



Generación Hidroeléctrica en pequeña escala

**AGENCIA NACIONAL DE INVESTIGACIÓN E
INNOVACIÓN (ANII)**

FONDO SECTORIAL DE ENERGÍA

PROYECTO PR_FSE_2009_1_08

Mayo/2013

1. OBJETIVOS

En la búsqueda de fuentes energéticas adicionales para Uruguay, surge la conveniencia de explorar la posibilidad de realizar emprendimientos hidroenergéticos en pequeña escala.

La conversión de energía hidráulica en eléctrica de uso público conoce, en el país, sólo antecedentes de grandes centrales hidroeléctricas: los aprovechamientos de Rincón del Bonete, Baygorria, y Palmar, sobre el Río Negro, y Salto Grande, sobre el Río Uruguay; tienen potencias instaladas de 152, 108, 330 y 1890 megawatts (MW) respectivamente. Se han realizado algunos emprendimientos hidroeléctricos minúsculos, de muy pequeña escala; son de uso autónomo y no cuentan en el balance energético nacional.

No obstante, es opinión de muchos técnicos y actores en la escena energética que podría generarse energía eléctrica de origen hidráulico utilizando cursos de agua de menor porte que el Río Uruguay y el Río Negro. Las potencias a generar en cada sitio estarían en el orden de magnitud de algunos MW o pocas decenas de MW.

En el presente trabajo se relevó los lugares del Uruguay en que puede existir la potencialidad de generar energía hidroeléctrica, en potencias por sitio entre 1 y 50 MW.

Se consideraron los posibles aprovechamientos que menos impactos negativos presentaran desde el punto de vista ambiental y económico.

Se halló la potencia total que se podría instalar y la energía que se podría generar anualmente si en todos esos lugares se realizaran las obras correspondientes.

Se seleccionaron las tecnologías más adecuadas para la generación de acuerdo a los costos, la disponibilidad y las condiciones de operación y mantenimiento. Se buscó, especialmente, la posibilidad de usar tecnologías de fabricación y montaje disponibles en el país, así como la integración de partes de origen local y la utilización de ingeniería de detalle y mano de obra nacional.

Se realizó un listado exhaustivo de todos los impactos (ambientales y socio-económicos) asociados a los emprendimientos hidroeléctricos. Para cada uno de los impactos detectados, se hizo una somera evaluación de su relevancia; para cada sitio se deberá evaluar cuáles son las más relevantes y disponer las medidas de mitigación o control a tomar.

Se realizaron 5 anteproyectos preliminares en lugares representativos seleccionados como los más promisorios. En ellos se estudiaron más exhaustivamente la posibilidad de implantación, con estimación de costos y de impactos más detallada.

Se confeccionó una Guía tentativa de realización de emprendimientos hidroeléctricos, para disponer de un primer listado de acciones a tomar. Las peculiaridades de cada sitio indicarán la necesidad de profundizar en unos u otros aspectos para una correcta implantación.

Como resultado adicional, queda constituido un grupo de trabajo especializado, con posibilidades de realizar estudios de mayor envergadura (de mayor alcance o mayor profundidad, en el país o en el exterior). Se conecta naturalmente con el Grupo de Energías Renovables de la Facultad de Ingeniería.

Se potenciaron, además, los cursos de grado y de posgrado que se dictan en Facultad de Ingeniería sobre turbinas y generación hidroeléctrica, y se están comenzando a desarrollar tesis de maestría en temas afines.

Tanto durante la realización del presente proyecto como en las eventuales realizaciones se establecieron vinculaciones entre los integrantes del grupo de trabajo, instituciones nacionales, intendencias municipales, organizaciones civiles y particulares interesados. Esas vinculaciones ya son y serán germen de futuros emprendimientos conjuntos.

Grupo de trabajo.

Participaron en las actividades del proyecto las siguientes personas, todas vinculadas al **Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental** (IMFIA) de la Facultad de Ingeniería, Universidad de la República (UdelaR), Uruguay:

Ing. Daniel Schenzer - Director del Proyecto
Dr. Ing. Christian Chreties
Ing. Rodolfo Pienika
Ing. Laura Rovira
Dr. Ing. Luis Teixeira

Colaboraron también:

Dr. Ing. José Cataldo
Ing. Magdalena Crisci
Ing. Alejandra De Vera
Tecnól. Mec. Pablo Pais
Ing. Nicolás Rezzano
Dr. Ing. Rafael Terra

ACRÓNIMOS

AAP	Autorización Ambiental Previa
ANII	Agencia Nacional de Investigación e Innovación, Uruguay
CONEAT	Comisión Nacional de Estudio Agroeconómico de la Tierra, MGAP
COTAMA	Comisión Técnica Asesora de la Protección del Medio Ambiente, MVOTMA
CTM	Comisión Técnica Mixta de Salto Grande (Argentina-Uruguay)
DEIA	División de Evaluación de Impacto Ambiental, DINAMA
DINAGUA	Dirección Nacional del Agua, MVOTMA
DINAMA	Dirección Nacional de Medio Ambiente, MVOTMA
DGRNR	Dirección General de Recursos Naturales Renovables, MGAP
DNB	Dirección Nacional de Bomberos, MI
DNE	Dirección Nacional de Energía, MIEM
ESHA	European Small Hydropower Association
EvIA	Evaluación de Impacto Ambiental
GEI	Gases Efecto Invernadero
IAR	Informe Ambiental Resumen
IEC = CEI	International Electrotechnical Commission, Comité Eléctrico Internacional
IHA	International Hydropower Association
IMFIA	Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental, Universidad de la República, Uruguay
MGAP	Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca, Uruguay
MI	Ministerio del Interior, Uruguay
MIEM	Ministerio de Industria, Energía y Minería, Uruguay
MTOP	Ministerio de Transporte y Obras Públicas, Uruguay
MVOTMA	Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente, Uruguay
OIT	Organización Internacional del Trabajo
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
OMS	Organización Mundial de la Salud
ONUDI	Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PGA	Plan de Gestión Ambiental
PNUD	Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo
SGM	Servicio Geográfico Militar, Ministerio de Defensa Nacional, Uruguay
UdelaR	Universidad de la República, Uruguay
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones eléctricas, Uruguay
VAL	Viabilidad Ambiental de Localización

2. GENERALIDADES Y ANTECEDENTES

2.1 Generación hidroeléctrica.

La generación hidroeléctrica es un conjunto de tecnologías maduras, en el sentido de que hay muchísima experiencia disponible en la región y el mundo. Esa experiencia incluye instalaciones realizadas, estudios teóricos y de laboratorio, ensayos en modelo y en prototipo; y ello tanto para las obras civiles como para los equipos hidráulicos y electromecánicos. Se han elaborado normas técnicas de amplia aceptación sobre procedimientos de selección, especificación, montaje, recepción, mantenimiento, evaluación de turbinas de los principales tipos. Hace ya décadas que algunas normas técnicas de aceptación prácticamente unánime detallan la realización de ensayos de turbinas.

Sin perjuicio de ello, cada nueva implantación requiere un estudio particularizado. En cada lugar, se debe realizar diversos tipos de estudios:

- estudios hidrológicos para conocer caudales disponibles y sus frecuencias,
- estudios geológicos y geotécnicos para evaluar las posibilidades de implantación de una obra civil,
- relevamientos topográficos para conocer las áreas geográficas que se afectará y los volúmenes que se podrá embalsar;
- conocer las características del consumo y de la red de distribución de energía eléctrica disponible,
- selección particularizada de los equipos de acuerdo a los resultados de todos los estudios y relevamientos previos.
- Y, desde las primeras etapas del trabajo, evaluar los impactos positivos y negativos que generará, tanto a escala regional como local y hasta personal.

O sea, es muy limitada la posibilidad de estandarización o creación de un modelo típico que se pueda aplicar en varios lugares, o la generación de un estudio que luego se pueda replicar con cambios mínimos para distintas localizaciones.

2.2 Clasificación según la potencia

Según una clasificación en función de la potencia instalada (potencia nominal del conjunto de los equipos de generación instalados), se llama

Grandes aprovechamientos:	más de 50 MW
Pequeños aprovechamientos:	1 a 50 MW
Mini-aprovechamientos:	100 – 1000 kW
Micro-aprovechamientos:	menos de 100 kW
Pico-aprovechamientos:	menos de 5 kW

(esta clasificación es propuesta por ONUDI; OLADE propone límites algo distintos para las mismas categorías)

2.3 Energía hidroeléctrica en Uruguay

En el Uruguay, está muy bien desarrollada la generación hidroeléctrica a gran escala; ello se ha traducido en los grandes aprovechamientos del Río Negro y del Río Uruguay. Si bien no agotan las posibilidades de generación en dichos cursos, no será el objetivo del presente proyecto. Desde la primera implantación hidroeléctrica a gran escala, UTE y posteriormente CTM han adquirido valiosísima experiencia y han desarrollado la generación en esa escala con resultados ampliamente satisfactorios.

Pero la generación a menores escalas no ha recibido tanta atención o no se ha concretado casi en realizaciones productivas. Desde el primer aprovechamiento de energía hidráulica en el país (en Cuñapirú, Dpto. de Rivera, en 1882, que generaba energía mecánica; UTE instaló posteriormente generadores eléctricos y se pudo generar hasta 1959), sólo se pueden contar experiencias aisladas y de muy escasa envergadura (unos pocos kW), la mayoría sin continuidad en el tiempo. En estas pequeñas experiencias la tecnología ha sido variable, yendo de ruedas de alimentación inferior, de bajo rendimiento intrínseco, hasta turbinas axiales, de bajo rendimiento por haber sido realizadas con poca elaboración y escaso uso de conocimiento tecnológico.

Ha jugado su papel, también, el costo de la energía y las condiciones legales y reglamentarias relativas a la energía eléctrica. La posibilidad de embalsar grandes volúmenes de agua ayuda a la firmeza de la energía, pero a su vez eleva el costo de la obra (y sus impactos). Por lo tanto, al no haber incentivos o por lo menos reglas de comercialización de la energía claramente establecidas, los proyectos resultaban con períodos de repago extremadamente largos; por ello se solían desestimar frente a otras alternativas de inversión en fuentes energéticas.

Los eventuales mini, micro y pico-aprovechamientos que se llevaron a cabo se destinaban al consumo propio de algún establecimiento; debido a ello los costos de inversión limitaban el alcance, los costos de mantenimiento limitaban la durabilidad y las dificultades tecnológicas condicionaban tanto los rendimientos energéticos como las posibilidades de operación adecuada.

Durante todo el siglo XX hubo estudios, con distintos grados de generalidad, relativos a la posibilidad de realizar aprovechamientos hidroeléctricos. Si bien se concretaron sólo los de gran escala en el Río Negro y el Río Uruguay, han quedado como antecedentes que pre-dirigen la mirada hacia algunos sitios prometedores.

Algunos de los estudios precedentes que se ha podido ubicar se mencionan y comentan en el ANEXO 1.

2.4 Centrales multipropósito

Los emprendimientos hidroeléctricos, en la medida que incluyen un represamiento, pueden tener otros usos adicionales. Por ejemplo:

- Reserva de agua para riego
- Reserva de agua para abastecimiento de agua a poblaciones
- Piscicultura
- Usos recreativos
- Regulación de caudales, control de crecidas
- Navegación fluvial
- Comunicación vial

Su conveniencia o no, así como su posibilidad, dependerá de cada sitio.

Algunos usos pueden coexistir con facilidad con la generación de energía (por ejemplo, la comunicación vial, o algunos usos recreativos); o puede ser factible esa coexistencia con sólo algunas inversiones adicionales (por ejemplo, el control de crecidas, o la navegación fluvial).

Pero también puede haber competencia entre usos. Por ejemplo, si se pretende tener una reserva para riego, será interés de quien riega que no disminuya la reserva de agua previamente a la época de riego. Ello no tiene porqué coincidir con el interés de generar energía en los períodos del año en que más necesaria es. O si se reserva agua para abastecimiento de poblaciones, por el Art. 47, 1 c) de la Constitución de la República dicho uso pasa a ser prioritario, lo cual afecta la posibilidad de la PCH de ser libremente despachada para generar energía.

En el presente proyecto se contempla únicamente la posibilidad de generar energía hidroeléctrica. Los otros usos posibles podrán ser considerados en cada emprendimiento particular que se estudie, sin que se puedan emitir conclusiones generales o llegar a resultados de mayor alcance que el local.

3. SELECCIÓN DE SITIOS

3.1 Descripción del proceso de selección.

Se comenzó con un relevamiento exhaustivo de los cursos de agua del país en que hay posibilidades de aprovechamientos hidroeléctricos de las potencias abarcadas por el objetivo del presente trabajo-

Se realizaron sucesivos descartes, atendiendo a las particularidades de los sitios que harían inviable un aprovechamiento hidroeléctrico.

En cualquiera de las etapas de descarte y selección podrían retenerse algunos sitios tales que, si se salvan o amortiguan algunas condiciones vistas como impedimentos, puedan ser sitios válidos para realizar aprovechamientos. Por ejemplo, se descartan los sitios que inundan tramos largos de rutas nacionales o carreteras principales; pero si está previsto por otros motivos el desvío de esa ruta, o si por otras consideraciones se admite realizar un puente de varios kilómetros, o si se acepta el lugar pero con una cota de vertido menor (por lo tanto, con menor potencia instalada y generando menos energía), ese sitio puede ser considerado para represar e instalar una PCH.

3.2 Relevamientos cartográficos y primer selección de lugares adecuados.

3.2.1 Etapas del primer relevamiento

Se realizaron, en esta primera etapa, las siguientes tareas:

1. Primer relevamiento de los cauces, utilizando cartas geográficas.
2. Estimación de tamaño de cuenca. Se realizó mediante una somera estimación en la carta geográfica del Uruguay a escala 1:500.000
3. Estimación de precipitación media efectiva regional. Se realizó en base a los datos publicados por la Dirección Nacional de Hidrografía, actualmente por la DINAGUA.
4. Se dedujo el caudal turbinable en la desembocadura o cerca de ella

5. Se estimó el máximo salto de un represamiento
6. Se estimó la potencia máxima extraíble
7. Si el resultado era mucho menor que 1 MW, se descartó ese sitio. Se adoptó como criterio (conservador) su descarte si la potencia en esa estimación preliminar era menor a 600 kW.

Si era mayor que 600 kW, se reexaminó:

8. Se buscó puntos de cierre más adecuados
9. Se estimó tamaño de cuenca para esos puntos de cierre
10. Se usó la precipitación media efectiva o escorrentía con datos locales más precisos
11. Se volvió a estimar salto del represamiento y la potencia generable

Ello permitió dejar una menor cantidad de lugares como posibles sitios donde puede ser aconsejable un aprovechamiento hidroeléctrico. De acuerdo a los objetivos del proyecto, en esos lugares se afinaron los estudios, usando información más específica.

3.2.2 Primer relevamiento de cursos (etapas 1 a 7).

El relevamiento de los cauces de Uruguay, se realizó utilizando la carta geográfica 1:500.000 del Servicio Geográfico Militar (SGM). El supuesto básico adoptado fue el de que si un curso no figuraba en dicha carta, era de tan pequeña significación que no se justificaba considerarlo. Es decir, que no va a ser posible lograr generar una potencia mayor a 1000 kW (límites del presente trabajo).

Ello no implica que pueda realizarse algún aprovechamiento en cursos de menor significación, que sea rentable o resuelva necesidades puntuales de algún emprendedor o zona; aunque las potencias sean menores que las que aquí se consideran puede haber posibilidades de resolver problemas concretos o mejorar condiciones de vida de la población instalando potencias menores.

Se procedió a anotar la información más relevante de cada cauce cuyo nombre figurara en dicha carta. La información relevada incluye: nombre, coordenadas planas de la desembocadura y en algunos casos también de la naciente, largo aproximado, nivel de cota en la naciente y en la desembocadura, cuenca a la cual pertenece, y observaciones

como podría ser si el cauce intersecta caminos, rutas nacionales o vías del ferrocarril, o si fluye por las proximidades de centros poblados.

Se muestra en el ANEXO 2 la lista de los 462 cursos relevados.

3.2.3 Segunda selección de cursos y sitios

La estimación del área de la cuenca se puede hacer, de manera aproximada, para cauces que no presentan afluentes. En estos casos, la cuenca se modeló como un rectángulo de largo el mismo que el del cauce en cuestión, y ancho la suma de la distancia media entre la desembocadura del cauce en cuestión y el cauce inmediatamente anterior y la distancia media entre la desembocadura del cauce en cuestión y el cauce inmediatamente posterior. Las distancias se calcularon con los datos de coordenadas planas de la carta 1:500.000. En los casos que se esté considerando el primer (o último) cauce de una cuenca, se tomó como ancho del rectángulo (modelo de la cuenca) la distancia entre dicho cauce y el cauce inmediatamente posterior (o anterior).

El mismo método se aplicó para cauces con 1 afluente, multiplicando el ancho calculado de la forma recién descripta por un factor de 1,2, para considerar el aporte del afluente al área de la cuenca. Para cursos con más afluentes, esta forma de estimación del área de cuenca se manifiesta como demasiado imprecisa, incluso a los efectos de una primera discriminación.

Para determinar la precipitación media efectiva se utilizó el mapa de escurrimientos medios mensuales (mm/mes), obtenido del documento Monitoreo y Disponibilidad de Recursos Hídricos en Uruguay (Genta y Failache, publicado en iica.org.uy). Se reproduce dicho mapa de escurrimientos en la Figura 3.1.

Se llamará:

- A: área de cuenca (en km²)
- H: salto logable (en m)
- Pe: precipitación media efectiva mensual (en mm por mes)

El caudal turbinable se calculó como:

$$\begin{aligned} Q \text{ (m}^3\text{/s)} &= A \cdot Pe = A(\text{km}^2) \cdot 10^6 \cdot Pe \text{ (mm/mes)} / 1000 / 30 / 24 / 3600 \\ &= A(\text{km}^2) \cdot Pe \text{ (mm/mes)} / 2592 \end{aligned}$$

El salto logable en cada caso se determinó a partir de las cartas geográficas con curvas de nivel. En algunos lugares puede ocurrir que se pueda generar un salto de hasta 25 ó 30 m, pero se encontró que será más frecuente que el salto esté limitado a 10 ó 12 m.

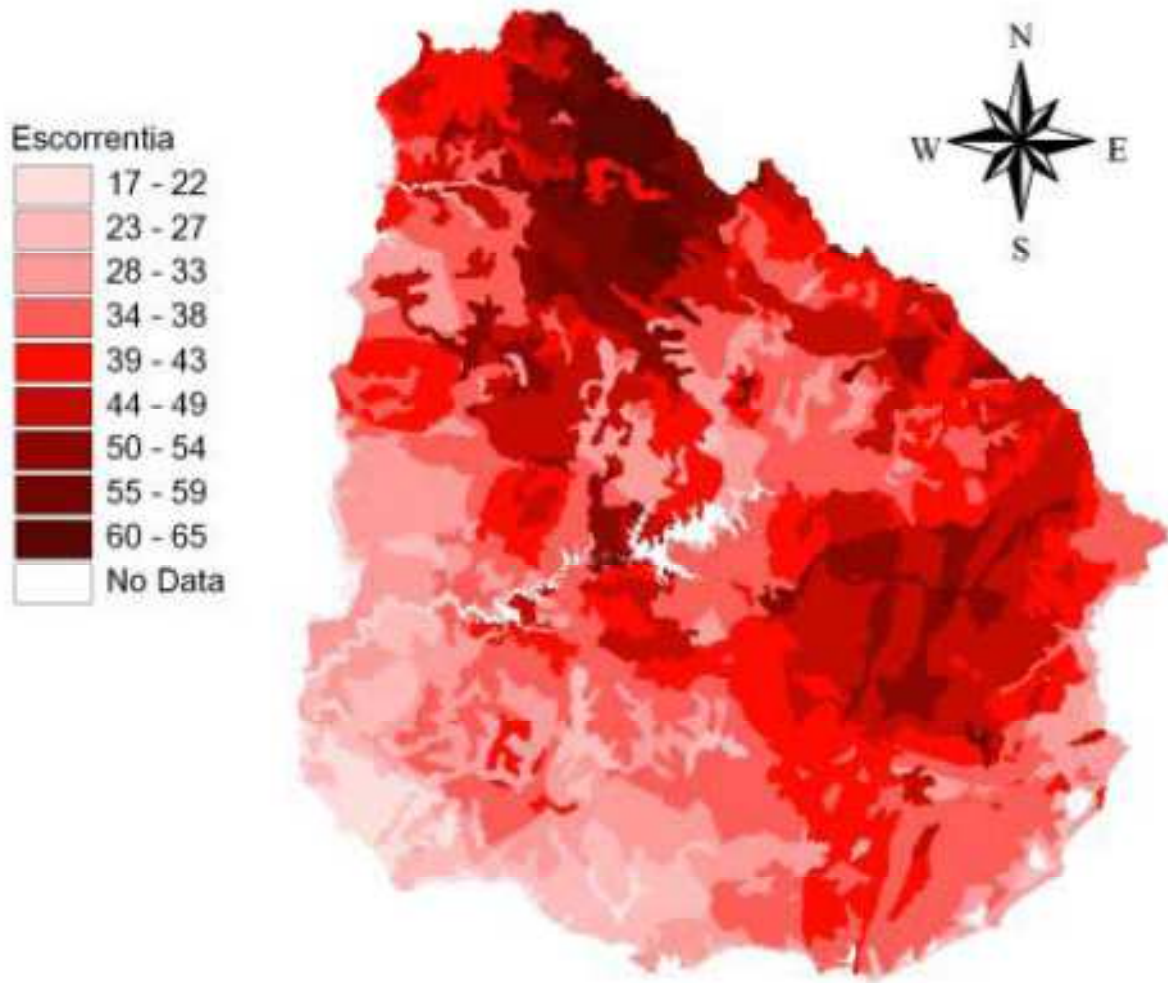


Figura 3.1
Escorrentía en el territorio nacional en mm/mes (valores medios)

La potencia extraíble (en kW) con rendimiento global (turbina + generador) del 80% se calculó, entonces, como:

$$\text{Pot} = 9,81 * Q * H * 0,80 = A * \text{Pe} * H / 330$$

Para que $\text{Pot} > 600 \text{ kW}$, debe ser

$$A * H * \text{Pe} > 198100$$

(usando las unidades previamente mencionadas para cada magnitud)

criterio éste que será usado para el primer descarte de cursos de agua.

Obsérvese, por ejemplo, que si un río tiene una longitud de 20 km, su cuenca no va a ser superior a 300 km^2 ; si el desnivel máximo que se puede lograr represando es de 20 m,

$$A * H = 6000;$$

Suponiendo $Pe = 25$ mm/mes, $A \cdot H \cdot Pe = 150.000$; se descarta ese curso.

De esa manera, se descartó una buena cantidad de cursos (263) en los cuales ya se puede asegurar que las potencias generables no alcanzarán, por más que se afine el estudio y se determine con más cuidado la cuenca, a los valores considerados en el presente proyecto. Esos cursos no serán considerados en lo sucesivo.

El listado del resto de los cursos (199) se muestra en el ANEXO 3.

3.2.4 Tercera selección

Se estudiaron los sitios seleccionados caso a caso, comenzando por aquellos que presenten mayor número de afluentes. En cada uno de ellos se determinó con más precisión el área de cuenca, para lo cual se afinó la herramienta computacional idónea. Con dichas áreas de cuenca y la pluviometría o escurrimiento media de cada zona, se estimó la potencia generable en cada lugar.

Para esos estudios, se solicitó información al Departamento de Hidrología de la DINAGUA, MVOTMA. Este Departamento informó acerca de las estaciones de medición de caudal en cursos de agua. Se anexa al final dicha información, en forma de un plano donde se indica, además, las cuencas que tienen aforadas (ANEXO 7).

También, el Departamento de Hidrología aportó información procesada a partir de las mediciones históricas (período 1980-2004) en dichas cuencas, en que se indica valores estadísticos de caudales medios anuales y estacionales (específicos) en las cuencas estudiadas. Se muestra esta información en el ANEXO 8.

El descarte próximo no exime de dejar constancia de algún lugar prometedor por otras circunstancias que se pudieran detectar, aunque la potencia generable no sea la indicada en el alcance del presente proyecto.

Por ejemplo, la cercanía a alguna localidad en que sea interesante una generación autónoma, o la detección de algún estudio ya realizado con intención de algún actor de realizar un emprendimiento; o la coincidencia con algún otro uso ya identificado y declarado que pudiera complementarse con la generación hidroeléctrica. Estos u otros aspectos pueden aconsejar una consideración de ese sitio a los efectos hidroeléctricos, aunque escapen al alcance pretendido del presente proyecto.

Para un análisis más detallado y específico de los posibles cierres de cuenca, se utilizó el software ArcGIS, que permite trabajar con sistemas de información geográficos. Se cargaron en dicha plataforma las cartas a escala 1:50.000 del Servicio Geográfico Militar (SGM) digitalizadas en el formato adecuado.

Luego de construir un modelo digital del terreno, las herramientas computacionales disponibles permiten trazar planos a distintas cotas, que cortan el modelo digital del terreno (equivale a los trazados de curvas de nivel en los mapas gráficos). Se permite así visualizar qué zonas son más bajas o más altas que cierta cota. De este modo se encuentran posibles puntos de cierre de cuenca adecuados en cada cauce considerado. Ver un ejemplo en la Figura 3.2.

También se puede generar una imagen del embalse que se formaría si se construyera una represa en ese punto, visualizable en la plataforma Arc Gis. Ver un ejemplo en la Figura 3.3.

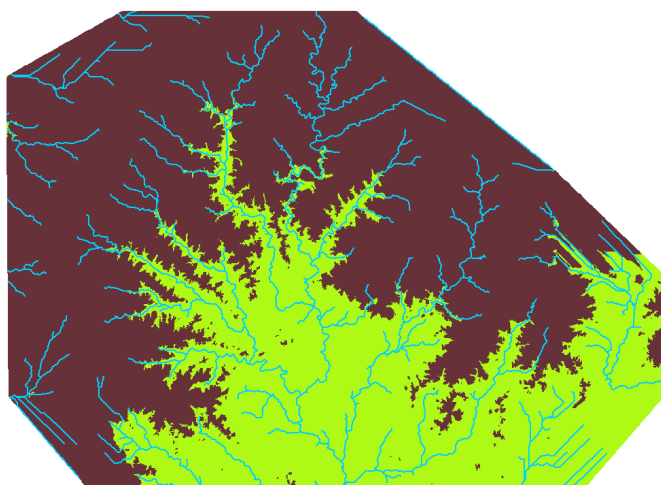


Figura 3.2.
Aplicación de la herramienta ArcGis, para la cuenca del
Río Tacuarembó: corte con un plano a cota 150m

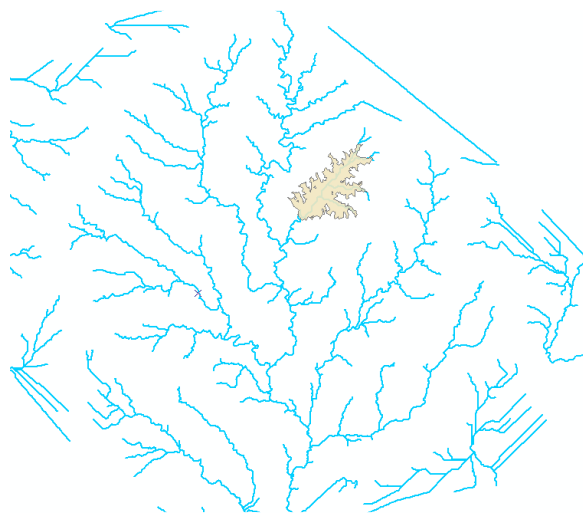


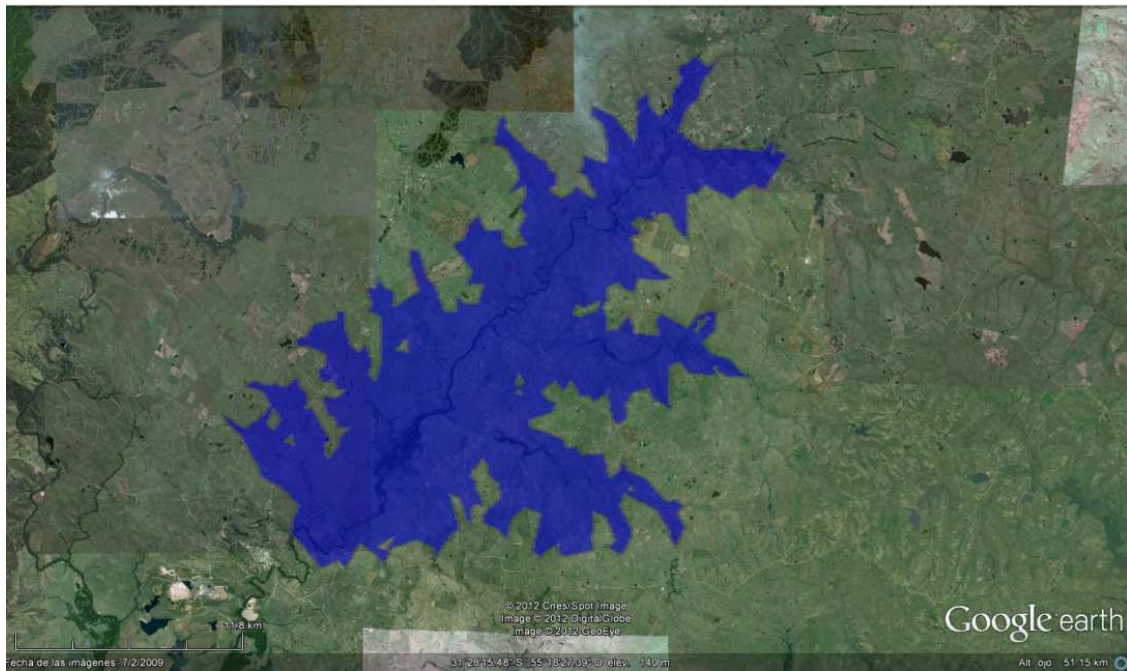
Figura 3.3.
Aplicación de ArcGis, para la cuenca del Río
Tacuarembó: lago a cota 150m en el arroyo
Corrales.

Pero además se puede exportar para visualizarlo en el software de libre acceso Google Earth. Véase en la Figura 3.4 el resultado de superponer en Google Earth la representación gráfica hallada con ArcGIS para el ejemplo de la Figura 3.3.

La visualización en Google Earth permite una rápida visualización acerca de algunos posibles efectos negativos del lago generado: si inunda parte de un centro poblado, si corta rutas o caminos, si deja aislada alguna población o algún establecimiento.

Para cada uno de los puntos de cierre marcados, se trazó la cuenca de aporte, siguiendo las pendientes máximas y las divisorias de cuencas, y se calcula su superficie. Adicionalmente, con el mapa de precipitación efectiva media mensual ¹ se halló el valor correspondiente a la cuenca. Multiplicando estos dos valores (en unidades coherentes) se calculó el caudal medio del cauce.

¹ J. L. Genta, N. Failache: "Monitoreo y Disponibilidad de Recursos Hídricos en Uruguay", disponible en www.iica.org.uy/index.php?option=com_docman&task...

**Figura 3.4**

Visualización en Google Earth de lago en arroyo Corrales, cuenca del Río Tacuarembó.

También se halló el salto de que se dispondrá con cada eventual cierre por represamiento. Para ello se hizo la suposición de que el agua en el lago estará siempre a la cota del coronamiento de la presa. Implícitamente, se supone que los aportes al lago equivalen al agua que se deja pasar, turbinada o no; y a que si hay avenidas que aumenten el nivel del lago, provocando desbordes por nivel superior a la cota de coronamiento de la presa, también habrá ocasiones en que los aportes menores hacen turbinar habiendo cotas inferiores.

Con los caudales y el salto estimado, se pudo tener una primer aproximación de la potencia hidráulica extraíble del sitio. Para ello fue necesario conocer el rendimiento del grupo turbina-generador. En virtud de las siguientes consideraciones:

- Las turbinas de gran porte (como las del río Negro o del río Uruguay) tienen, típicamente, rendimientos del 90% y superiores.
- En cambio, las turbinas de menor porte, como las que se pueden utilizar para aprovechamientos de menor porte, pueden tener rendimientos entre 70% y 90%. Dependerá del tipo de tecnología usada, de la precisión de diseño y elaboración, de las posibilidades de construcción de las instalaciones y montaje en cada sitio, de la constancia del punto de funcionamiento, además de aspectos de menor incidencia.
- Las turbinas de elaboración más artesanal, que bien pueden ser las que se justifiquen en los casos de menor porte, tienen rendimientos típicos menores al

70%. Un ejemplo típico son las turbinas Michel-Banki, construibles por talleres de mecánica general ².

- Al rendimiento de la turbina se lo debe complementar con el rendimiento del generador y de eventuales sistemas de transmisión entre ambos.

se tomó un rendimiento típico del 80%. Cuando se considere con más detalle cada lugar de implantación, y el tipo exacto de turbina seleccionado, se podrá ajustar esta cifra. Como otra aproximación, o incluida en la anterior, se consideró que el salto disponible por la turbina es el salto bruto, despreciando (por ahora, y a este nivel de generalidad) las pérdidas en los conductos de admisión y en la descarga al río.

Para los emprendimientos seleccionados para estudiar con más detalle, se realizarán estudios topográficos que permitan conocer con más detalle el vaso que se genera. Con el volumen de agua embalsado se podría sacar el grado de regulación o la autonomía de la central de generación en eventos de escasez de lluvias.

En resumen, para cada punto de cierre, se pudo obtener la siguiente información:

- Identificación precisa: coordenadas (X,Y),
- área de la cuenca de aporte,
- caudal medio anual,
- largo de la presa,
- área del lago
- cota del río o arroyo,
- cota del lago,
- salto bruto
- potencia media a generar (asumiendo un rendimiento de 80%).

Se presenta esa información en el ANEXO 4, con los sitios de posibles aprovechamientos ordenados por potencias decrecientes. Para algunos cauces y lugares de cierre se ha considerado más de una cota posible para la represa; ello se indica en el nombre asociado al punto de cierre. Se tiene 160 posibles lugares para represamientos.

Se comparó los resultados actuales con los obtenidos en el estudio de 1993 del IMFIA preparado para UTE. Véase en el ANEXO 5 dicha comparación.

Se encontró que, salvo en tres casos, el salto relevado con la metodología del software Arc GIS y la información disponible actual es mayor que el salto que se supuso en el estudio anterior. Y que en todos los casos la potencia que se podría generar es mayor que la que se dedujo en dicho antecedente. Observando que las cuencas estimadas tienen áreas muy parecidas, resulta que las potencias

² El fabricante por excelencia de este tipo de turbinas, con más de un siglo de experiencia en su diseño, industrialización y comercialización, promete un 80%; véase <http://www.ossberger.de/cms/es/hydro/la-turbina-ossberger/>

mayores que se estiman se deben a una mejor estimación de las escurrientías; es innegable la utilidad de estudios hidrológicos más detallados como los que ahora son posibles gracias a la mayor información y a los recursos tecnológicos de que se dispone. Por otra parte, los cambios en el uso de los suelos (forestación, agricultura extensiva, cambio de la modalidades de cría ganadera, ...) hacen que se deba periódicamente revisar y actualizar esta información.

3. 2.5 Cuarta selección.

Se descartaron, a continuación, los embalses que inundarían pueblos o parte de ciudades, o que inundarían tramos importantes de rutas (más de 600 m de rutas principales, más de 1500 m de rutas secundarias). Se interpreta que, sin perjuicio de estimación posterior más ajustada, los emprendimientos hidroeléctricos a pequeña escala no justifican (sociológica y económicamente) el reasentamiento de poblaciones nucleadas ni grandes modificaciones en la red vial. Se puede contemplar, dentro de ciertos límites, el desvío de rutas o la construcción de puentes. En algunos casos, la propia presa puede constituir un puente nuevo o sustituir un puente existente.

Se descartaron también los sitios en que el embalse afectaría áreas incluidas en el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).

Quedó, de esa manera, un listado más restringido, de lugares prometedores y sin grandes restricciones que pudieran ser impedimentos insalvables, en los cuales podría considerarse encaminar un emprendimiento hidroeléctrico: 70 lugares, que se listan en el ANEXO 6.

3.3 Comentarios sobre el potencial hidroeléctrico nacional en base a PCH.

Si en todos los 70 sitios hallados luego de los sucesivos descartes se realizara un emprendimiento hidroeléctrico, el país dispondría de una potencia instalada adicional de

231,5 MW

Si en todos ellos se instalara una PCH, seleccionada para turbinar el caudal medio anual, habría posibilidades de generar anualmente:

1:431.000 MWh

Esta estimación es algo inferior a lo que estimaron algunos estudios precedentes. Por ejemplo, el estudio del Ing. Sacco, de 1979: estimaba posible generar un 50 % más en todo el territorio nacional: $2,1 \times 10^6$ MWh anuales. Si se considera que en los estudios analizados no se hacían prácticamente restricciones de tipo ambiental, no se consideraba la posibilidad de afectar áreas protegidas y no se consideraban casi los impactos socio-económicos, se puede aceptar que la cifra hallada es consistente con las que se manejaron en el siglo XX.

Los sitios identificados (70) son lugares en que los emprendimientos son razonablemente factibles:

- Permitirían instalar una potencia adicional de más de 1 MW en cada uno
- No afectan áreas protegidas por el SNAP
- No afectan núcleos poblados
- No afectan mayormente vías de comunicación.

No se ha considerado, en esta selección, la rentabilidad de la inversión ni los demás impactos que, sin ser invalidantes, pueden constituirse en serios obstáculos para algún emprendimiento. Estos aspectos deberán ser motivo de estudios particularizados. Por un listado de impactos a considerar, véase el Cap. 6.

4- ESTUDIO EN DETALLE DE ALGUNOS SITIOS.

4.1 Selección de 5 sitios

Se parte de la lista de 70 sitios a la que se había llegado por sucesivas depuraciones, utilizando criterios cada vez más exigentes.

Para ordenarlos según la conveniencia de realizar un emprendimiento hidroenergético, se adoptaron los siguientes criterios de clasificación:

4.1.1 Criterios de necesidad del sistema energético nacional

El sistema energético nacional precisa tanto disponer de potencia instalada despachable como la posibilidad de generar la mayor energía (anualmente) que sea factible. Se cuantifica, entonces, mediante:

- a) Potencia instalada: conviene tener la mayor potencia instalada para, habiendo buena hidráulica en la cuenca del curso, poder despachar una fuente de energía en situaciones en que el país lo requiera (por ejemplo, en horarios de punta, o habiendo sequía en otras cuencas).
- b) Energía anual generable: un criterio para cuantificar la principal finalidad del emprendimiento

Se calcula el tiempo de residencia (en meses):

$$T_r = \frac{\text{Vol. embalse}}{\text{caudal medio de aporte}}$$

Con T_r se halla el factor de capacidad FC (ver ANEXO 9), que refleja una “eficiencia” del embalse, y permite cuantificar la energía generable anualmente (suponiendo $\eta = 0,80$):

$$E \text{ (MWh)} = \frac{H(m) * Q \left(\frac{m^3}{s} \right) * 9.81 * 0,80 * 8760 * FC}{1000} =$$

$$= H(m) * Q \left(\frac{m^3}{s} \right) * 68,75 * FC$$

4.1.2 Criterios de impacto

Los impactos principales estará dado por la generación de un lago; su mitigación o remediación insumen costos, que si no son internalizados en la ecuación económica del emprendimiento serán implícitamente asumidos por la sociedad.

Una manera de cuantificar el efecto económico de la anegación de terrenos y el consiguiente desplazamiento de posibles producciones en ellos es mediante el índice CONEAT elaborado por el MGAP, que evalúa la capacidad productiva (de carne bovina, ovina y lana) por hectárea de campo natural. A cada zona del país se le ha adjudicado un valor del índice relativo a la capacidad productiva media del territorio nacional, a la que se asignó el valor 100.

Se cuantificará el impacto mediante los índices siguientes:

- c) Potencia / área del lago: un criterio económico-ambiental, para cuantificar junto con la potencia instalada, efecto positivo buscado con el emprendimiento, el principal impacto (generalmente negativo) de una obra de generación (inundación de tierras, eliminación de bosques galería, corte de caminería, desplazamiento de poblaciones, emisiones de gases de efecto invernadero, ...)
- d) Potencia / (índice CONEAT x Área) : un criterio económico-productivo, para cuantificar junto con la potencia el principal impacto socio-productivo del emprendimiento (desplazamiento de producciones ya activas o posibles, cambios en la utilidad de los suelos, ...)

4.1.3 Criterios de rentabilidad económico-financiera

La rentabilidad del emprendimiento estará fuertemente influida por algunos costos iniciales, que se deberá amortizar. Principalmente: la construcción de la presa, directamente relacionada con su volumen; la línea eléctrica para llegar a la red interconectada nacional; y los costos de adquisición y montaje de los equipos, que están directamente relacionados con la potencia instalada³. Se utilizarán los siguientes criterios de cuantificación:

³ En el costo de las turbinas influye en mayor medida el caudal, por estar más relacionado con las dimensiones y por ende con la cantidad de material, que la presión; pero en el costo del alternador influye directamente la potencia.

- e) Potencia/Volumen presa: un criterio económico-financiero, para cuantificar junto con la potencia instalada el (generalmente) principal costo de implantación
- f) Potencia / km de línea eléctrica: un criterio económico- financiero, para cuantificar junto con la potencia un costo de implantación que puede ser muy importante en algunos emprendimientos.
- g) Período de retorno de la inversión o de repago: una mayor potencia instalada supone también un mayor costo de los equipos electromecánicos, afectando el período de repago de la inversión.

A los efectos de cuantificar este último aspecto, se supone que el costo de las instalaciones electromecánicas es proporcional a la potencia instalada (es una suposición habitual en estudios genéricos, cuya validez puede ser cuestionable; véase el Cap. 7); el parámetro a usar es

$$\frac{\text{Energía generada anualmente}}{\text{potencia instalada}} =$$

(en valores monetarios; por ejemplo, suponiendo que la energía será pagada a U\$S 90 el MWh y que los equipos electromecánicos cuestan U\$S 1750 por kW instalado, multiplicando por 90/1750)

$$= \frac{[MWh/año * U\$S/MWh]}{Pot (kW) * U\$S / kW} = \frac{U\$S / año}{U\$S} = \frac{1}{año}$$

O sea que este parámetro representa, en forma muy simplificada, la inversa del período de repago⁴.

Para considerar la posibilidad de usar la discriminación horaria, se usa el “coeficiente energético” c.e.:

$$\frac{c.e.* \text{Energía generada con } Q_{medio}}{1750 \times \text{Potencia instalada}} ; \text{ se calcula con el c.e. para } 2,4 Q_{medio}$$

4.1.4 Ponderación

Todos esos índices fueron normalizados, dividiendo por el valor mayor de la lista; y a cada uno de los índices se lo ponderó con un coeficiente de ponderación. La suma ponderada permite tener un listado ordenado de sitios preferenciales.

⁴ No se utiliza su inversa, el período de repago, para que al igual que los demás criterios de ponderación, sean preferibles los casos en que toma el valor mayor.

La elección de los coeficientes de ponderación puede dar lugar a ordenaciones diferentes, aunque se ha observado que los primeros lugares en las listas suelen estar ocupados por los mismos sitios.

Se utilizaron los coeficientes de ponderación que figuran en las tres columnas de la siguiente tabla, que reflejan distintos énfasis en la consideración del aprovechamiento:

Coeficientes de ponderación

Criterio	Énfasis potencia y energía	Énfasis impacto	Énfasis rentabilidad
Potencia instalada	10	3	4
Energía anual	10	4	10
Potencia / área de lago	5	9	7
Potencia / (CONEAT x área lago)	8	10	9
Potencia / volumen presa	2	3	4
Potencia / km línea	1	1	3
Período de repago de equipos	4	2	10

Los coeficientes de ponderación de la primera columna reflejan la necesidad de tener la mayor potencia instalada que sea razonable y generar toda la energía posible anualmente, sin omitir la preocupación por el impacto que las obras producirían. Con estos factores de ponderación, los sitios de preferencia serían, por orden decreciente:

arapey_110m
 Yi2_85m
 arerunguá_110m
 arerunguá_90m
 arapey_120m
 tacuari_70m
 arapey_80m
 arapey_130m
 olimar_60m
 olimar_50m
 yerbal_90m
 grande_65m
 cuñapiru_145m
 queguay_gde_100m
 arapey_ch_70m

Con los coeficientes de ponderación de la segunda columna, que reflejan la necesidad de tener buena potencia instalada, generar toda la energía posible, pero sobre todo que el emprendimiento se realice con una importante preocupación por el impacto de las obras (ambiental y socio-económico), los primeros lugares de la lista serían:

arapey_110m
Yi2_85m
olimar_50m
arapey_130m
arapey_80m
arapey_120m
yerbal_90m
tacuari_70m
arerunguá_90m
arerunguá_110m
mataajo_gde_120m
delos_corrales_90m
queguay_gde_120m
mataajo_ch_160m
grande_65m

Con los coeficientes de ponderación de la tercera columna, que reflejan la necesidad de generar toda la energía posible y que el emprendimiento sea económica y financieramente sustentable, con énfasis en los costos de implantación y en la rentabilidad, y menos preocupación por el impacto de las obras, los primeros lugares de la lista serían:

arapey_110m
Yi2_85m
arerunguá_110m
tacuari_70m
arerunguá_90m
arapey_120m
arapey_80m
olimar_50m
Yerbal_90m
Arapey_130m
olimar_60m
queguay_gde_140m
cuñapiru_145m
yaguari_165m
mataajo_gde_120m

Hay una buena cantidad de sitios que se repiten de acuerdo a los tres criterios. O sea, los que son buenos sitios para emprendimientos ya se priorice la energía a generar y la potencia instalada adicional que el país requiere, ya se haga fuerte énfasis en la minimización de impactos de la obra nueva o se adopte un enfoque más economicista.

Por lo tanto, se entiende como más promisorios los emprendimientos siguientes:

- El río Arapey en 4 lugares posibles, con represas a cotas de coronamiento 80, 110, 120 y 130m
- El río Yí, a cota 85m
- El río Arerunguá en dos lugares posibles, a cotas 90 y 110 m
- El río Olimar, a cota 50
- El río Tacuarí, a cota 70 m
- El río Yermal, a cota 90 m

Como último criterio de selección, se considera la cantidad de padrones afectados, en la suposición de que cuantos más propietarios se vean afectados más dificultosa será la gestión para realizar el emprendimiento. Esta suposición no tiene porqué cumplirse en todos los casos; tampoco la cantidad de padrones distintos equivale a la cantidad de propietarios o interlocutores distintos.

Se obtuvo de la base de datos de RENARE los padrones a superponer con cada lago, obteniéndose:

<u>Sitio</u>	<u>N° total padrones afectados</u>	<u>N° de afectados en más del 90%</u>	<u>N° de afectados en más del 50%</u>
Arapey 130m	20	1	2
Arapey 80m	30	1	3
Arapey 110m	34	2	6
Yermal 90m	35	2	5
Arerunguá 90m	56	2	11
Arapey 120m	62	5	15
Arerunguá 110m	84	19	39
Olimar 50m	85	4	15
Tacuarí 70m	91	12	33
Yí 85m	149	22	56

Se opta, entonces, por estudiar más en detalle los aprovechamientos posibles en los siguientes sitios:

- Arapey 80m
- Arapey 130 m
- Yermal 90m
- Arerunguá 90m
- Yí 85 m

(se entendió redundante estudiar en detalle varios aprovechamientos en el mismo río, por lo que en el Arapey se seleccionaron dos distintos, los dos más alejados entre sí; el río Tacuarí ya está siendo objeto de un estudio particularizado en un sitio muy cercano al identificado).

Los estudios con más detalle de los aprovechamientos en estos sitios se muestran en los ANEXOS 10 a 14.

En esa mayor aproximación, considerando con más detalle cada sitio, puede cambiar alguna de las características previamente indicadas. Así, por ejemplo, en el sitio denominado Yermal-90m, se vio que, si se represara en el lugar indicado a la cota +90m, con los mayores caudales el nivel del agua sobre el vertedero sería tal que el remanso afectaría áreas protegidas de valor turístico ya aprovechado (Quebrada de los Cuervos). Se optó, por lo tanto, por represar en el mismo lugar pero a cota +88m.

También se estimó con más detalle el tamaño de la cuenca y se consideraron los datos hidrológicos relevados en cuencas ya aforadas, y se aplicó el modelo de Temez al caso concreto. De esa manera se obtienen los caudales mensuales, su evolución en el año y sus valores medios particularizados para el sitio específico.

5. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS OBRAS

5.1 Diseño de las obras civiles

5.1.1 Tipología de las obras

Para las características topográficas y geológicas habituales en Uruguay, en prácticamente todos los casos convendrá optar por presas de gravedad, de materiales sueltos, de sección heterogénea con núcleo impermeable de alto contenido de arcilla y faldones de material de granulometría mayor.

Dados los tamaños de la cuencas de aporte y consecuentemente los caudales de diseño resultantes, será frecuente la opción por un aliviadero central de tipo estándar, complementado en algunos casos por canales laterales de vertido.

Se optó también en esta etapa por suponer que los vertederos serán del tipo libre, sin compuertas. Sólo en el caso de que la presa juegue un rol importante para el control de crecidas, tanto aguas abajo como aguas arriba de ella, se considerará la instalación de compuertas operables.

La ubicación de las turbinas en todos los casos se prevé al pie de la presa, a un lado del dissipador de energía que sigue al vertedero, con la restitución del agua turbinada en la zona de aguas abajo del mencionado dissipador. Otras opciones, frecuentes en otros tipos de territorio, no son aconsejables en Uruguay. Por ejemplo, la derivación de parte del caudal del río para instalar la sala de turbinas aguas abajo, lejos de la presa, permite ganar desnivel (salto bruto) en lugares de topografías con fuertes pendientes. Pero en la topografía uruguaya el salto adicional que se puede lograr, relativamente pequeño, está contrarrestado por las pérdidas de carga adicionales en la cañería de presión y por el costo adicional de construcción, supervisión y mantenimiento de esta cañería.

5.1.2 Categoría de las obras y período de retorno asumido para la crecida de proyecto

La categorización de las obras y la consecuente elección del período de retorno de las avenidas de diseño en cada uno de los casos analizados se realizó, a falta de reglamentación nacional, en base a la normativa española. Esta está establecida en el

Reglamento Técnico de Seguridad de Presas y Embalses (MOPTMA, España, 1996) y las Guías Técnicas de Seguridad de Presas (CNEGP, España, 2005).

De acuerdo a esa normativa las presas se dividen, de acuerdo a su importancia, en las tres categorías siguientes:

Categoría A

Presas cuya rotura o funcionamiento incorrecto pueden afectar gravemente a núcleos urbanos o servicios esenciales, así como producir daños materiales o medioambientales muy importantes.

Categoría B

Presas cuya rotura o funcionamiento incorrecto puede ocasionar daños materiales o medioambientales importantes o afectar a un número reducido de viviendas.

Categoría C

Presas cuya rotura o funcionamiento incorrecto puede ocasionar daños materiales o medioambientales de moderada importancia o solo incidentalmente pérdidas de vidas humanas. En todo caso, a esta categoría pertenecerán todas las presas no incluidas en la A o B.

A esas categorías corresponden los períodos de retorno para fijar las avenidas de proyecto y la avenida extrema que se especifican en la siguiente tabla:

CATEGORIA	Avenida de proyecto (Años)	Avenida extrema (Años)
A	1.000	5.000 a 10.000
B	500	1.000 a 5.000
C	100	100 a 500

Sobre esa base se caracteriza cada emprendimiento y se establece, de acuerdo con los cálculos hidrológicos, los caudales máximos correspondientes a las avenidas de diseño y extrema.

Será necesario realizar relevamientos topográficos específicos de la zona del embalse y en particular de la sección de cierre, medidas imprescindibles para avanzar en:

- la definición más precisa de la propia ubicación de las obras
- el balance hídrico del emprendimiento
- el cálculo de la laminación de las crecidas que producirá el embalse
- la definición de las características del propio dique de cierre
- la definición de las características de las obras de alivio de los caudales excedentes.

Para avanzar a etapas superiores de definición se deberá por lo tanto contar con relevamientos topográficos de detalle, con curvas de nivel con separación cada 1 m o incluso menor para las zonas que requieran mayor detalle.

Por otra parte resultan imprescindibles para avanzar en la conceptualización de cada emprendimiento el conocimiento geológico del vaso y la investigación de los suelos o rocas que conforman la cimentación de la presa, así como la disponibilidad de materiales de préstamo para la construcción de los diques. Particular atención se deberá prestar a la permeabilidad del vaso, así como la presencia de fallas.

Se deberá obtener la suficiente información geotécnica, resultando imprescindibles:

- la clasificación de los suelos de acuerdo al Sistema Unificado de Clasificación de Suelos,
- el nivel de la napa freática
- la densidad de los sólidos
- la granulometría de los suelos de mayor granulometría
- los límites de humedad de los limos y arcillas
- la estratigrafía de la cimentación
- las propiedades mecánicas de los suelos presentes en su condición natural

Sobre la base de los datos referidos se podrán definir:

- las necesidades de preparación del terreno de cimentación,
- las características de estabilidad de los taludes de los diques,
- la necesidad y el tipo de obras de impermeabilización de la cimentación,
- las propias características de los diques (dimensiones del núcleo y faldones, necesidades de drenes y filtros en el cuerpo de la presa y en el contacto presa cimentación, protección de taludes, etc.)

5.2 Selección de equipos

La elección del tipo de turbina se basa en el valor de la velocidad específica adimensionada (referida a la potencia) definida como

$$\Omega_p = \frac{N(rad/s) \cdot P(W)^{1/2}}{\rho \left(\frac{kg}{m^3} \right)^{1/2} [g(m/s^2) \cdot H(m)]^{5/4}}$$

de acuerdo a lo indicado en la Figura 5.1 (que vincula los valores de Ω_p con el tipo de máquina que opera con mejores rendimientos en dicha aplicación).

con las siguientes observaciones:

- los límites no deben ser considerados estrictos

- con el nombre Kaplan se consideran todos los tipos de turbinas de flujo axial, tengan o no álabes del rotor de ángulo variable
- no se consideran otros tipos de turbinas menos usadas, como las Turgo, Dériaz, etc.; tampoco las hidrocinéticas o de cauce abierto
- las turbinas Michel-Banki escapan a esta clasificación por la amplia variedad de situaciones en que son aptas (saltos de 2,5 a 200 m; caudales de 0,04 a 12 m³/s; su uso se reduce a potencias relativamente bajas, que no superen los 2 ó 3 MW como casos



Figura 5.1 – Selección de tipo de turbina

extremos)

Este criterio es análogo al presentado en los diagramas de selección de turbinas que proponen varios fabricantes, como el que se muestra en la Figura 5.2; a estos diagramas, de muy fácil consulta, se ingresa sólo con los valores de caudal y salto; suponen implícitamente la velocidad de rotación que a los fabricantes les parecen adecuadas.

[En mucha bibliografía y en la práctica de algunos fabricantes y diseñadores es costumbre utilizar un valor de velocidad específica no adimensionado, específico para turbinas, definido de las siguientes formas:

$$n_s = \frac{N(\text{rpm}) \cdot P(\text{CV})^{1/2}}{H(\text{m})^{5/4}} \quad (\text{Sistema métrico})$$

$$N_s = \frac{N(\text{rpm}) \cdot P(\text{HP})^{1/2}}{H(\text{pies})^{5/4}} \quad (\text{Sistema inglés})$$

Las tablas o ábacos de selección que se presentan en esas fuentes deberán ser usadas con el valor calculado como se indique en el texto o el contexto]

Si el valor de Ω_p es mayor que 2, las turbinas adecuadas serán de tipo axial, vale decir, aptas para caudales relativamente grandes y saltos relativamente bajos.

Si es menor que 1,5 suele ser más adecuada una turbina de tipo centrípeto (Francis).

Si tomara valores mucho más bajos (menores que 0,2) podría considerarse el uso de turbinas de tipo Pelton. Sería muy rara esta última situación en Uruguay; dados los reducidos saltos disponibles, sería el caso de turbinar caudales muy reducidos, por lo tanto generando potencias muy bajas.

Para los 70 sitios se calculó el valor de Ω_p en las siguientes hipótesis:

- Se turбина el caudal medio
- Se toma el salto bruto disminuido en 1 m (primera estimación de pérdidas de carga en la admisión)
- Los rotores de las turbinas girarán a 700 rpm
- Se supuso el rendimiento de las turbinas $\eta = 0,85$.

Se obtuvo que para la gran mayoría de los 70 sitios seleccionados la turbina más adecuada es de tipo axial. Sólo para 5 sitios, los identificados como:

Sepulturas_235m
De los Caracoles_130m
Sarandí 4_120m
Sarandí_70m
Yerbal_90m

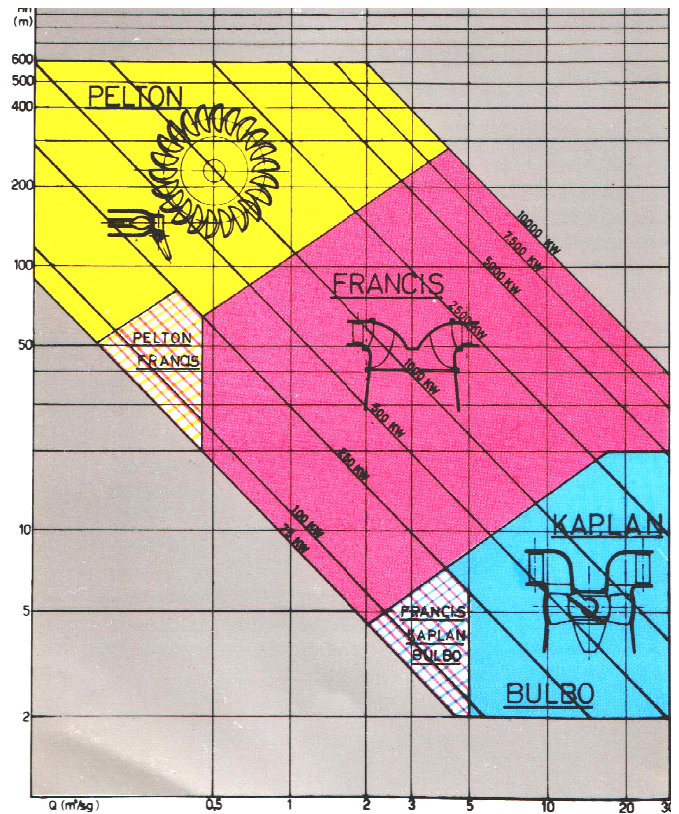


Figura 5.2
Diagrama de selección de turbinas

sería recomendable una turbina de tipo Francis. Dependiendo de la cantidad de turbinas en paralelo que se instale, podrían ser adecuadas las Francis para otros 5 ó 7 lugares más.

Las turbinas de tipo axial pueden ser de álabes fijos o álabes de ángulo variable (Kaplan). Las principales diferencias son:

- Las de álabes fijos son más baratas y de funcionamiento y control mucho más sencillo; están menos expuestas a fallas por ser más robustas y tener menos piezas móviles.
- Las de tipo Kaplan tienen buenos rendimientos en un intervalo de caudales y saltos mayor que las de álabes fijos (Figura 5.3).

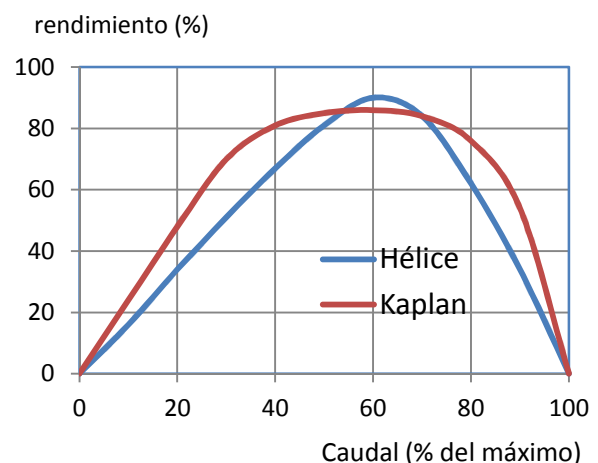


Figura 5.3
Rendimientos de turbinas axiales

Si el embalse fuera de suficiente capacidad, permitiría que el caudal de funcionamiento fuera sensiblemente constante en el correr del año. Además, si se instalan varias turbinas en paralelo, las variaciones grandes de caudales disponibles para turbinar se contemplan con el número de turbinas en operación simultánea. En estos casos, puede ser admisible una turbina de álabes fijos, adecuadamente seleccionada. Se logra, a la vez, buen rendimiento y menor costo.

En cambio, si buena parte del año se estuviera vertiendo excesos de agua, tanto la cota del lago como el nivel del río serían variables, por lo que el punto de funcionamiento de la turbina sería también variable.

Todas las turbinas axiales se ofrecen de eje horizontal, vertical y en otros ángulos (Figura 5.4).

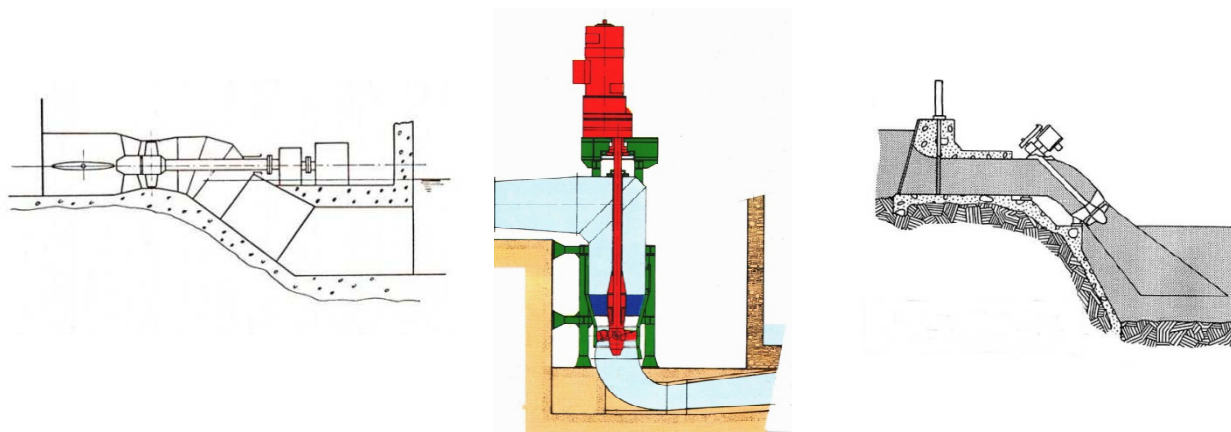


Figura 5.4 Turbinas axiales

Se las preferirá de eje horizontal, para evitar la profunda excavación que requeriría el tubo difusor de aspiración de una turbina de eje vertical. Eventualmente, pueden ser admisibles de eje inclinado, a condición de lograr disipar la energía cinética a la salida sin causar socavaciones y daños localizados que comprometan la integridad de las obras civiles.

En la Figura 5.5 se muestra otro gráfico de selección propuesto por un fabricante, para turbinas axiales de distintos tipos. Se observa que, para los saltos más habituales en Uruguay, las turbinas previamente mencionadas son las más adecuadas.

Una variante admisible, en principio muy recomendable, consiste en que la turbina tenga eje horizontal y del variador de velocidad de engranajes salga el eje para el alternador verticalmente hacia arriba. Permitiría con mucha facilidad colocar el generador (de eje vertical) a mayor altura, por lo tanto no expuesto a inundaciones por eventuales crecidas del río.