 m
Revestimiento	:	Hormigón

F.4 Características de la Zona de Caída

F.4.1 Chimenea de Equilibrio

Tipo	:	Diferencial
Diámetro	:	8,65 ÷ 12,45 m
Altura	:	90 m

F.4.2 Tuberías de Presión

F.4.2.1 Tramo N° 1

Número	:	3
Largo	:	490 m (c/u)
Diámetro	:	1,90 ÷ 1,70 m
Material	:	Acero

F.4.2.2 Tramo N° 2

Número	:	6
Largo	:	45 m (c/u)
Diámetro	:	1,20 m
Material	:	Acero

F.4.3 Turbinas

Número	:	3
Tipo	:	Pelton
Potencia	:	52 440 HP

Velocidad	:	375	r.p.m.
Posición	:	Eje horizontal	

F.4.4 Generadores

Número	:	3	
Potencia	:	35 600	kVA
Voltaje	:	13,8	kV
Factor de Potencia	:	0,95	

F.4.5 Transformadores Trifásicos

Número	:	3	
Potencia	:	35 600	kVA
Voltajes	:	13,2/154	kV

F.5 Características de las Líneas de Transmisión

F.5.1 Línea Cipreses-Itahue

Número	:	1	
Circuitos	:	2	
Voltaje	:	154	kV
Longitud	:	320	

F.6 Obras Hidráulicas Anexas

F.6.1 Tranque en Desague Laguna La Invernada

Tipo	:	Tierra	
Altura Máxima	:	28	m
Longitud Coronamiento	:	350	m
Capacidad Vertedero y Compuerta de Rebalse	:	400	m ³ /s

G. CENTRAL ISLA

G.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Tercera Región
Provincia	:	Talca
Hoya Hidrográfica	:	Río Maule
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Sistema Interconectado

G.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1963
Potencia	:	68 000 kW
Energía Año Hidrológico 50%	:	360 GWh
Energía Año Hidrológico 20%	:	436 GWh
Energía Año Hidrológico 80%	:	311 GWh
Altura Bruta de Caída	:	102 m
Caudal Máximo	:	84 m3/s
Regulación	:	Estacional en Laguna La Invernada y Laguna del Maule
Factor de Planta	:	0,60

G.3 Características de las Aducciones

G.3.1 Captación Cipreses

Ubicación	:	Barrera en el río Cipreses y descarga C. Cipreses
Regulación	:	No tiene
Capacidad	:	42 m3/s

G.3.2 Aducción Cipreses

Escurrimiento	:	Napa libre y en presión
Capacidad	:	42 m3/s
Longitud Canal	:	1 636 m
Longitud Túnel	:	623 m
Revestimientos	:	Hormigón

G.3.3 Bocatoma Maule

Ubicación	:	Barrera en río Maule
Regulación	:	No tiene
Capacidad	:	42 m3/s
Desarenador	:	1 410 m2

G.3.4 Aducción Maule

Escurrimiento	:	Napa libre y en presión
Capacidad	:	42 m3/s
Longitud Canales	:	156 m

Longitud Túnel	:	3 974	m
Cámara Des aeración	:	120	m
Revestimiento	:	Hormigón	

G.3.5 Aducción Común

Escurrecimiento	:	En presión	
Capacidad	:	84	m ³ /s
Longitud Túnel	:	912	m
Revestimiento	:	Hormigón	

G.4 Características de la Zona de Caída

G.4.1 Chimenea de Equilibrio

Tipo	:	Orificio restringido	
Diámetro	:	14 ± 20	m
Altura	:	30	m

G.4.2 Tuberías de Presión

Número	:	2	
Largo	:	934	m
Diámetro	:	3,60 ± 3,30	m
Material	:	Acero	

G.4.3 Turbinas

Número	:	2	
Tipo	:	Francis	
Potencia	:	46 000	HP
Velocidad	:	300	r.p.m.
Posición	:	Eje Vertical	

G.4.4 Generadores

Número	:	2	
Potencia	:	35 000	kVA
Voltaje	:	13,8	kV
Factor de Potencia	:	0,95	

G.4.5 Transformadores Trifásicos

Número	:	2	
Potencia	:	36 000	kVA
Voltajes	:	13,8/154	kV

G.5 Características de las Líneas de Transmisión

G.5.1 Línea Isla-Cipreses

Número	:	1
Circuitos	:	2
Voltajes	:	154 kV
Longitud	:	3,34 km

G.6 Obras Hidráulicas Anexas

G.6.1 Muro de Tierra en Desague
Laguna del Maule

Altura	:	30 m
--------	---	------

G.6.2 Túnel de Vaciado a través
del Muro

Largo	:	200 m
Diámetro	:	6,50 m

I. CENTRAL ABANICO

H.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Cuarta Región
Provincia	:	Ñuble
Hoya Hidrográfica	:	Río Bío-Bío
Sistema Eléctrico de servicio	:	Sistema Interconectado

H.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1948
Potencia	:	136 000 kW
Energía Media Anual	:	347 GWh
Altura Bruta de Caída	:	147 m
Caudal Máximo	:	112 m ³ /s
Regulación	:	Interanual (*)
Factor de Planta	:	0,29

(*) Regulación en Lago Laja.

H.3 Características de las Aducciones

H.3.1 Captación

Ubicación	:	Barrera en el río La- ja
Regulación	:	Horaria
Capacidad	:	112 m3/s

H.3.2 Aducción

Escurrimiento	:	Napa libre
Capacidad	:	112 m3/s
Longitud Canal	:	7 100 m
Revestimiento	:	Albañilería

H.4 Características de la Zona de Caída

H.4.1 Cámara de Carga

Volumen	:	18 000 m3
---------	---	-----------

H.4.2 Tuberías de Presión

Número	:	6
Largo	:	272 m
Diámetro	:	2,44 ÷ 2,13 m
Material	:	Acero

H.4.3 Turbinas

Número	:	6
Tipo	:	Francis
Potencia	:	4 de 26 600 HP c/u y 2 de 34 600 HP c/u
Velocidad	:	4 de 375 r.p.m. y 2 de 428 r.p.m.
Posición	:	Eje Vertical

H.4.4 Generadores

Número	:	6
Potencia	:	4 de 21 500 kVA c/u y 2 de 25 000 kVA c/u
Voltaje	:	13,8 kV
Factor de Potencia	:	1

H.4.5 Transformadores Monofásicos

Número	:	3 x 2 bancos y 3 x 2 bancos
Potencia	:	7 200 kVA y 14 400 kVA
Voltajes	:	13,5/154 kV

H.5 Características de las Líneas de Transmisión

H.5.1 Línea Abanico-Charrúa

Número	:	1
Circuitos	:	2
Voltaje	:	154 kV
Longitud	:	150 km

H.6 Obras Hidráulicas Anexas

H.6.1 Túnel de Vaciado Lago Laja

H.6.1.1 Bocatoma

Tipo	:	Profunda en Lago Laja
Regulación	:	Interanual
Capacidad	:	80 m ³ /s

H.6.1.2 Piques de Toma

Número	:	2
Altura	:	75 m

H.6.1.3 Pique de Compuerta

Número	:	1
Altura	:	75 m

H.6.1.4 Túnel de Vaciado

Longitud	:	1 680 m
----------	---	---------

H.6.1.5 Válvulas de Descarga

Número	:	2
Tipo	:	Chorro hueco
Diámetro	:	1,85 m

I. CENTRAL EL TORO

I.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Cuarta Región
Provincia	:	Ñuble
Hoya Hidrográfica	:	Río Bío-Bío
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Sistema Interconectado

I.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1973
Potencia	:	400 000 kW
Energía Media Anual	:	1 660 GWh
Altura Neta Media	:	545 m
Caudal Máximo	:	97 m3/s
Regulación	:	Interanual
Factor de Planta	:	0,47

I.3 Características de la Aducción

I.3.1 Captación

Ubicación	:	Profunda en el Lago Laja
Regulación	:	Interanual (4 000 millones m3)
Capacidad	:	97 m3/s

I.3.2 Pique de Compuertas

Número	:	1
Altura	:	82 m
Sección	:	37 m2

I.3.3 Pique de Rejas

Número	:	1
Altura	:	93 m
Sección	:	37 m2

I.3.4 Aducción

Escurrimiento	:	En presión
Capacidad	:	97 m3/s

Longitud Túnel	:	9 087	m
Revestimiento	:	Hormigón	

I.4 Características de la Zona de Caída

I.4.1 Chimenea de Equilibrio

Tipo	:	De cámara	
Diámetro pique	:	6,75	m
Altura pique	:	91	m
Cámara Superior	:	13 160	m ³
Cámara Inferior	:	7 480	m ³

I.4.2 Tuberías de Presión

Número	:	2	
Largo	:	1 446	m c/u
Diámetro	:	2,80	m
Material	:	Acero	

I.4.3 Turbinas

Número	:	4	
Tipo	:	Pelton	
Potencia	:	156 300	HP c/u
Velocidad	:	333	r.p.m.
Posición	:	Eje Vertical	

I.4.4 Generadores

Número	:	4	
Potencia	:	105 000	kVA
Voltaje	:	13,8	kV
Factor de Potencia	:	0,95	

I.4.5 Transformadores Trifásicos

Número	:	4	
Potencia	:	121 000	kVA c/u
Voltajes	:	13,8/220	kV

I.4.6 Túneles de Evacuación

Largo	:	458	m
Capacidad	:	97	m ³ /s
Descarga	:	Al río Polcura (cota 756)	

I.5 Características de las Líneas de Transmisión

I.5.1 Línea El Toro-Charrúa

Número	:	1	
Circuitos	:	2	
Voltaje	:	220	kV
Longitud	:	84	km

I.6 Obras Hidráulicas Anexas

I.6.1 Obras de Captación Alto Polcura

I.6.1.1 Captación Estero Quemazones

Bocatoma	:	Barrera en Estero Quemazones
Regulación	:	No tiene
Capacidad	:	4,6 m ³ /s
Longitud Túnel	:	1 720 m

I.6.1.2 Captación Estero Calabocillo

Bocatoma	:	Muro hormigón gravitacional en Estero Calabocillo
Altura Muro	:	16 m
Longitud Coronamiento	:	105 m
Regulación	:	No tiene
Capacidad	:	14,7 m ³ /s
Longitud Túnel	:	2 430 m

I.6.1.3 Captación Estero Vallecito

Bocatoma	:	Muro de tierra en Estero Vallecito
Altura Muro	:	31,8 m
Longitud Coronamiento	:	124 m
Regulación	:	No tiene
Capacidad	:	20 m ³ /s
Longitud Túnel	:	8 720 m
Longitud Canal Salida	:	230 m

J. CENTRAL PULLINQUE

J.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Quinta Región
Provincia	:	Valdivia
Hoya Hidrográfica	:	Río Valdivia
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Sistema Interconectado

J.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1962
Potencia	:	48 600 kW
Energía Año Hidrológico 50%	:	232 GWh
Energía Año Hidrológico 20%	:	285 GWh
Energía Año Hidrológico 80%	:	182 GWh
Altura Bruta de Caída	:	48 m
Caudal Máximo	:	120 m ³ /s
Regulación	:	Horaria
Factor de Planta	:	0,54

J.3 Características de la Aducción

J.3.1 Captación

Ubicación	:	Barrera en desagüe Laguna Pullinque
Regulación	:	Horaria (3,6 millones m ³)
Capacidad	:	120 m ³ /s

J.3.2 Aducción

Escurrimiento	:	Napa libre y en presión
Capacidad	:	120 m ³ /s
Longitud Canal	:	3 147 m
Longitud Túnel	:	1 433 m
Revestimiento	:	Hormigón

J.4 Características de la Zona de Caída

J.4.1 Cámara de Carga

Volumen	:	8 000 m ³
---------	---	----------------------

J.4.2 Tuberías de Presión

Número	:	3	
Largo	:	83	m c/u
Diámetro	:	3,60	m
Material	:	Acero	

J.4.3 Turbinas

Número	:	3	
Tipo	:	Francis	
Potencia	:	22 200	HP
Velocidad	:	250	r.p.m.
Posición	:	Eje Vertical	

J.4.4 Generadores

Número	:	3	
Potencia	:	18 000	kVA c/u
Voltaje	:	13,8	kV
Factor de Potencia	:	0,90	

J.4.5 Transformadores Trifásicos

Número	:	3	
Potencia	:	20 000	kVA c/u
Voltajes	:	13,8/66	kV

J.5 Características de la Línea de Transmisión

J.5.1 Línea Pullingue-Loncoche

Número	:	1	
Circuitos	:	2	
Voltaje	:	66	kV
Longitud	:	44	km

J.5.2 Línea Pullingue-Los Lagos

Número	:	1	
Circuitos	:	1	
Voltaje	:	66	kV
Longitud	:	64	km

K. CENTRAL PILMAIQUEN

K.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Quinta Región
Provincia	:	Osorno
Hoya Hidrográfica	:	Río Bueno
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Sistema Interconectado

K.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1944
Potencia	:	35 040 kW
Energía Año Hidrológico 50%	:	265 GWh
Energía Año Hidrológico 20%	:	304 GWh
Energía Año Hidrológico 80%	:	216 GWh
Altura Bruta de Caída	:	32 m
Caudal Máximo	:	130 m ³ /s
Regulación	:	Horaria
Factor de Planta	:	0,86

K.3 Características de la Aducción

K.3.1 Captación

Bocatoma	:	Barrera en el río Pilmaiquén
Regulación	:	Horaria
Capacidad	:	130 m ³ /s

K.3.2 Aducción

Escurrecimiento	:	Napa libre
Capacidad	:	130 m ³ /s
Longitud Canal	:	460 m
Revestimiento	:	Hormigón

K.4 Características de la Zona de Caída

K.4.1 Tuberías de Presión

Número	:	5
Largo	:	52 m c/u
Diámetro	:	3 de 2,30 m y 2 de 3,70 m
Material	:	Hormigón Armado

K.4.2 Turbinas

Número	:	5
Tipo	:	Francis
Potencia	:	3 de 6 000 HP 1 de 15 000 HP y 1 de 15 150 HP
Velocidad	:	3 de 250 r.p.m., 1 de 200 r.p.m. y 1 de 214 r.p.m.
Posición	:	Eje Vertical

K.4.3 Generadores

Número	:	5
Potencia	:	3 de 5 600 kVA y 2 de 13 500 kVA
Voltaje	:	6,9 kV
Factor de Potencia	:	0,8

K.4.4 Transformadores Trifásicos

Número	:	5
Potencia	:	3 de 5 600 kVA y 2 de 13 500 kVA
Voltajes	:	6,9/66 kV

K.5 Características de las Líneas de Transmisión

K.5.1 Línea Pilmaiquén-Osorno

Número	:	1
Circuitos	:	2
Voltaje	:	66 kV
Longitud	:	43 km

L. CENTRAL PUERTO AYSÉN

L.1 Ubicación

Región Geográfica	:	Sexta Región
Provincia	:	Aysén
Hoya Hidrográfica	:	Río Aysén
Sistema Eléctrico de Servicio	:	Aysén-Coyhaique-Pto. Chacabuco-Balmaceda

L.2 Características Generales

Fecha Puesta en Servicio	:	1962	
Potencia	:	3 000	kW (*)
Energía Media Anual	:	11	GWh
Altura Bruta de Caída	:	111	m
Caudal Máximo	:	3,3	m ³ /s
Regulación	:	No tiene	
Factor de Planta	:	0,42	

L.3 Características de la Aducción

L.3.1 Captación

Ubicación	:	Barrera en el río A-rredondo
Regulación	:	No tiene
Capacidad	:	3,3 m ³ /s

L.3.2 Aducción

Escurrimiento	:	Napa libre
Capacidad	:	3,3 m ³ /s
Longitud Canoa	:	1 100 m
Revestimiento	:	Madera

L.4 Características de la Zona de Caída

L.4.1 Cámara de Carga

Volúmen	:	135 m ³
---------	---	--------------------

L.4.2 Tubería de Presión

Número	:	1
Largo	:	305 m
Diámetro	:	0,95 m
Material	:	Acero

L.4.3 Turbinas

Número	:	1
Tipo	:	Francis

(*) Reserva mecánica de 2 000 kW.

Potencia	:	4 100	HP
Velocidad	:	750	r.p.m.
Posición	:	Eje Horizontal	

L.4.4 Generador

Número	:	1	
Potencia	:	3 750	kVA
Voltaje	:	5	kV
Factor de Potencia	:	0,8	

L.4.5 Transformador Trifásico

Número	:	1	
Potencia	:	3 750	kVA
Voltaje	:	5/23	kV

L.5 Características de la Línea de Transmisión

L.5.1 Línea Aysén-Coyhaique-Balmaceda

Número	:	1	
Circuitos	:	1	
Voltaje	:	23	kV
Longitud	:	63	km