



TESIS DE GRADO  
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ABASTECIMIENTO SUSTENTABLE DE ENERGÍA A  
REGIONES RURALES AISLADAS. ANÁLISIS DE  
GENERACIÓN DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA DE  
PASO UTILIZANDO UN TORNILLO DE ARQUÍMEDES.**

Autor:  
Marco Fernández Piegari  
44090

Director de Tesis:  
Ing. Pablo Bereciartua  
CEEDS

2010



## **RESUMEN**

En la Argentina existen grandes regiones sin acceso a la energía eléctrica. Históricamente, por fuera del sistema energético nacional fueron surgiendo, progresivamente, importantes "aglomerados de exclusión" [Haesbaest, 1995], áreas rurales compuestas por comunidades campesinas, aborígenes, y otros pobladores rurales dispersos sin acceso a la energía eléctrica.

El índice de electrificación del territorio argentino es del 95% [ENRE, 2007]. Sin embargo, dadas las características de distribución geográfica de la población, una parte importante del área rural carece de servicio eléctrico. La falta de acceso a la energía eléctrica es causa de marginalidad, genera pobreza e impide el desarrollo de las comunidades. Esto, muchas veces obliga a los pobladores rurales a migrar a las grandes urbes, en busca de mejores condiciones de vida.

Debido al reducido tamaño de estas poblaciones y a que se encuentran muy distantes de las redes de energía, la electrificación de las mismas por tendido eléctrico no es una opción viable. En estos casos, la alternativa más económica es la implementación de planes de electrificación local.

El proceso de electrificación de regiones rurales aisladas es posible a través de la utilización local de los recursos renovables presentes en dichas regiones. A tal efecto, las tecnologías a emplear como fuentes de captación de la energía son los sistemas fotovoltaicos, eólicos, mini y microhidráulicos, y celdas de combustible.

En el presente trabajo se estudia una nueva tecnología para obtención de energía a partir de recursos renovables, con el fin brindar una opción más a la hora de definir la tecnología más apta para llevar a cabo el abastecimiento energético de regiones aisladas.

El sistema propuesto se clasifica como pequeña central hidroeléctrica (mini – microcentral) y se trata de un nuevo diseño que utiliza un Tornillo de Arquímedes como fuente motriz del sistema de rotación.

## **ABSTRACT**

In the Argentina there are big regions without access to the electric power. Historically, out of the national energetic system important “agglomerates of exclusion” [Haesbaest, 1995] were arising progressively. These are rural areas composed by peasant and aboriginal communities, and other rural dispersed settlers without access to the electric power.

The electrification ratio of the Argentine territory is 95 % [ENRE, 2007]. Nevertheless, given the characteristics of the geographical distribution of the population, an important part of the rural area lacks electrical service. The lack of access to the electric power is a reason of marginality, generates poverty and stops the development of the communities. This often forces the rural settlers to migrate to the big cities, in search of better living conditions.

Due to the limited size of these populations and the fact that they are very distant of the energy networks, the electrification through connection to the electrical grid is not a viable option. In these cases, the most economic alternative is the implementation of plans of local isolated electrification.

Using the renewable resources present in the mentioned regions, the process of electrification of rural isolated communities is possible. To such an effect, the technologies available are the photovoltaic, wind, mini and micro hydraulic systems, and fuel cells.

The present work analyzes a new technology that obtains energy from renewable resources, in order to bring an alternative of a suitable technology to supply electric energy to isolated regions.

The proposed system qualifies as small hydroelectric power station (mini – micro head central) and is a new design that uses an Archimedes Screw as the source of rotation.

## **AGRADECIMIENTOS**

Principalmente quiero agradecer a mi familia y en especial a mis padres, por darme la oportunidad y el sustento para poder tener una buena educación. A mi novia por sus opiniones y su apoyo incondicional.

A todo el equipo del CEEDS, por su gran predisposición en todo momento.

Agradezco especialmente al Ing. Pablo Bereciartua, por guiarme con su experiencia y su conocimiento en el tema.



## TABLA DE CONTENIDOS

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.	PRÓLOGO.....	1
1.2.	IMPORTANCIA DEL TEMA.....	2
1.3.	OBJETIVOS Y CRITERIOS DE ÉXITO.....	3
2.	IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA .....	5
2.1.	Descripción del problema.....	5
2.2.	Causas históricas del aislamiento energético.....	5
2.3.	Estado actual .....	6
2.3.1.	Funcionamiento y agentes del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).....	7
2.3.2.	Regiones del SADI.....	10
2.3.3.	Población rural.....	16
2.3.4.	Nivel de cobertura eléctrica.....	17
2.3.5.	Nivel de cobertura eléctrica en el Área Rural Dispersa.....	19
2.3.5.1.	Análisis región NOA.....	21
2.3.5.2.	Análisis región NEA.....	21
2.4.	Consecuencias de la falta de energía eléctrica.....	22
2.5.	Medidas adoptadas para solucionar el problema.....	23
2.5.1.	PAEPRA.....	24
2.5.2.	PERMER.....	25
2.5.2.1.	Obras ejecutadas.....	27
2.5.2.2.	Obras en ejecución.....	27
3.	ESTADO DE LA TECNOLOGÍA .....	29
3.1.	Estado de desarrollo de las tecnologías para generación aislada.....	29
3.1.1.	Análisis de estado de desarrollo de Sistemas Eólicos.....	29
3.1.2.	Análisis de estado de desarrollo de Sistemas Fotovoltaicos.....	31
3.1.3.	Análisis de estado de desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.....	31
3.2.	Definición de pequeño aprovechamiento hidroeléctrico.....	33
3.3.	Ventajas de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.....	33
3.4.	Consideraciones para el diseño de una Micro Central Hidroeléctrica.....	34
3.4.1.	Planificación de una central hidroeléctrica.....	36
3.4.2.	Evaluación del potencial energético.....	37

3.4.3. Descripción de la tecnología de turbinas.....	39
3.4.3.1. Turbinas de acción.....	39
3.4.3.2. Turbinas de reacción.....	40
3.4.3.3. Rendimiento de las turbinas.....	42
3.4.4. Calculo de potencia instalada y energía generada en una microcentral.....	43
3.5. Casos de aplicación de microcentrales hidroeléctricas en Argentina.....	45
3.6. Cursos fluviales no aprovechables con la tecnología de turbinas.....	46
4. SOLUCION PROPUESTA .....	47
4.1. Descripción de la tecnología.....	47
4.2. Diseño del sistema.....	51
4.2.1. Duración de caudal anual y curva de caudales clasificados .....	51
4.2.2. Diseño del tornillo sinfín.....	54
4.2.3. Elección del generador.....	58
4.2.4. Elección del multiplicador y el sistema de transmisión.....	59
4.3. Análisis de performance del sistema.....	60
4.3.1. Energía total entregada por el sistema.....	62
4.4. Consideraciones sobre la obra civil.....	64
4.5. Análisis de abastecimiento local de componentes.....	66
4.6. Costos de fabricación del sistema.....	68
4.7. Tecnología actual.....	69
4.7.1. Parámetros de trabajo del sistema.....	69
4.7.2. Elección de la turbina.....	72
4.7.3. Energía total entregada.....	72
4.8. Análisis de resultados.....	74
4.9. Antecedentes de uso de la tecnología propuesta.....	76
5. CONCLUSIONES .....	79
6. FUTURAS LINEAS DE INVESTIGACIÓN .....	81
7. BIBLIOGRAFÍA .....	83
ANEXOS.....	87
ANEXO A: VALORES DE DIÁMETRO EXTERIOR EN FUNCIÓN DEL CAUDAL DE DISEÑO. ....	87

ANEXO B: MULTIPLICADORES DISPONIBLES SEGÚN POTENCIA DE TRANSMISIÓN. ....	88
ANEXO C: GENERADORES SINCRÓNICOS DISPONIBLES SEGÚN POTENCIA DE TRANSMISIÓN. ....	89
ANEXO D: EJEMPLO DE COSTOS DE PROYECTO DE GENERACIÓN POR TORNILLO DE ARQUÍMEDES. ....	90



## 1. INTRODUCCIÓN

### 1.1. PRÓLOGO.

La expansión inicial de la red técnica del servicio eléctrico argentino se debió a las estrategias de empresas privadas que se limitaban a abastecer a los mercados urbanos más importantes [Liernur & Silvestri, 1993]. A partir de la década del '40 fue el estado nacional quien se ocupó del desarrollo de la red técnica del servicio eléctrico, conformando pequeños sistemas regionales que conectaban los distintos centros urbanos y las principales áreas rurales capitalizadas. Esto se concretó mediante la creación de distintos organismos estatales que concluirían con la conformación, en 1947, de la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica. Por fuera del sistema energético nacional que se iba definiendo, fueron surgiendo, progresivamente, importantes "aglomerados de exclusión" [Haesbaest, 1995]: áreas rurales principalmente extra pampeanas, compuestas por comunidades campesinas y aborígenes, y otros pobladores rurales dispersos que nunca fueron beneficiados por la ejecución de políticas sistemáticas que permitieran la generalización de tecnologías energéticas alternativas a los sistemas eléctricos regionales primero y nacional más tarde. Esta situación se mantiene hasta el día de la fecha, existiendo en la Argentina grandes regiones sin acceso a la energía eléctrica.

La geografía de las regiones que sí poseen acceso a la electricidad en Argentina está definida, en buena medida, por el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este sistema es una red de líneas de transmisión de energía eléctrica, formado por estaciones transformadores y líneas de alta tensión que conecta las distintas redes locales de distribución [Zyngierman & Tereschuk, 1987].

El SIN abastece a todos los grandes centros de consumo salvo Tierra del Fuego, que posee una central térmica independiente, y ciertas regiones aisladas que cuentan con generación propia.

El índice de electrificación del territorio argentino es del 95%, pero a pesar de esto, una parte importante de la población rural carece de servicio eléctrico. La falta de acceso a la energía eléctrica es causa de marginalidad, genera pobreza e impide el desarrollo de las comunidades. Esto, muchas veces obliga

a los pobladores rurales a migrar a las grandes urbes, en busca de mejores condiciones de vida.

Debido al reducido tamaño de estas poblaciones y a que se encuentran muy distantes de las redes de energía, la electrificación de las mismas por tendido eléctrico no es una opción viable. En estos casos, la alternativa más económica es la implementación de planes de electrificación local.

Este proceso de electrificación es posible a través de la utilización local de los recursos renovables presentes en dichas regiones. A tal efecto, las tecnologías a emplear como fuentes de captación de la energía son los sistemas fotovoltaicos, eólicos, mini y microhidráulicos, y celdas de combustible, como eventualmente también a partir de grupos diesel convencionales.

## **1.2. IMPORTANCIA DEL TEMA.**

En el marco del desarrollo de una política seria de abastecimiento de energía a regiones aisladas, es primordial tener en consideración la necesidad de definir qué recurso renovable es el más abundante en cada zona. Partiendo de esta base, se define el tipo de tecnología más adecuada a utilizar. De esta forma, una región en la cual el sol brilla la mayor parte del año puede ser apta para la instalación de tecnologías solares, mientras que regiones con fuertes vientos son deseables para la instalación tecnologías eólicas y las regiones con recursos fluviales para la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Sin embargo dentro de cada región existen características diversas, que hacen que la tecnología a utilizar para aprovechar un recurso renovable específico – sea solar, eólico o hidroeléctrico – deba variar de un emplazamiento a otro. A este efecto, mientras mayor sea la diversidad tecnologías que puedan usarse para utilizar un recurso, mayor será la capacidad de aprovechar el potencial energético de cada sitio en particular.

En el presente trabajo se estudia una nueva tecnología para obtención de energía a partir de recursos renovables, con el fin brindar una opción más a la hora de elegir la tecnología más apta para un llevar a cabo el abastecimiento energético de regiones aisladas.

El sistema propuesto se clasifica como pequeña central hidroeléctrica (mini – microcentral) y se trata de un nuevo diseño que utiliza un Tornillo de Arquímedes como fuente de rotación.

A fin de determinar la aptitud de esta nueva forma de generación, se procede a estimar los costos del sistema propuesto y se compara con los de otras tecnologías que generen la misma cantidad de energía.

### **1.3. OBJETIVOS Y CRITERIOS DE ÉXITO.**

Se considera que el presente trabajo es un éxito si se logra demostrar que el sistema de generación propuesto es una alternativa más atractiva y adecuada como fuente de obtención de energía que los empleados actualmente en determinados sitios.

Otra medida es el cumplimiento del siguiente objetivo: generar conciencia de la importancia de establecer planes energéticos que fomenten el desarrollo de las regiones aisladas, como motor de crecimiento económico y de equidad social.



## 2. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

### 2.1. Descripción del problema.

El motivo de la tesis es brindar una alternativa para solucionar el estado de falta de energía eléctrica en vastas regiones rurales del país. A tal fin se busca definir en qué sitios aislados de la red eléctrica, el sistema de generación propuesto es una alternativa más atractiva y adecuada como fuente de obtención de energía en comparación con los otros sistemas de microgeneración disponibles actualmente en el país.

Para poder comprender el problema, es necesario hacer un diagnóstico del estado actual del mismo, conocer sus causas, sus consecuencias, y describir que acciones se han tomado y se están tomando actualmente para solucionarlo.

### 2.2. Causas históricas del aislamiento energético.

Pueden diferenciarse tres etapas en el proceso de formación del servicio eléctrico nacional. La primera etapa se inicia hacia la década de 1880 con la expansión inicial de la red técnica del servicio eléctrico argentino. Esta se debió principalmente a las estrategias de empresas privadas que se limitaban a abastecer a los mercados urbanos más importantes. Se instalan las primeras usinas "no precarias" para la iluminación de varias ciudades, limitándose las redes a los más importantes centros urbanos. En esta etapa los capitales y la administración son privados de origen nacional e internacional. En la década de 1940 comienza una segunda etapa, con políticas populistas y de estatización de los servicios públicos encaradas por el gobierno Peronista. A partir de entonces fue el estado nacional quien se ocupó del desarrollo de la red técnica del servicio eléctrico, conformando pequeños sistemas regionales que conectaban los distintos centros urbanos y las principales áreas rurales capitalizadas. Esto se concretó mediante la creación de distintos organismos estatales que concluirían con la conformación, en 1947, de la Dirección General de Agua y Energía Eléctrica. En la década del '60 se produce la mayor expansión de la red, aunque limitada aún a las regiones con mayor dinamismo económico. En el transcurso de las décadas del '70 y '80 es cuando se da forma al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Esta segunda etapa concluye cuando en el comienzo de la década del '90, la Reforma del Estado implementada por el gobierno Menemista avanza hacia la privatización del

servicio y la transformación del marco regulatorio eléctrico: a partir de ahora el estado no será ya quien preste el servicio, sino quien lo regule.

A todo esto, por fuera del sistema energético nacional que se iba definiendo, fueron surgiendo progresivamente, importantes áreas rurales principalmente extrapampeanas, compuestas por comunidades campesinas y aborígenes, y otros pobladores rurales dispersos que nunca fueron beneficiados por la ejecución de políticas sistemáticas que permitieran la generalización de tecnologías energéticas alternativas a los sistemas eléctricos regionales primero y nacional más tarde. La energización eléctrica fue un fenómeno urbano y de las áreas rurales integradas al mercado de producción. No se trata sólo de un problema "técnico-económico", sino de un problema político y económico, que surge de la decisión de privilegiar el desarrollo de determinados grupos sociales localizados en las áreas desarrolladas en desmedro de aquellos localizados en las áreas atrasadas del país.

La energización rural es posible con la utilización de "tecnologías de energía renovable" que permiten la producción de electricidad con el aprovechamiento de recursos energéticos renovables y locales, como la radiación solar, el viento y el agua en movimiento, utilizando equipos de generación solar, eólica o hidráulica in situ y distribución mediante pequeñas redes técnicas locales. Esto es viable también, mediante la utilización de pequeños grupos electrógenos de generación diesel. Pero su generalización no es posible, en las actuales condiciones, sin la intervención directa del estado, quien garantice el desarrollo de programas específicos, en los cuales las comunidades campesinas tengan un rol central en las etapas de diseño y ejecución.

Lejos de esta situación, hasta ahora nunca había existido un programa nacional de provisión de electricidad a pequeñas comunidades rurales y cuando estas fueron llevadas adelante por los organismos provinciales, siempre se realizaron en el marco de programas parciales y de poco alcance.

### 2.3. Estado actual

La magnitud del estado actual del problema se establece analizando en profundidad dos aspectos del mismo. Por un lado, se definen las principales regiones sin acceso a la energía, para lo cual, se procede a hacer una descripción del estado actual de la red de energía eléctrica, de forma de poder identificar las regiones que quedan excluidas de esta. Por otro lado, se detalla

la población afectada en cada región, las regiones más críticas y el nivel de cobertura en cada una.

### 2.3.1. Funcionamiento y agentes del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

El mapa eléctrico argentino está determinado por el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este vincula mediante líneas de alta, media y baja tensión a todas las grandes unidades de generación con los grandes centros de consumo y todas las redes locales de distribución.

Hasta 1973 el SADI estaba conformado por las redes del Gran Buenos Aires y la Región Litoral. A partir de ese año, tras la inauguración de la central hidroeléctrica El Chocón, se integra la región Comahue. En los siguientes años se irán incorporando las restantes redes regionales. En 1986 se realiza la conexión de la región NOA. En 2006 se conforma el actual sistema, tras la incorporación de la región PATAGONIA.

La reglamentación argentina [ENRE, 2007] vigente establece que la prestación del servicio de transporte de energía es asumida por los Transportistas, que vinculan eléctricamente todos los nodos del SADI.

A pesar de que se ha definido a los Transportistas como los que vinculan eléctricamente a la demanda con la generación, la Función Técnica de Transporte (FTT) no es llevada a cabo sólo por los Transportistas, sino que cualquier Agente puede convertirse en Prestador de la Función Técnica de Transporte (PFTT).

En tal sentido, entonces se define como Función Técnica de Transporte (FTT) al servicio de vinculación que cumplen las instalaciones eléctricas que forma parte del SADI o las que están conectadas a estas (como por ejemplo generadores, distribuidores, etc.) o con instalaciones conectadas a estas últimas, sin distinción de las personas públicas o privadas a quienes pertenezcan, en cuanto a que comunican físicamente a compradores con vendedores entre sí y con el Mercado Eléctrico Mayorista.

De esta manera, a los prestadores de la FTT se los divide en Transportistas y Prestadores Adicionales de la Función Técnica del Transporte (PAFTT).

El grupo definido por los Transportistas está compuesto por dos sistemas de transporte, de Alta Tensión y de Distribución Troncal (DISTRO).

El sistema de transporte de energía eléctrica de alta tensión está formado por las instalaciones de tensiones iguales o mayores a 220 kV. Este sistema está manejado por la concesionaria TRANSENER S.A.

El resto son las empresas de transporte regional, correspondientes a tensiones iguales o superiores a 132 kV y menores a 400 kV. A estas empresas se denomina Empresas de Transporte por Distribución Troncal (DISTRO), son:

TRANSNOA: abarca todo el NOA incluyendo las provincias de Tucumán, Catamarca, La Rioja, Salta, Jujuy y Santiago del Estero;

DISTROCUYO: abarca las provincias de San Juan y Mendoza.

TRANSBA: abarca la provincia de Buenos Aires.

TRANSNEA: incluye las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y parte de Entre Ríos.

C.O.T.D.T COMAHUE: incluye Las provincias de Río Negro, Neuquén y parte de La Pampa;

TRANSPA: que es un área eléctricamente aislada del SADI, y atiende la región patagónica.

Finalmente, el resto del transporte de energía está en posesión de las PAFTT. Estas, de vinculación eléctrica pertenecientes a otros agentes del MEM no Transportistas (Generadores y/o Distribuidores).

Esta prestación se divide actualmente en dos clases:

- Firme
- No Firme

Ambas prestaciones se diferencian principalmente por el servicio que brindan a los usuarios de dicha función técnica de transporte las cuales establecen regímenes remuneratorios y de calidad diferentes.

El "Transporte Firme" refiere a demandas donde:

- La prioridad en el uso de las instalaciones del Prestador de la Función Técnica de Transporte (PAFTT) es igual a la que rige para el abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme.
- Existe obligación por parte del PAFTT de expansión de la capacidad de transporte de sus instalaciones para prestar el servicio al Usuario de la Función Técnica de Transporte (UFTT), con idéntico carácter a la expansión debida a la atención de sus propios usuarios.

Por otra parte, el Transporte No Firme es brindado en condiciones donde:

- La prioridad en el uso de las instalaciones del PAFTT corresponde al abastecimiento de su propia demanda o de otros usuarios de transporte firme, destinando al servicio al UFTT la capacidad de transporte remanente.
- No existe obligación por parte del PAFTT de expansión de la capacidad de transporte de sus instalaciones para prestar el servicio al UFTT.

Esta clase de prestación de servicio la brindan actualmente las siguientes Distribuidoras: EDENOR S.A., EDESUR S.A., EDELAP S.A., E.P.E.C. (Empresa Provincial de Energía de Córdoba), E.P.E.N. (Ente Provincial de Energía de Neuquén), E.P.E. Santa Fe. (Empresa Provincial de Energía de Santa Fe), ENERGÍA SAN JUAN S.A., EDESE S.A. (Empresa Distribuidora de Electricidad de Santiago del Estero).

Como puede observarse, la FTT está en manos de empresas privadas con fines de lucro, lo que significa que el sistema de transporte solo tendrá inversiones si existe una rentabilidad asegurada a las mismas. Como las áreas a cubrir para abastecer a los pobladores rurales son muy amplias, la inversión no podría ser recuperada nunca. A esto, se suma el hecho de que por lo general los pobladores de regiones aisladas son de bajos recursos, por lo que ya sería difícil que pudieran pagar solo por la prestación del servicio. De esta forma, las empresas privadas nunca ampliarán sus redes a estas regiones.

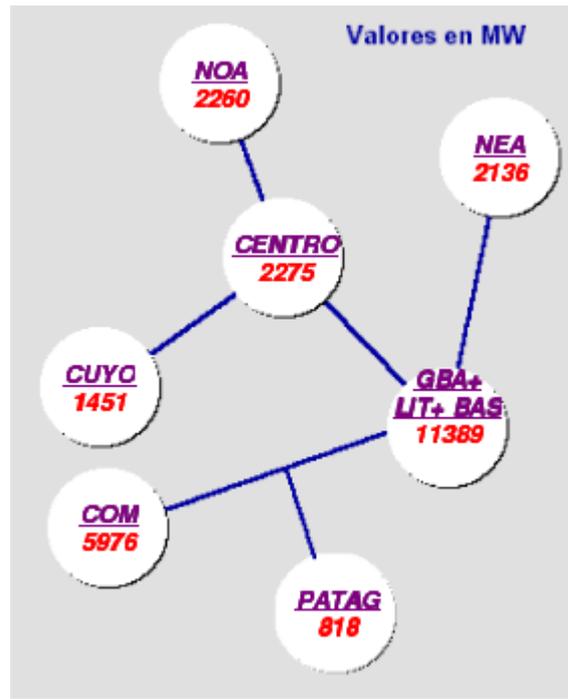
### 2.3.2. Regiones del SADI.

Se procede a hacer una descripción del estado actual de desarrollo energético de las regiones del SADI, para definir las regiones a las cuales éste no llega y de esta manera poder reconocer en cuales es más necesaria la aplicación de programas de abastecimiento local.

Durante 2006, se conectó el Sistema Patagónico al SADI mediante la interconexión de 500 KV de Choele Choel a Puerto Madryn y la línea de 500 KV de Puerto Madryn a Pico Truncado. De esta forma, el SADI queda compuesto por 9 regiones eléctricas [CAMMESA, 2005]:

- BAS: Provincia de Buenos Aires.
- CEN - Centro: Córdoba y San Luís.
- COM - Comahue: Neuquén, Río Negro y La Pampa.
- CUY - Cuyo: Mendoza y San Juan.
- GBA - Gran Buenos Aires.
- LIT - Litoral: Entre Ríos y Santa Fe.
- NEA - Noreste Argentino: Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones.
- NOA - Noroeste Argentino: Catamarca, Jujuy, Salta, La Rioja, Santiago del Estero y Tucumán.
- PAT - Sistema Interconectado Patagónico: Chubut, Parte de Río Negro y Santa Cruz, Sur de Prov. de Buenos Aires.

La disposición geográfica de las regiones del SADI muestra en la *Figura 2.3.2.1.*



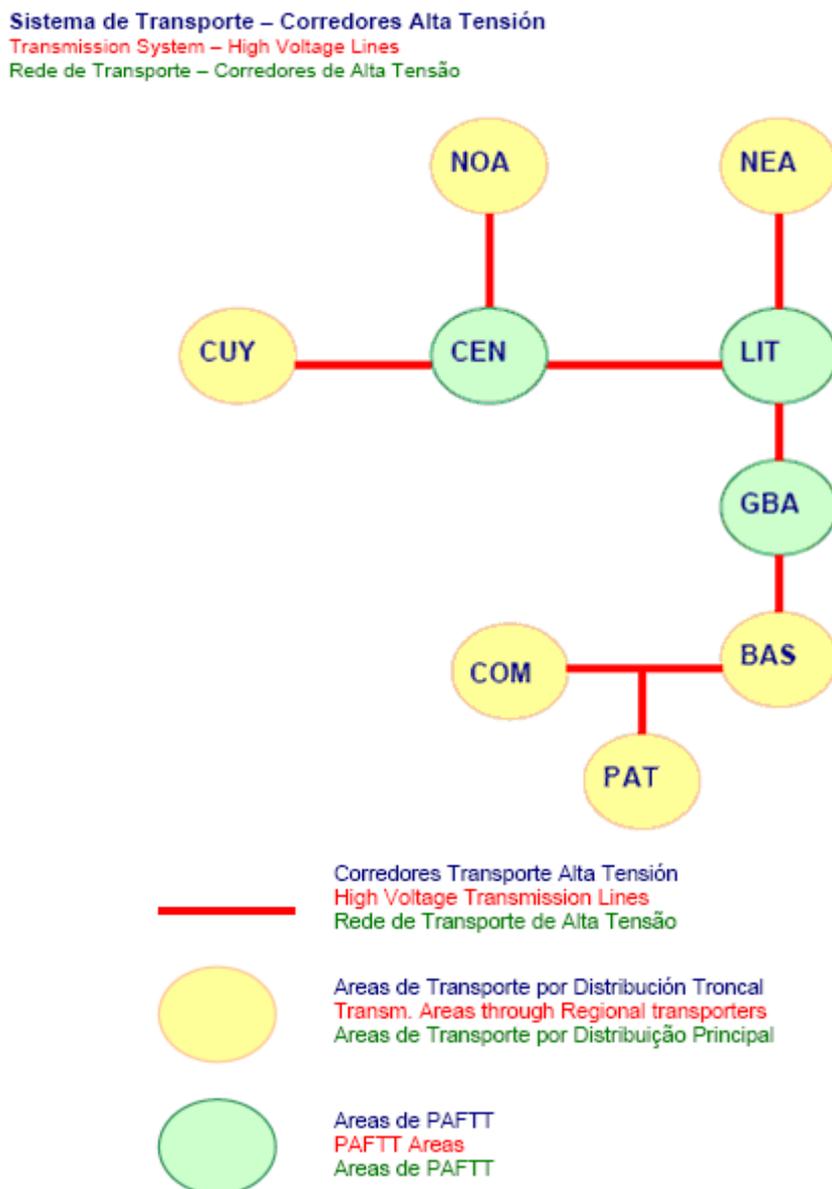
**Figura 2.3.2.1.** Potencias instaladas por región.  
(Fuente: CAMMESA).

Actualmente el SADI cuenta con 26.350 km de líneas de transmisión de energía, de los cuales 10.024 km son líneas de alta tensión y 16.326 km de distribución troncal. En la *Tabla 2.3.2.1* se muestran las longitudes de líneas por nivel de tensión y región.

SISTEMA DE TRANSPORTE	500 kV	330 kV	220 kV	132 kV	66 kV	33 kV	TOTAL
Alta Tensión	9.456		562	6			10.024
Distribución Troncal	---	1.116	841	13.954	391	24	16.326
*Región Cuyo			634	611			1.245
*Región Comahue				1.213			1.213
*Región Buenos Aires			177	5.437	391		6.005
*Región NEA			30	1.407		24	1.461
*Región NOA				3.565			3.565
*Región PATAGONIA		1.116		1.721			2.837

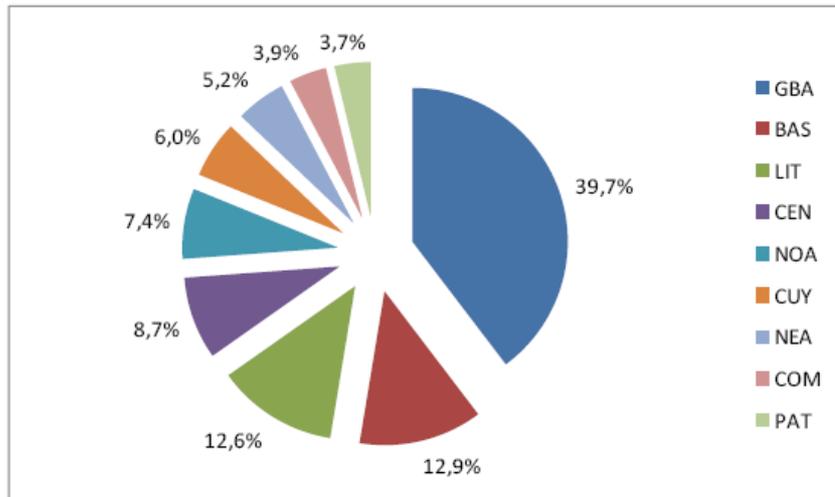
**Tabla 2.3.2.1.** Longitudes de líneas por nivel de tensión y región en km.  
(Fuente: CAMMESA).

En la *Tabla 2.3.2.1* no están incluidas las regiones CENTRO, LIT y GBA porque la prestación de la FTT en las mismas corresponde a PAFTT y no a DISTRO, como se muestra en la *Figura 2.3.2.2*.



**Figura 2.3.2.2.** Corredores de alta tensión, áreas DISTRO y áreas PAFTT (Fuente: CAMMESA)

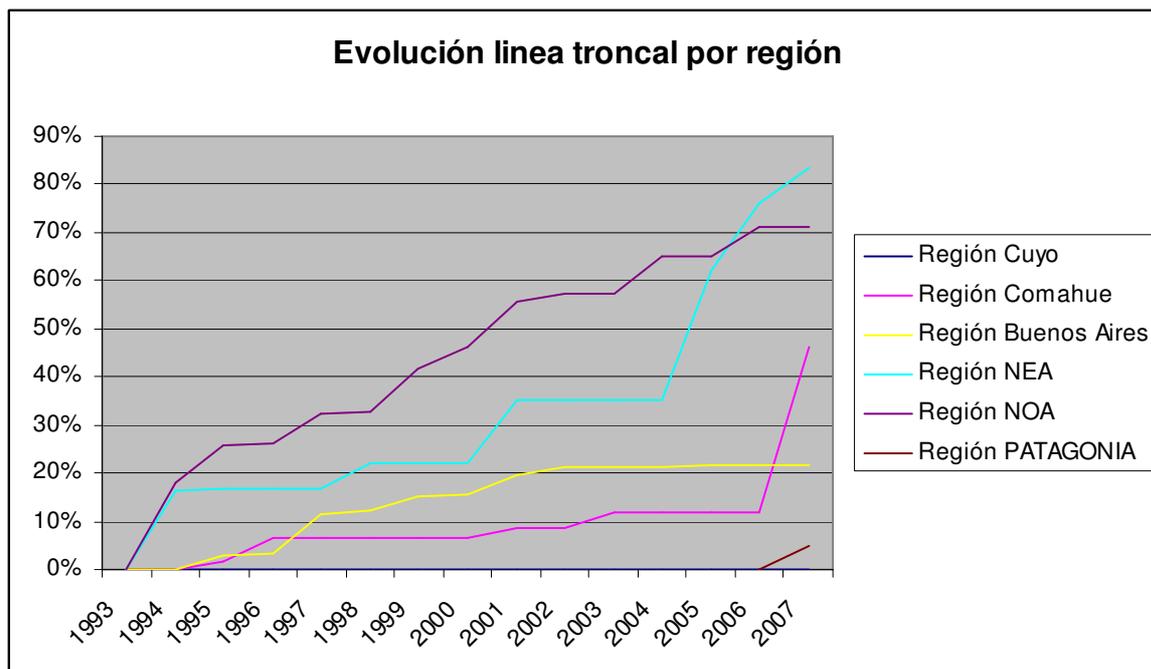
Las regiones que se encuentran abastecidas por PAFTT, se encuentran dentro de las más desarrolladas del país y poseen una muy buena cobertura eléctrica de su territorio. Esto puede observarse en la *Figura 2.3.2.3.*, en las cuales se observa que el consumo energético de las regiones CEN, LIT y GBA se encuentra dentro de las 4 primeras del país.



**Figura 2.3.2.3.** Demanda energética por región. (Fuente: ENRE).

En el resto de las regiones, la cobertura eléctrica se encuentra desarrollada principalmente alrededor de las capitales provinciales, las grandes ciudades, y los emplazamientos de generación de energía.

En los últimos años se han hecho fuertes inversiones en líneas troncales en varias regiones del país [De Dicco, 2009]. Como se muestra en la *Figura 2.3.2.4.*, las regiones NOA, NEA y COMAHUE, fueron beneficiarias de una gran ampliación de sus redes troncales.



**Figura 2.3.2.4.** Evolución de longitud de líneas troncales por región (base año 1993 - Fuente: CAMMESA)

A pesar de estas grandes inversiones, el esfuerzo sigue siendo muy limitado si se tienen en cuenta todas las regiones que carecen de suministro eléctrico actualmente.

En la *Figura 2.3.2.5* se muestra la configuración actual del SADI. En la misma pueden observarse todas las líneas de alta y media tensión que suministran energía a las distintas ciudades del país y las conexiones con los países limítrofes. Existen vastas regiones sin acceso a la red.

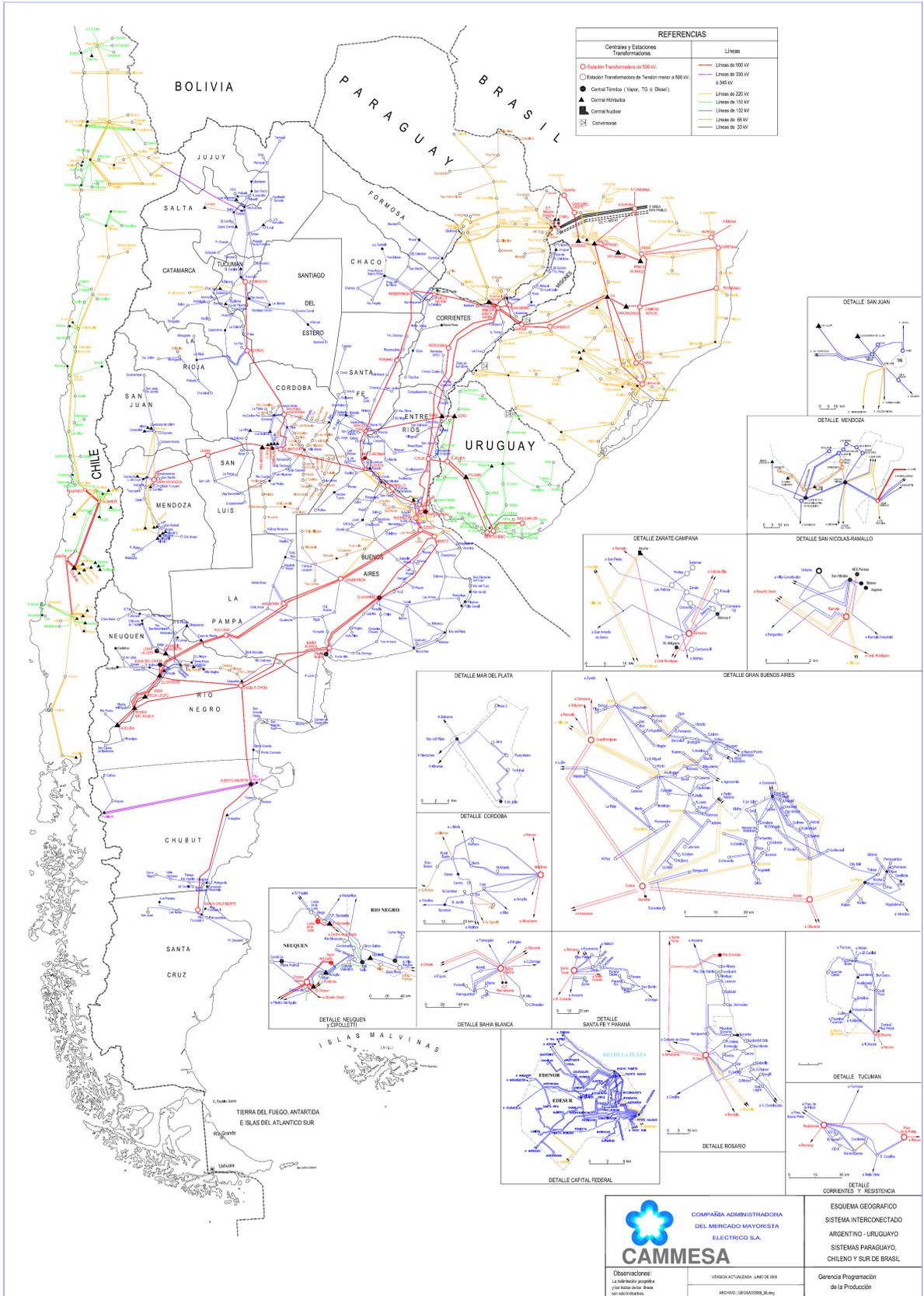


Figura 2.3.2.5. Esquema geográfico del SADI. (Fuente: CAMMESA).

### 2.3.3. Población rural.

La población total de la República Argentina, según el Censo Nacional de Población y Vivienda del 2001 es de 36.200.000 habitantes. La densidad de población es de 13 hab/km<sup>2</sup>. Argentina es un país cuya población es esencialmente urbana. Sólo poco más del 10% de los argentinos es considerado población rural. Esto es una población rural de 3.982.000 habitantes.

La población rural se divide en dos subgrupos:

- **Rural agrupada.** Localidades de menos de 2000 personas.
- **Rural dispersa.** Personas que residen en el campo.

En la *Tabla 2.3.3.1* se indica cómo, debido a las diferentes olas de migración a las grandes ciudades, la población rural fue disminuyendo progresivamente en los últimos cien años.

	1895	1914	1947	1960	1970	1980	1991	2001
<b>Total</b>	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
<b>Urbana</b>	37%	53%	62%	72%	79%	83%	88%	89%
<b>Rural</b>	63%	47%	38%	28%	21%	17%	12%	11%

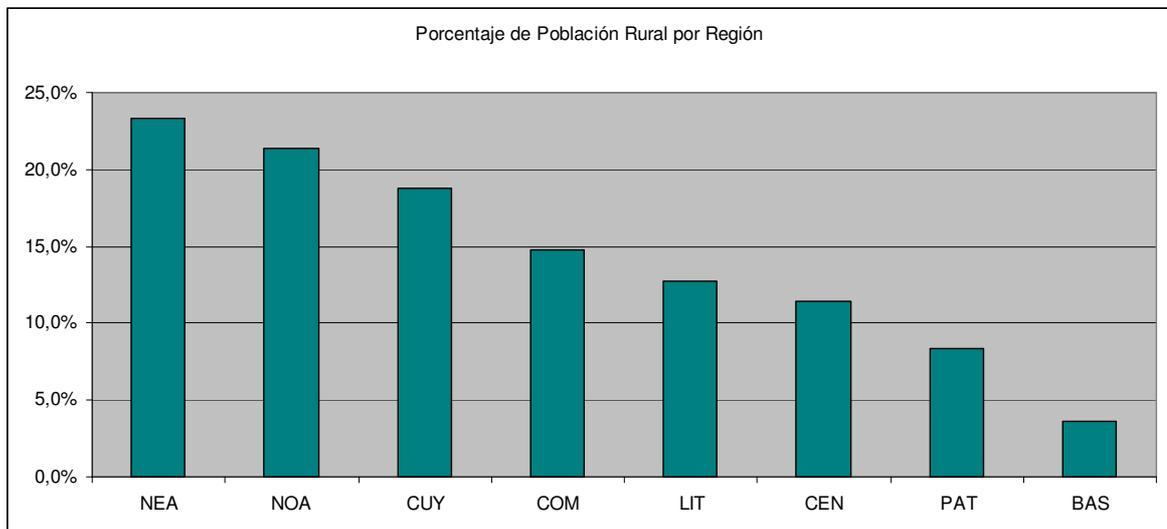
**Tabla 2.3.3.1.** Evolución población urbana y rural. (Fuente: Censos nacionales años 1895 a 2001.)

Cerca del 70% de la población rural se presenta dispersa. Como se muestra en la *Tabla 2.3.3.2* la proporción de varones y mujeres es bastante equilibrada, tanto en zonas urbanas como en rurales.

Población	Total	Varones	Mujeres
<b>Total</b>	36.260.130	17.659.072	18.601.058
<b>Urbana</b>	32.431.950	15.629.299	16.802.651
<b>Rural</b>	3.828.180	2.029.773	1.798.407
<i>agrupada</i>	1.223.533	620.099	603.434
<i>dispersa</i>	2.604.647	1.409.674	1.194.973

**Tabla 2.3.3.2.** Población urbana y rural. (Fuente: Censo Nacional de Población y Vivienda 2001.)

La proporción de la población rural varía significativamente entre las regiones. En la *Figura 2.3.3.1* se observa que las regiones con más población rural son el noreste, donde alcanza un 23,3% y el noroeste con el 21,4%.

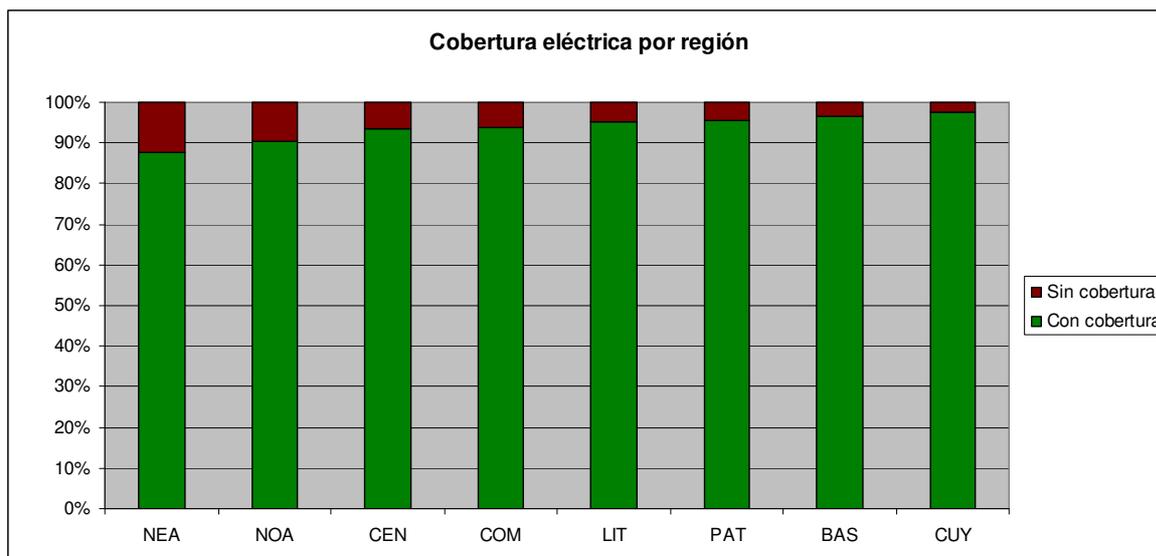


**Figura 2.3.3.1.** Población rural por región. (Fuente: Censo Nacional de Población y Vivienda 2001.)

#### 2.3.4. Nivel de cobertura eléctrica.

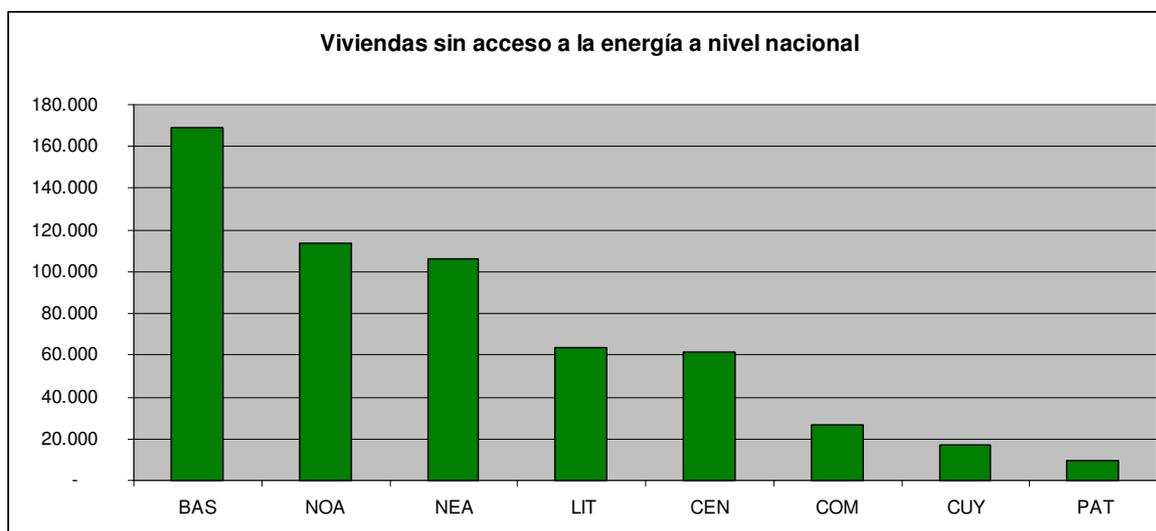
El nivel de cobertura eléctrica total en Argentina es del 95%, de esta manera, solo un 5% del total de la población no tiene acceso a la energía eléctrica. Tomando como área de estudio a todo el territorio nacional (áreas urbanas y rurales), en la *Figura 2.3.4.1* se muestra el porcentaje de viviendas con acceso a energía eléctrica por región.

La región con menor cobertura es el NEA (88%), seguido por el NOA (90,3%), y la región de CUYO la de mayor cobertura, donde el 97,5 % de su población tiene acceso a energía eléctrica.



**Figura 2.3.4.1.** Cobertura eléctrica por región. (Fuente: Censo Nacional de Población y Vivienda 2001.)

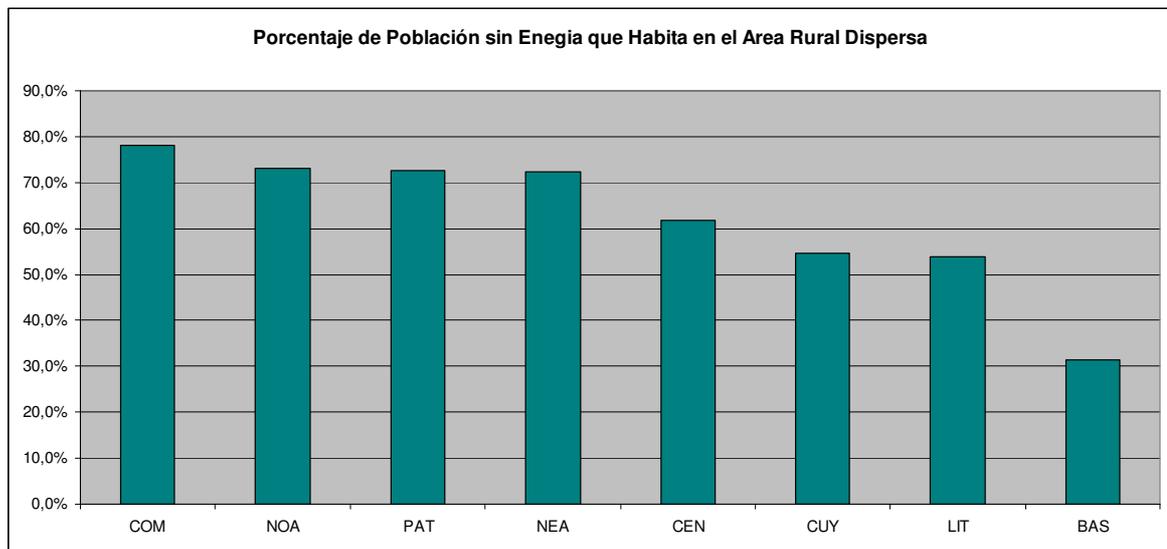
En términos de cantidad de viviendas sin energía, en la *Figura 2.3.4.2* se muestra que la región de Buenos Aires es la más afectada, con 170.000 viviendas sin energía, mientras que la patagónica la menor, con 9.300 viviendas sin energía.



**Figura 2.3.4.2.** Viviendas sin cobertura a nivel nacional. (Fuente: Censo Nacional de Población y Vivienda 2001.)

La población sin acceso a la energía se encuentra tanto en regiones urbanas como rurales. Sin embargo, cabe esperar que la mayoría de la población sin acceso a energía corresponda a habitantes del Área Rural Dispersa. Esto se

muestra en la *Figura 2.3.4.3.*, donde se grafica qué porcentaje de la población sin energía de cada región reside en el Área Rural Dispersa.



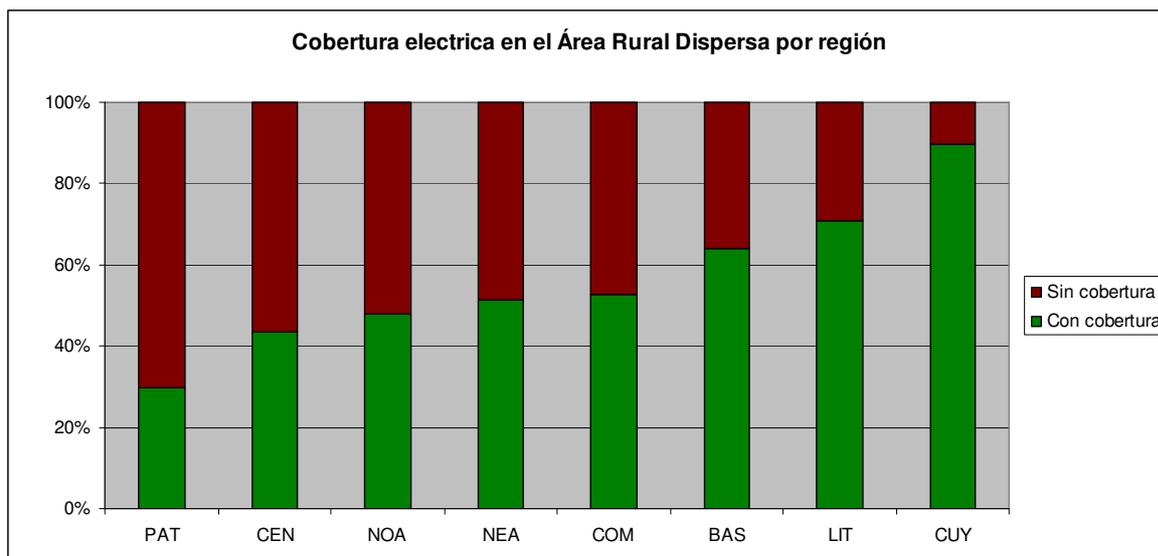
**Figura 2.3.4.3.** *Porcentaje de la población sin cobertura que habita en el Área Rural Dispersa.*  
(Fuente: Censo Nacional de Población y Vivienda 2001.)

Así puede observarse que en todas las regiones salvo BAS, la mayoría de las viviendas sin energía se encuentran en el Área Rural Dispersa. En el caso de Comahue, de las 26.700 viviendas sin energía, 20.900 (78%) se encuentran en el Área Rural Dispersa. En el caso de la región de Buenos Aires, de las 170.000 viviendas sin energía, solo 53.000 (31%) corresponden al Área Rural Dispersa. En promedio, el porcentaje de población sin energía que habita en áreas rurales de todas las regiones es del 62,2%.

### 2.3.5. Nivel de cobertura eléctrica en el Área Rural Dispersa.

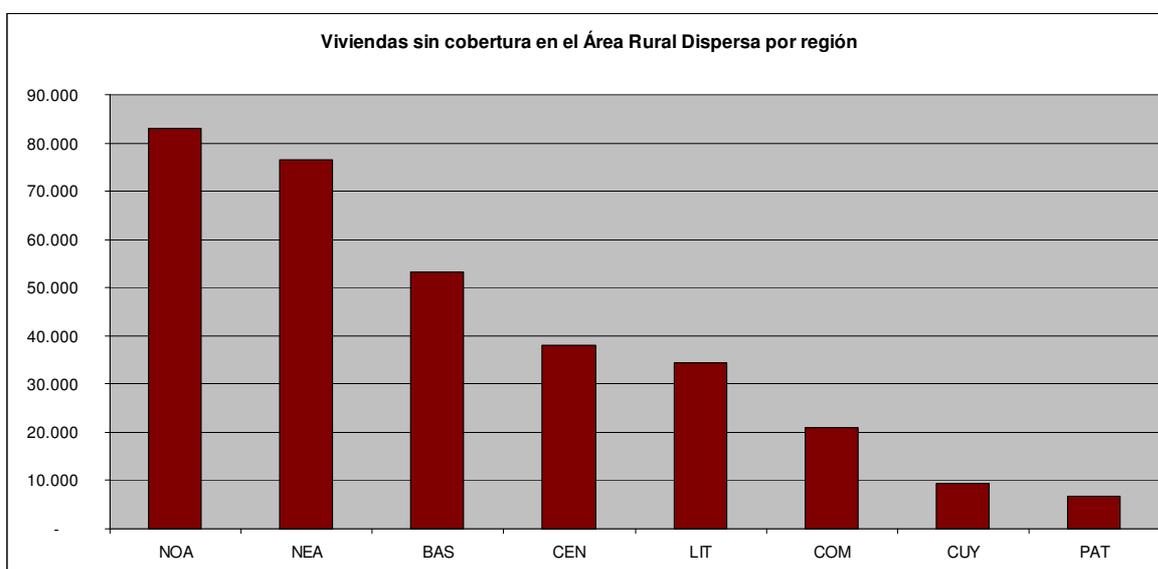
A fin de poder definir el nivel de cobertura en las regiones aisladas del país, se toma como área de estudio al Área Rural Dispersa.

Como puede observarse en la *Figura 2.3.5.1.*, el nivel de cobertura no sigue los mismos parámetros que el correspondiente al área geográfica total de cada región. Por ejemplo, la región patagónica tiene un buen nivel de cobertura total (95,4%), mientras que en el Área Rural Dispersa solo 30% de la población tiene acceso a la energía.



**Figura 2.3.5.1** Cobertura eléctrica en el Área Rural Dispersa por región. (Fuente: Censo Nacional de Población y Vivienda 2001.)

En la *Figura 2.3.5.2* se muestra la cantidad de viviendas sin energía en el Área Rural Dispersa de cada región. Como se observa, la mayor cantidad de población afectada se encuentra en las regiones NOA y NEA.



**Figura 2.3.5.2.** Viviendas sin cobertura eléctrica en el Área Rural Dispersa por región. (Fuente: Censo Nacional de Población y Vivienda 2001.)

Puede verse que regiones con baja cobertura como la patagónica, en realidad no son tan críticas ya que no tienen una alta población afectada.

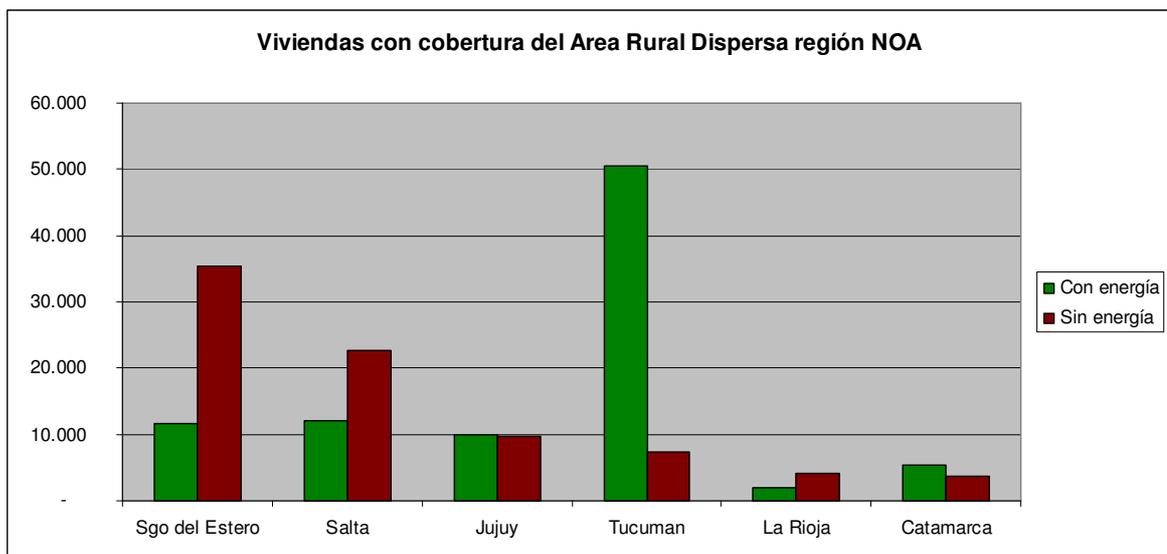
De esta manera, para poder clasificar de manera global las regiones de más a menos críticas, se toma en cuenta solo el nivel de población afectada.

Teniendo en cuenta este índice, las regiones pueden clasificarse de más a menos críticas como sigue: NOA, NEA, BAS, CEN, LIT, COM, CUY, PAT.

A fin de establecer las provincias más críticas a nivel nacional, se hace el mismo análisis dentro de las dos principales regiones afectadas: NOA y NEA.

### 2.3.5.1. Análisis región NOA.

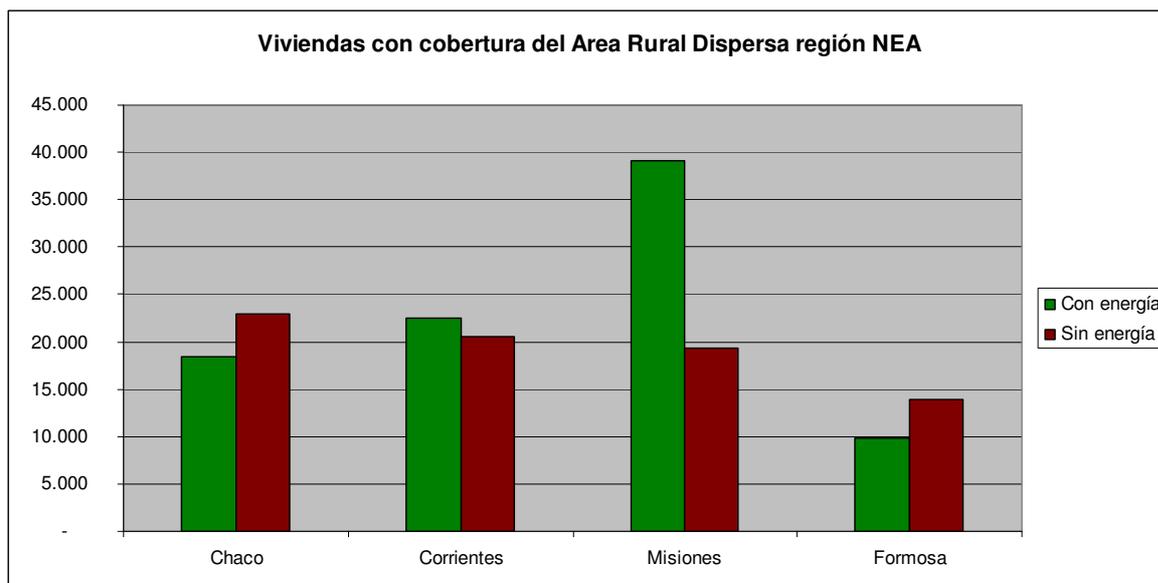
Como puede observarse en la *Figura 2.3.5.1.1*, las provincias más afectadas son Santiago del Estero y Salta.



**Figura 2.3.5.1.1.** Análisis comparativo entre provincias del NOA.

### 2.3.5.2. Análisis región NEA.

Como puede observarse en la *Figura 2.3.5.2.1*, el nivel de viviendas afectadas por provincia es similar, rondando las 20.000 viviendas sin energía eléctrica por provincia.



**Figura 2.3.5.2.1.** *Análisis comparativo entre provincias del NEA.*

#### 2.4. Consecuencias de la falta de energía eléctrica.

La energía eléctrica actualmente paso a ser una necesidad básica del hombre. Contribuye a la satisfacción de necesidades que la mayoría de las personas, que tienen acceso a ella, consideran elementales. Por ejemplo, la conservación de los alimentos, la posibilidad de bombear agua, calefacción, la posibilidad de acceder a un nivel de salud mínimo, educación, iluminación, comunicación, recreación, etc.

A su vez, posibilita la diversificación y el aumento de la productividad de la actividad económica del poblador rural.

Actualmente muchos habitantes rurales de la Argentina no tienen acceso a la energía eléctrica.

Por lo general, el mapa de extrema pobreza se solapa con el de la falta de acceso a la energía. En estos casos, la satisfacción de las necesidades de calefacción, acceso al agua, sanidad, etc., es mucho más trabajoso e insalubre. La falta de acceso a la energía condena a los pobladores rurales a destinar más tiempo a las tareas repetitivas, alejándolos de la educación y de actividades productivas.

El acceso a la energía por sí misma no reduce la pobreza, pero la falta de acceso es una condición negativa que limita las posibilidades de desarrollo.

Actualmente, una parte significativa de la población rural argentina, aproximadamente 1.800.000 habitantes, no disponen ni dispondrán de energía eléctrica. La escasa densidad poblacional, las dificultades de accesibilidad por distancia o accidentes geográficos y los bajos consumos de electricidad en la vivienda rural determinan una rentabilidad insuficiente para la inversión en expansión de los sistemas de distribución. Es por esta razón que el aprovechamiento de las energías renovables mediante sistemas de captación, almacenamiento descentralizado y autónomo constituye una solución eficiente y económica para resolver el abastecimiento del poblador rural.

Actualmente existe una ventana de oportunidad para generalizar el uso de estas tecnologías, debido principalmente a la toma de conciencia por el calentamiento global, que han generado un nuevo escenario energético mundial. Las fuentes renovables serán cada vez más competitivas, especialmente en el abastecimiento de las poblaciones no servidas, sean éstas rurales o peri urbanas.

La radiación solar, el viento y los pequeños cursos de agua, son flujos energéticos permanentes, disponibles con mayor o menor intensidad en todo el territorio, perfectamente aprovechables con tecnologías y equipos sencillos y adaptados a los pequeños consumos descentralizados o de baja accesibilidad. Consecuentemente, constituyen la alternativa más económica para proveer de electricidad a estas poblaciones.

## 2.5. Medidas adoptadas para solucionar el problema.

La importancia del problema de la falta de acceso a la energía ha significado que muchas organizaciones se comprometan a actuar proactivamente en la búsqueda de soluciones.

Muchas ONGs se encuentran actualmente implementando planes para hacer su aporte. A modo de ejemplo puede nombrarse a la Asociación Derecho a la Energía S.O.S al Futuro, Energía Solar San Juan, CEIES (Centro de Estudios e Investigación de la Energía Solar), Red Valles de Altura, Electricistas sin Fronteras, etc. El trabajo de estas organizaciones es desarrollado a nivel regional, brindando soluciones específicas a comunidades particulares.

A pesar de que el trabajo de los grupos individuales y ONGs es muy importante, la falta de energía es un problema social y económico que debe

encararse a nivel nacional, a fin de crear un marco legal, institucional y de inversión que facilite la implementación de políticas a gran escala. Afortunadamente, el Estado Argentino es consciente de que no puede solucionarse el problema de la falta de energía en comunidades aisladas mediante los enfoques tradicionales de expansión, basados en asegurar el abastecimiento mediante la ampliación de las redes troncales. En consecuencia, ha tomado acciones mediante la implementación de diversos planes:

- "Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales-PERMER", financiado por el Banco Mundial. Actualmente en desarrollo.
- "Mejoramiento de Vivienda en Comunidades Aborígenes" financiado por la Secretaría de Desarrollo Social de la Nación y la Subsecretaría de Acción Social. Realizado durante los años 1996 - 1997
- "Línea de Crédito para Productores Ganaderos de la Provincia del Chubut"

El más importante de todos estos planes, el PERMER, se encuentra actualmente en desarrollo. El PERMER es la evolución de un plan anterior denominado Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa de Argentina (PAEPRA).

#### 2.5.1. PAEPRA.

En 1994 la Secretaría de Energía de la Nación pone en marcha un programa que fue denominado Programa de Abastecimiento Eléctrico a la Población Rural Dispersa de Argentina (PAEPRA). El objetivo de este programa es crear un marco institucional y de inversión para proveer de energía a las regiones aisladas del país. Para esto, se dividen los mercados eléctricos de las provincias en dos áreas de concesión: Mercado Eléctrico Concentrado (MEC), que cuenta con suministro eléctrico por red, y Mercado Eléctrico Disperso (MED) establecimientos rurales que no pueden acceder al servicio eléctrico convencional por encontrarse distante de las líneas de distribución de media tensión. Para la financiar los proyectos generación se crea un plan sucesor, el denominado Proyecto Energías Renovables en Mercado Rurales (PERMER).

### 2.5.2. PERMER.

El PERMER es un programa de jurisdicción nacional, que tiene como objetivo central de desarrollo mejorar la calidad de vida de la población rural, contribuyendo de esta manera a su afincamiento y la mitigación de la migración rural, a través de:

- La provisión de un servicio eléctrico que satisfaga sus necesidades básicas de iluminación y comunicación social, con fuentes descentralizadas de suministro basadas en tecnologías que mayoritariamente usen recursos renovables.
- La promoción de la participación del sector privado en la provisión del suministro eléctrico de manera de lograr la sustentabilidad del proyecto.
- El fortalecimiento de la capacidad institucional y técnica de los entes reguladores de electricidad en materia de implementación y uso de energías renovables.
- El mejoramiento de la información sobre fuentes de energía renovables existentes en el país.
- La protección del medio ambiente mediante la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Para cumplimentar el primer objetivo, el Programa se desarrolla a través de la implementación de variados sistemas de generación de energía. Estos son, mini centrales hidroeléctricas en el sentido de la corriente de ríos, turbinas eólicas, centrales diesel o centrales híbridas operadas por medios diesel/eólico o diesel/solar o solar/eólico en pequeñas comunidades así como la instalación de sistemas fotovoltaicos y/o eólicos individuales. La implementación de estos sistemas brindará al poblador rural además del servicio eléctrico, la posibilidad de desarrollar pequeños emprendimientos productivos.

Para cumplimentar el segundo objetivo, el Programa puede considerarse compuesto por Subprogramas en cada una de las provincias participantes, consistentes en la concesión de los servicios eléctricos en el mercado eléctrico disperso (MED), a una empresa que esté técnica y financieramente capacitada para concretar, en su área, los objetivos generales del PERMER o en el compromiso de que un organismo público idóneo se encargue de mantener y operar los equipos afectados a la prestación del servicio a dependencias de servicio público en las localidades rurales. Además, se subsidia la instalación

de los equipos, como una forma de incentivar a los usuarios y hacer posible la inversión privada, al absorber los mayores costos de la inversión inicial.

La inversión total estimada del PERMER es de aproximadamente USD 58,2 millones, por lo que constituye el Proyecto de mayor envergadura de este tipo en la historia del país. De ese total, aproximadamente el 70% será aportado por la Secretaría de Energía a través de un préstamo del Banco Mundial (BM) y la donación del Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF), el 4% por el Ministerio de Educación para la electrificación de escuelas rurales, el 9% con fondos provinciales (provenientes fundamentalmente del Fondo Nacional de la Energía) y el 17% restante por el sector privado: concesionarios y usuarios.

Con la implementación de este Proyecto se espera beneficiar a aproximadamente 30.000 usuarios de bajos ingresos. El número de beneficiarios dependerá del tamaño de los mercados de las provincias que se vayan incorporando, de su grado de electrificación mediante sistemas convencionales y de sus características socioeconómicas.

A estos usuarios se les proveerá de un servicio eléctrico básico dirigido a iluminación y comunicación. Además de los beneficios materiales, se espera que haya un considerable mejoramiento de la calidad de vida de estas poblaciones y un impacto positivo en educación, productividad y desarrollo social.

El proyecto beneficiará además al sector privado de la provincia y del país al permitir la creación de puestos de trabajo en las áreas de concesión, surgidos de la actividad de electrificación propiamente dicha y de aquellas que pueden sobrevenir a partir de la disponibilidad del servicio eléctrico, como ser el desarrollo de microemprendimientos y la expansión del mercado de equipamiento de generación y demás materiales involucrados en la puesta en marcha de las instalaciones.

Actualmente, el Proyecto está ejecutándose en las provincias de Jujuy, Salta, Tucumán, Santiago del Estero, Chaco, Chubut, Catamarca, Misiones, Río Negro, Neuquén y San Juan a las que le seguirán aquellas provincias que firmaron acuerdos para implementarlo (Córdoba, La Pampa, Mendoza, San Luis, Santa Fe y Tierra del Fuego).

### 2.5.2.1. Obras ejecutadas.

Hasta la fecha, se han ejecutado muchas obras en el marco de implementación del PERMER.

Provisión del servicio eléctrico a 2.235 viviendas y 556 servicios Públicos, en su mayoría escuelas, ubicados en zonas rurales de las provincias de Chaco, Chubut, Jujuy, Misiones, Neuquén, Salta, Santiago del Estero y Tucumán

Provisión del servicio eléctrico mediante sistemas descentralizados a pequeñas comunidades de la localidad de Valle Colorado, Departamento Valle Grande, Provincia de Jujuy, y de las localidades de Laguna Blanca, Departamento Belén y Cortaderas y Las Grutas, Departamento Tinogasta, Provincia de Catamarca.

### 2.5.2.2. Obras en ejecución.

Actualmente se están instalando 3.440 equipos fotovoltaicos completos de los cuales 2.750 están siendo instalados en viviendas y 690 en servicios públicos ubicados en zonas rurales de las provincias de Catamarca, Río Negro, Jujuy, Santiago del Estero, Salta y Tucumán.

En construcción tres mini-redes para la provisión del servicio eléctrico en forma descentralizada, en la Provincia de Jujuy en las localidades de Paso Jama, Departamento de Susques, y Capalá, Departamento Valle Grande.



### 3. ESTADO DE LA TECNOLOGÍA

#### 3.1. Estado de desarrollo de las tecnologías para generación aislada.

Existen muchos tipos de tecnologías disponibles para aprovechar los recursos energéticos existentes en cada región. Cada una tiene sus ventajas y desventajas, y la elección de una u otra depende del tipo de demanda que se busque satisfacer con el emprendimiento y de los recursos disponibles en cada zona.

En rasgos generales, las tecnologías disponibles para generación de energía eléctrica en regiones aisladas se agrupan dentro de las siguientes categorías:

- Sistemas eólicos.
- Sistemas fotovoltaicos.
- Centrales hidroeléctricas.
- Generación a partir de motores de combustión interna.

Dentro de estas, solo las primeras tres (eólica, solar e hidroeléctrica) corresponden a sistemas que utilizan recursos renovables.

A fin de caracterizar cada una, se detalla el estado actual de desarrollo de las mismas a nivel nacional.

##### 3.1.1. Análisis de estado de desarrollo de Sistemas Eólicos.

Conforme se detalla en el documento “Energías renovables – Diagnósticos, barreras y propuestas” [REEEP, 2009], la potencia instalada para generación de energía de fuente eólica a nivel nacional a fines del 2009 alcanza los 29,76 MW. Los entes generadores son los que se muestran en la *Figura 3.1.1.1*.

LOCALIDAD	PROVINCIA	PUESTA EN SERVICIO	POTENCIA TOTAL (KW)	DETALLE DE MÁQUINAS	MARCA Y MODELO	VELOC. MEDIA ANUAL (M/S)	PROPIETARIO OPERADOR	OBSERVACIONES
Comodoro Rivadavia	Chubut	19/1/94	500	2 x 250 KW	MICON M530	9,4	PECORSA	PE. "COMODORO RIVADAVIA"
Cutral-Co	Neuquén	20/10/94	400	1 x 400 KW	MICON M750-400/100	7,2	COPELCO Coop. Ltda.	
Pehuen-Co	Buenos Aires	17/2/95	400	1 x 400 KW	MICON M750-400/100	7,3	Coop. Eléctrica de Punta Alta	
Tandil	Buenos Aires	26/5/95	800	2 x 400 KW	MICON M750-400/100	7,2	CRETAL Coop. Ltda.	
Rada Tilly	Chubut	18/3/96	400	1 x 400 KW	MICON M750-400/100	10,2	CO AGUA Coop. Ltda.	
Comodoro Rivadavia	Chubut	12/9/97	6.000	8 x 750 KW	NEG-MICON NM750/44	9,4	SCPL Com. Riv.	PE. "ANTONIO MORÁN"
Mayor Buratovich	Buenos Aires	22/10/97	1.200	2 x 600 KW	AN BONUS 600 KW/44	7,4	Coop. Eléctrica de M. Buratovich	
Darregueira	Buenos Aires	19/9/97	750	1 x 750 KW	NEG-MICON NM750/44	7,3	CELDA Coop. Ltda.	PE. "HERCULES"
Punta Alta (Bajo Hondo)	Buenos Aires	10/12/98	1.800	3 x 600 KW	AN BONUS 600 KW/44	7,8	Coop. Eléctrica de Punta Alta	PE. "CENTENARIO"
Claromecó	Buenos Aires	26/12/98	750	1 x 750 KW	NEG-MICON NM750/48	7,3	Coop. Eléctrica de Claromecó	
Pico Truncado	Santa Cruz	5/3/01	2.400	4 x 600 KW	ENERCON (WOBVEN) E-40	10,3	Municipalidad de Pico Truncado	PE. "JORGE ROMANUTTI"
Comodoro Rivadavia	Chubut	10/01	10.560	16 x 660 KW	GAMESA G-47	9,4	SCPL Com. Riv.	PE. "ANTONIO MORÁN"
Gral Acha	La Pampa	11/02	1.800	2 x 900 KW	NEG-MICON NM900/52	7,2	COSEGA Ltda.	
Veladero	San Juan	9/07	2.000	1 x 2000 KW	DEWIND D8.2	--	BARRICK GOLD Corp.	Autoproducción
		POTENCIA TOTAL:	29.760					

**Figura 3.1.1.1.** Cooperativas registradas a nivel nacional. (Fuente: Secretaría de Energía – Dirección nacional de Prospectiva)

Como es de esperar, dada la distribución de vientos sobre la superficie nacional, la región con la mayor potencia instalada es la región patagónica, con el 68% de la potencia total.

Cabe aclarar que estos generadores no están diseñados para abastecimiento de regiones aisladas, sino que se encuentra conectada a la red eléctrica local. Los equipos utilizados son de alta potencia.

Además de estos equipos, existen varios fabricantes de generadores de poca potencia, útiles en abastecimiento de energía para los siguientes usos:

- Extracción de agua.
- Abastecimiento a hogares e Iluminación.
- Abastecimiento a escuelas rurales.

- Usos rurales.

En varios casos estos equipos han sido instalados bajo los lineamientos del programa PERMER (ver Sección 2.5.2).

### 3.1.2. Análisis de estado de desarrollo de Sistemas Fotovoltaicos.

Según informes de la Secretaría de Energía, las instalaciones fotovoltaicas realizadas en el marco del PERMER (ver Sección 2.5.2) y en etapa de licitación o adjudicadas totalizan alrededor de 1MW (residencial, escuelas y servicios públicos).

Entre los proyectos fuera del PERMER que contribuyen a la potencia instalada se encuentran entre otros: la electrificación de escuelas rurales en la provincia de Buenos Aires, la provisión de energía eléctrica residencial y para servicios públicos en Neuquén, y experiencias de bombeo de agua en Catamarca.

Por su parte, la provincia de San Juan a mediados de 2009 convocó a una licitación internacional para crear un parque de energía solar con paneles fotovoltaicos, con una potencia de alrededor de 1,2 MW. Adicionalmente, en el marco del programa GENREN (Licitación de Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables), se licitarían 10 MW de generación de energía eléctrica fotovoltaica y 25 MW con generación eléctrica solar termoeléctrica.

### 3.1.3. Análisis de estado de desarrollo de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.

Respecto del estado actual de desarrollo de las pequeñas centrales hidroeléctricas, se considera pertinente citar un párrafo del documento "Energías Renovables 2008 - Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos" [Secretaría de Energía, 2008] en relación al "Estudio para la mejora del conocimiento y la promoción de oferta hidroeléctrica de pequeños aprovechamientos" [Secretaría de Energía, 2006], que expone:

*"El estudio revela la existencia de 116 proyectos en 14 provincias, con una potencia total de 425 MW y una energía media anual del orden de 1900 GWh, que sumados a las centrales actualmente en servicio, abastecerían cerca del 2,2% de la demanda eléctrica anual estimada hacia el 2016, porcentaje relevante dentro de la meta del "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía para Producción Eléctrica" introducido con la*

Ley 26.190/06, que propone que en 10 años el 8% del consumo eléctrico nacional provenga de fuentes renovables de energía (excluyendo del cálculo de ese indicador a los grandes aprovechamientos)”.

En la Figura 3.1.3.1 puede observarse la distribución geográfica de estos proyectos.

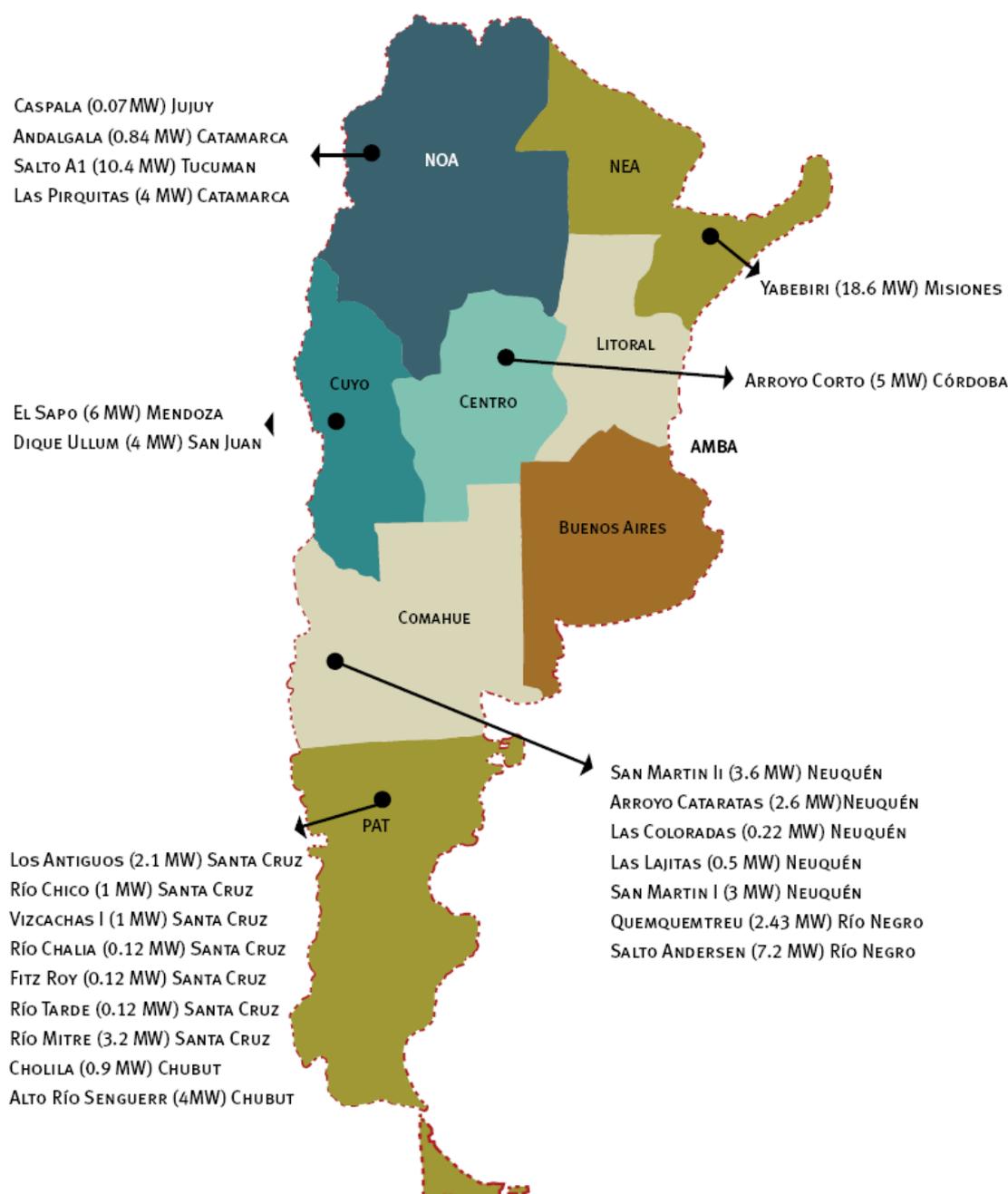


Figura 3.1.3.1. Distribución geográfica de proyectos de desarrollo de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos. (Fuente: Secretaría de Energía)

Esto resume la actual importancia que se le asigna al desarrollo de emprendimientos hidroeléctricos de pequeña escala, así como a las energías renovables a nivel nacional.

De acuerdo a la información disponible, para el año 2006 el total de pequeñas centrales hidroeléctricas instaladas es de 62 emplazamientos, con una potencia total de 180 MW. Mientras que, por otro lado, la cantidad de micro centrales hidroeléctricas (ver Sección 3.4) es muy pequeña, con solo 13 establecimientos registrados a nivel nacional [MECON, 2006].

### 3.2. Definición de pequeño aprovechamiento hidroeléctrico.

No existe una convención única e internacionalmente aceptada que determine que aprovechamiento es pequeño, cada país adopta su propia definición. De acuerdo al nuevo "Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía para Producción Eléctrica", la categoría de pequeño aprovechamiento corresponde en la Argentina a centrales hidroeléctricas de hasta 30 MW de potencia, y esa categoría incluye también las plantas mini y micro que usualmente abastecen sistemas aislados y pequeños consumos dispersos.

### 3.3. Ventajas de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

En comparación con los grandes proyectos y en virtud de sus características de generación distribuida, los pequeños aprovechamientos pueden representar:

- Menores períodos de gestación y construcción.
- Menores montos globales de inversión.
- Menor impacto ambiental.
- Posibilidad de fomento al desarrollo local.
- Posibilidad de calificar proyectos para el mercado mundial de bonos de carbono en emisiones evitadas de gases de efecto invernadero vigente con el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto.

### 3.4. Consideraciones para el diseño de una Micro Central Hidroeléctrica.

El objetivo de un aprovechamiento hidroeléctrico es convertir la energía potencial de una masa de agua situada en un punto - el más alto del aprovechamiento – en energía eléctrica, disponible en el punto más bajo, donde está ubicada la casa de máquinas.

Las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse en función de la potencia en [Kasai, 2006]:

- Hidroeléctrica grande: >100,000 kW.
- Hidroeléctrica media: 10,000 kW – 100,000 kW.
- Hidroeléctrica pequeña: 1,000 kW – 10,000 kW.
- Mini hidroeléctrica: 100 kW – 1,000 kW.
- Micro hidroeléctrica: < 100 kW.

Esta clasificación entra en conflicto con la definición de pequeño aprovechamiento hidroeléctrico adoptada por La Republica Argentina, pero como se menciona en la Sección 3.2, no hay un consenso internacional para esta clasificación.

De acuerdo con la altura del salto los aprovechamientos pueden clasificarse en [ESHA, 1998]:

- De alta caída: salto de más de 150 m.
- De media caída: salto entre 50 y 150 m.
- De baja caída: salto entre 2 y 20 m.

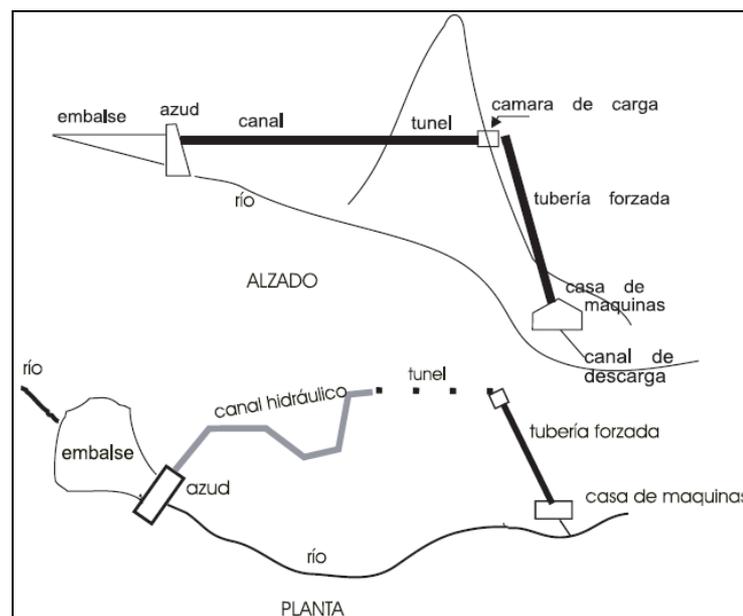
Con respecto a la forma de utilización del caudal, pueden clasificarse en [ENRE, 2010]:

- Centrales de paso.
- Centrales de embalse.

Las centrales hidroeléctricas de paso son aquellas que no disponen de embalse regulador importante, de modo que la central trabaja mientras el caudal que circula por el cauce del río es superior al mínimo técnico de las turbinas instaladas, y deja de funcionar cuando desciende por debajo de ese valor.

Dentro de este concepto, y dependiendo de la topografía del terreno, pueden diferenciarse varias soluciones:

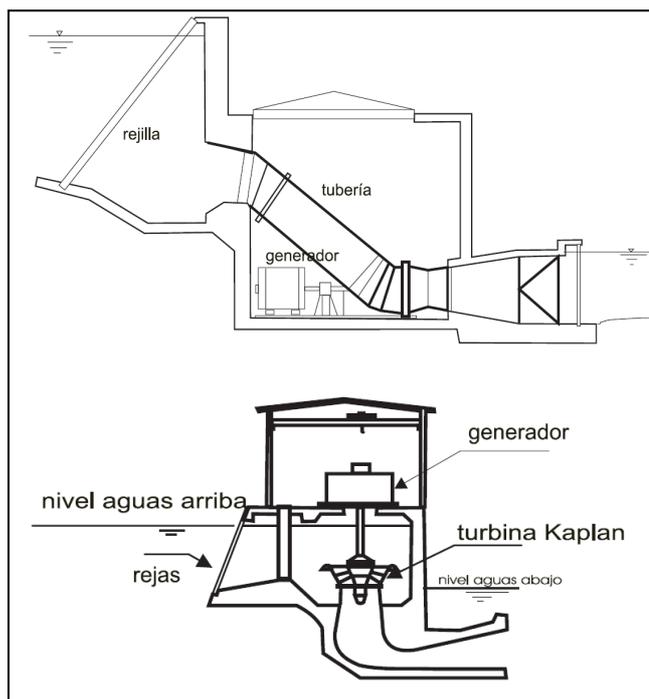
Los aprovechamientos de media y alta caída en ríos de fuerte pendiente, utilizan un azud o presa, generalmente de baja altura, que remansa el agua elevando su cota para desviarla hacia una estructura de toma. Desde esta, una tubería a presión conduce el agua directamente a la central. Las tuberías a presión son relativamente caras por lo que esta solución muchas veces tiene un coste elevado. La alternativa es llevar el agua por un canal de poca pendiente, que discurre paralelo al río, hasta la cámara de carga, desde la que una tubería forzada la conduce a presión a la casa de máquinas. Este diseño se muestra en la *Figura 3.4.1*. Si las características topográficas o morfológicas del terreno no son favorables, el canal puede no ser la solución óptima. En estos casos, una tubería de baja presión, aunque generalmente más costosa en sí misma, puede resultar económica. A la salida de las turbinas el agua se restituye al cauce mediante un canal de desagüe.



**Figura 3.4.1.** Diseño de aprovechamiento de media – alta caída. (Fuente: European Small Hydropower Association).

En ocasiones la presa de derivación se dimensiona para crear un pequeño embalse con capacidad para poder turbinar solo en horas punta, en las que el precio pagado por el kWh es más favorable. En otras, la cámara de presión puede convertirse en un pequeño depósito regulador.

Los aprovechamientos de baja altura son esquemas típicos de valle, que admiten dos soluciones. O bien un canal, similar al de los aprovechamientos de montaña, conduce el agua a una cámara de carga de la que sale una tubería forzada corta, o no existiendo topográficamente altura de salto, este se constituye mediante una presa, generalmente provista de aliviaderos de compuerta. En este tipo de centrales, la presa, la toma de agua y la casa de máquinas propiamente dicha forman una estructura única. El esquema de este tipo de diseño se muestra en la *Figura 3.4.2*.



**Figura 3.4.2.** *Diseño de aprovechamiento de baja caída. (Fuente: European Small Hydropower Association).*

### 3.4.1. Planificación de una central hidroeléctrica.

El estudio de un aprovechamiento constituye un proceso complejo e iterativo, durante el cual, se comparan desde una óptica económica, pero sin perder de vista su impacto ambiental, los diferentes esquemas tecnológicos posibles.

Las posibles soluciones técnicas vienen condicionadas además por la topografía del terreno y por la sensibilidad ambiental de la zona. Los pasos fundamentales a seguir, antes de proceder o no a un estudio detallado de factibilidad, se citan a continuación:

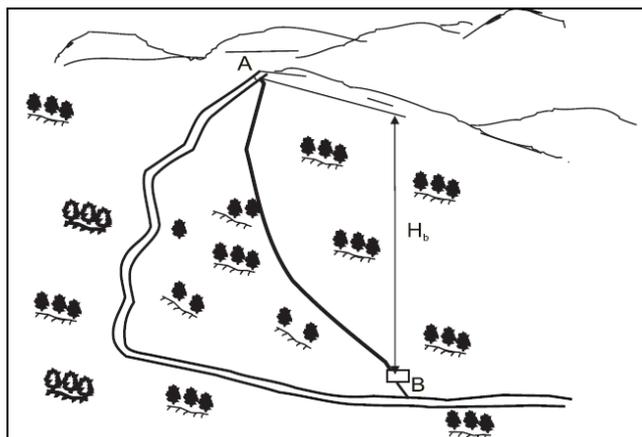
- Evaluación de la demanda energética a satisfacer con el emprendimiento.
- Identificación topográfica del lugar, incluido el salto bruto disponible.
- Evaluación del recurso hidráulico, a fin de calcular la producción de energía.
- Definición del aprovechamiento y evaluación preliminar de su costo.
- Evaluación del impacto ambiental y estudio de las medidas correctoras.
- Posibilidades de financiación y estudio económico del aprovechamiento.
- Conocimiento de los requisitos institucionales y de los procedimientos administrativos para su autorización.

Para estudiar la viabilidad de un aprovechamiento es necesario comenzar por evaluar su potencial energético, que es una función del caudal aprovechable y del salto disponible.

#### 3.4.2. Evaluación del potencial energético.

Para generar electricidad, un aprovechamiento hidráulico necesita disponer de un determinado caudal y una cierta altura de caída de agua. Se entiende por caudal la masa de agua que pasa, en un tiempo determinado, por una sección del cauce. La altura de caída, o salto bruto, es la distancia medida en vertical que recorre la masa de agua, es diferencia de nivel entre la lámina de agua en la toma y en el punto donde se restituye al río el caudal descargado por la central.

En la *Figura 3.4.2.1* puede observarse que independientemente del camino que siga el curso de agua entre los puntos A y B, la energía potencial perdida por el fluido es la misma.



**Figura 3.4.2.1.** Potencia teórica de una central.  
 (Fuente: European Small Hydropower Association).

Esta energía potencial puede calcularse de acuerdo a la ecuación

$$P = Q \cdot H \cdot g \quad (3.4.1.)$$

donde  $P$  es la potencia, en kW, pérdida por el agua;  $Q$  el caudal medido en  $\text{m}^3/\text{s}$ ,  $H$  el salto bruto en m y  $g$  el peso del agua igual a su masa por la constante de aceleración de la gravedad ( $\text{kg}/\text{m}^3$ ).

El agua, en su caída, puede seguir el cauce del río, en cuyo caso el potencial se disipará en fricción y turbulencia, o puede circular por una tubería en cuya extremidad se encuentra instalada una turbina. En el segundo caso, la masa de agua disipará su potencia en vencer la fricción para poder circular por la tubería y en atravesar los alabes de la turbina. Este último componente de la energía potencial hace girar la turbina y genera la energía eléctrica. A fin de maximizar la energía entregada por la turbina, se debe minimizar la disipación de potencia durante el recorrido entre los puntos A y B.

Para poder evaluar la capacidad de entregar potencia de un determinado recurso hídrico, se debe conocer cómo evoluciona su caudal a lo largo del año. Por lo tanto, un solo valor instantáneo del caudal no es significativo. Además, debe conocerse cuál es el salto bruto de que se dispone. En el mejor de los casos, las autoridades Hidrológicas habrán instalado, en el tramo de río en el que piensa emplazarse el aprovechamiento, una estación de aforos con lo que podrá disponerse de una serie temporal de caudales, que será tanto más válida cuanto más datos se tenga en la serie, y más cuidado se haya dedicado a su recogida. No es fácil sin embargo que, dado el tamaño de los ríos sobre los que se construyen estos aprovechamientos, puedan encontrarse registros de

caudales para el tramo en cuestión. En caso de no tener estos datos disponibles, se debe acudir a la hidrología a modo de calcularlos a partir de los factores climáticos y fisiográficos de la cuenca de captación.

En este caso se debe averiguar si existen series temporales de caudales para el tramo de río en estudio, para otros tramos del mismo río o para ríos semejantes de la zona, - con las que poder reconstruir el régimen de caudales - y en último término obtener los factores climáticos con los que calcularlo.

Una vez obtenidos los datos históricos de caudal, es necesario acomodarlos de forma de poder tomar una decisión a partir de los mismos. Esto se obtiene a partir de la curva llamada de caudales clasificados (CCC). La CCC muestra, para el tramo de río en cuestión, el porcentaje de tiempo en el que se alcanza o se supera un cierto valor del caudal.

#### 3.4.3. Descripción de la tecnología de turbinas.

Las turbinas hidráulicas transforman la energía potencial y cinética del agua en energía mecánica de rotación. Esto sucede, con arreglo a dos esquemas de funcionamiento diferentes.

En un esquema, la energía potencial se transforma en energía cinética, mediante un chorro de gran velocidad, que es proyectado contra cazoletas, fijas en la periferia de un disco. A este tipo de turbinas se las conoce como turbinas de acción. Como el agua, después de chocar contra las cazoletas, cae al canal de descarga con muy poca energía remanente, la carcasa puede ser ligera y solo tiene por misión evitar accidentes e impedir las salpicaduras del agua.

En el otro, la presión del agua actúa directamente sobre los alabes del rodete, disminuyendo de valor a medida que avanza en su recorrido. A este tipo de turbinas se las conoce como turbinas de reacción. Al estar el rodete completamente sumergido y sometido a la presión del agua, la carcasa que lo envuelve tiene que ser suficientemente robusta para poder resistirla.

##### 3.4.3.1. Turbinas de acción.

**Turbinas Pelton.** Son turbinas de acción en las que la tobera o toberas (una turbina de eje vertical puede tener hasta seis toberas, con uno o con dos rodetes) transforman la energía de presión del agua en energía cinética. Cada

tobera produce un chorro, cuyo caudal se regula mediante una válvula de aguja. Suelen estar dotadas de un deflector, cuya misión es desviar el chorro para evitar que, al no incidir sobre las cazoletas, se embale la turbina, sin tener que cerrar bruscamente la válvula de aguja, maniobra que podría producir un golpe de ariete. Se utilizan en saltos entre 40 y 1200 m. El eje de las toberas está siempre situado en el plano meridiano del rodete. El agua sale de las cazoletas a velocidades muy bajas (idealmente a velocidad cero) con lo que la carcasa que rodea al rodete no tiene que resistir ninguna presión.

**Turbinas Turgo.** La turbina Turgo puede trabajar en saltos con alturas comprendidas entre 15 y 300 metros. Como la Pelton, se trata de una turbina de acción, pero sus alabes tienen una distinta forma y disposición. El chorro incide con un ángulo de  $20^\circ$  respecto al plano diametral del rodete, entrando por un lado del disco y saliendo por el otro. A diferencia de la Pelton, en la turbina Turgo el chorro incide simultáneamente sobre varios alabes, de forma semejante a como lo hace el fluido en una turbina de vapor. Su menor diámetro conduce, para igual velocidad periférica, a una mayor velocidad angular, lo que facilita su acoplamiento directo al generador, con lo que al eliminar el multiplicador reduce el precio del grupo y aumenta su fiabilidad.

**Turbinas de flujo cruzado.** Esta turbina es conocida también con los nombres de Michell-Banki, en recuerdo de sus inventores. Se utiliza con una gama muy amplia de caudales (entre 20 l/seg y 10 m<sup>3</sup>/seg) y una horquilla de saltos entre 1 y 200 m. Su rendimiento máximo es inferior al 87%, pero se mantiene casi constante cuando el caudal desciende hasta el 16% del nominal. En este tipo de turbina, el agua entra en la turbina a través de un distribuidor, y pasa a través de la primera etapa de alabes del rodete, que funciona casi completamente sumergido. Después de pasar por esta primera etapa, el flujo cambia de sentido en el centro del rodete y vuelve a cruzarlo en una segunda etapa totalmente de acción. Ese cambio de dirección da lugar a una serie de choques que son la causa de su bajo rendimiento nominal. El rodete consta de dos o más discos paralelos, entre los que se montan, cerca del borde, unas laminas curvadas que hacen el papel de alabes.

#### 3.4.3.2. Turbinas de reacción.

**Turbinas Francis.** Son turbinas de reacción de flujo radial y admisión total, muy utilizadas en saltos de altura media, equipadas con un distribuidor de alabes regulables y un rodete de alabes fijos. En las turbinas Francis rápidas la

admisión es radial, pero la salida tiende a ser axial. En estas turbinas el agua se desplaza como encauzada en una conducción forzada, pasando del distribuidor (fijo) al rodete (móvil) al que cede su energía, sin entrar, en ningún momento, en contacto con la atmósfera.

Las turbinas Francis pueden ser de cámara abierta – generalmente para saltos de poca altura - o de cámara en espiral. En las turbinas con cámara en espiral, la carcasa, dependiendo del tamaño, se construye en hormigón armado, en acero soldado o en hierro fundido.

En las turbinas de reacción, el agua a la salida del rodete, pasa antes de llegar al canal de descarga, por un tubo de aspiración o difusor, cuya misión es recuperar parte de la energía cinética contenida en el agua que abandona el rodete a una velocidad elevada. Para disminuir la velocidad con que el agua llega al canal de descarga se aumenta la sección de salida del difusor adoptando un perfil cónico. Su función es especialmente crítica en los rodetes de alta velocidad específica porque el agua sale de estos rodetes a una velocidad especialmente elevada.

**Turbinas Kaplan y de hélice.** Son turbinas de reacción de flujo axial. Los alabes del rodete en las Kaplan son siempre regulables, mientras que los de los distribuidores, pueden ser fijos o regulables. Si ambos son regulables la turbina es una verdadera Kaplan; si solo son regulables los del rodete, la turbina es una Semi-Kaplan. Para su regulación, los alabes del rodete giran alrededor de su eje, accionados por unas manivelas, que son solidarias de unas bielas articuladas a una cruceta, que se desplaza hacia arriba o hacia abajo por el interior del eje hueco de la turbina. Este desplazamiento es accionado por un servomotor hidráulico, con la turbina en movimiento.

Las turbinas Kaplan son de admisión radial mientras que las Semi-Kaplan pueden ser de admisión radial o axial. Las turbinas de hélice se caracterizan porque tanto los alabes del rodete como los del distribuidor son fijos, por lo que solo se utilizan cuando el caudal y el salto son prácticamente constantes.

La turbina bulbo es una derivación de las anteriores, caracterizada porque el agua pasa axialmente a través de alabes directrices fijos y porque el generador y el multiplicador (si existe) están contenidos en una carcasa estanca, con forma de bulbo, sumergida en el agua.

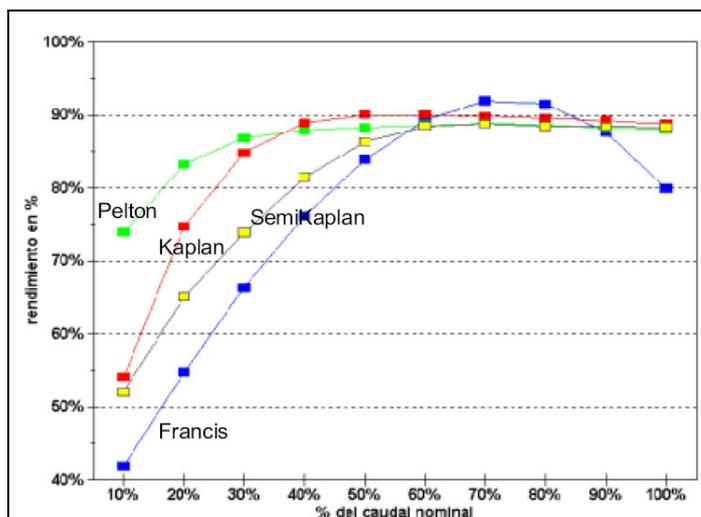
### 3.4.3.3. Rendimiento de las turbinas.

El rendimiento se define como la relación entre la potencia mecánica transmitida al eje de la turbina y la potencia hidráulica correspondiente al caudal y salto nominales.

En las turbinas de acción (Pelton y Turgo), la altura de salto se mide hasta el punto de impacto del chorro que, para evitar que el rodete quede sumergido en épocas de riadas, se encuentra siempre por encima del nivel de la lámina de agua en el canal de descarga.

En el caso de las turbinas de reacción, las pérdidas son esencialmente por fricción y tienen lugar en la cámara espiral, en los alabes directores y del rodete, y en el tubo de aspiración o difusor.

La *Figura 3.4.3.3.1* muestra las curvas de rendimiento en función del porcentaje de carga de caudal para distintos tipos de turbina. Para calcular el rendimiento global del grupo turbo-generador se debe multiplicar el de la turbina por el del multiplicador y por el del generador. La turbina se diseña para trabajar con el caudal nominal, para el que, en general, el rendimiento es máximo. Cuando el caudal se aleja de ese valor, tanto hacia arriba como hacia abajo, desciende el rendimiento, hasta que el caudal es inferior al mínimo técnico y la turbina no puede seguir funcionando.



**Figura 3.4.3.3.1.** Curva de rendimiento de turbinas a carga parcial (Fuente: European Small Hydropower Association).

Las turbinas Kaplan de doble regulación tienen un rendimiento aceptable a partir del 20% del caudal nominal. Las Semi-Kaplan solo trabajan eficazmente a partir del 40% del nominal y las Francis con cámara espiral solo a partir del 50%. Por debajo del 40% una turbina Francis, dependiendo de su diseño y de las condiciones en que ha sido instalada, puede experimentar vibraciones que hacen inestable su funcionamiento y obligan a su parada.

A caudal nominal, las turbinas de flujo cruzado tienen un rendimiento inferior a las Pelton, Francis o Kaplan, pero pueden trabajar en un rango de caudales mucho más amplio.

#### 3.4.4. Cálculo de potencia instalada y energía generada en una microcentral.

La curva de caudales clasificados permite escoger el caudal de diseño más eficiente. A partir de este valor, del valor del caudal ecológico definido por decisión administrativa, y del caudal mínimo técnico de cada una de las turbinas utilizables, se evalúa la potencia de la planta y la producción anual esperada en año hidráulico medio.

El caudal mínimo técnico de una turbina es por debajo del cual la turbina no puede funcionar. Dicho límite se muestra en la *Figura 3.4.4.1*.

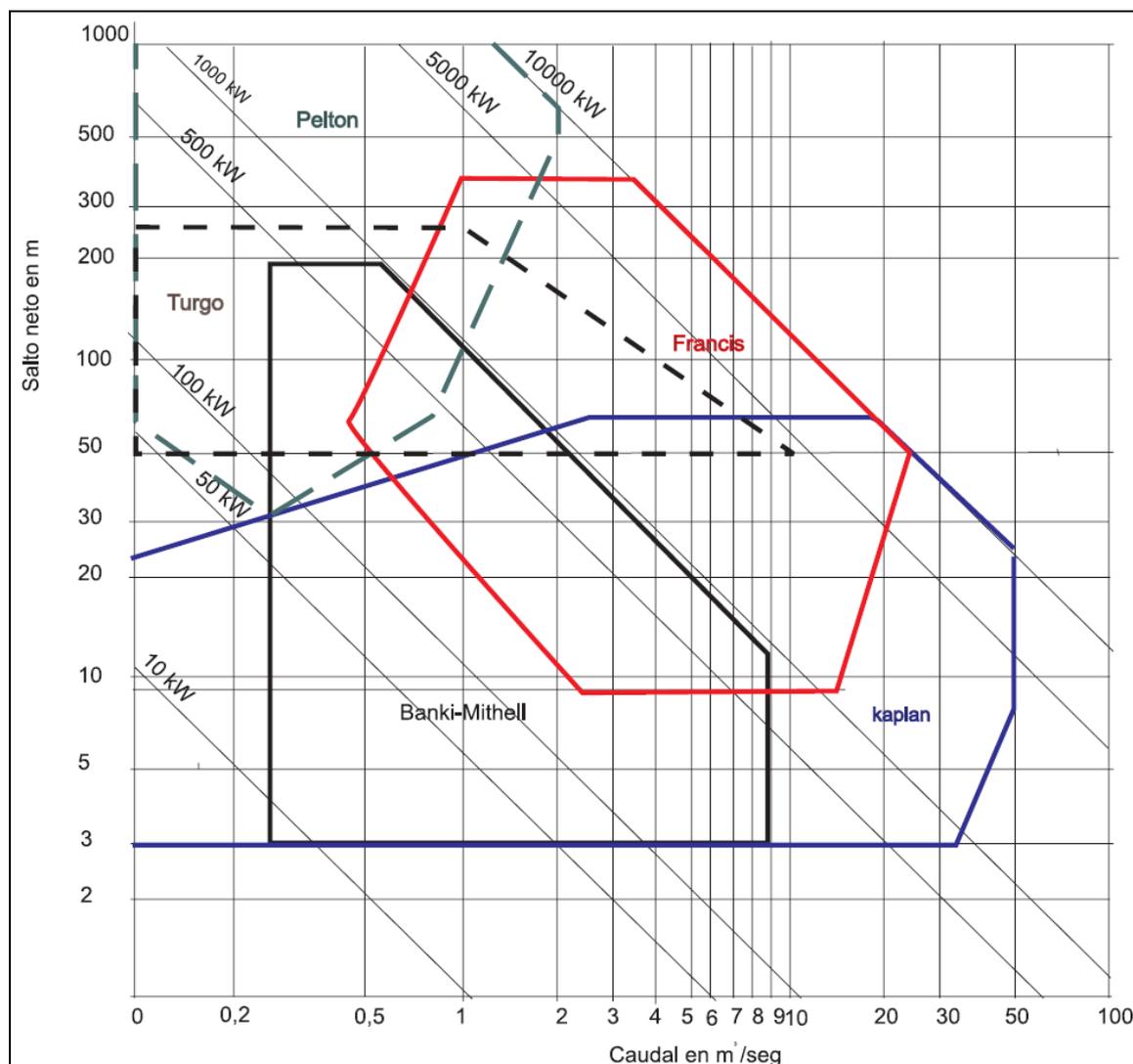
Tipo de turbina	$Q_{\min}$ (% $Q_{\text{nominal}}$ )
Francis de cámara espiral	30
Francis de cámara abierta	30
Semi Kaplan	30
Kaplan	15
Flujo cruzado	15
Pelton	10
Turgo	10
Hélice	65

**Figura 3.4.4.1.** Carga de caudal mínima por tipo de turbina.  
(Fuente: European Small Hydropower Association)

Además del caudal de diseño, debe tenerse en cuenta el salto bruto y neto disponible en el emplazamiento. El caudal bruto, es la distancia vertical entre los niveles de la lámina de agua, medidos en la toma de agua y en el canal de descarga. A partir del valor del salto bruto, deben estimarse las pérdidas por fricción y turbulencia, a fin de calcular la altura neta.

A su vez, debe tenerse en cuenta el rendimiento por carga parcial respecto del caudal de diseño.

En la *Figura 3.4.4.2* se muestra la curva correspondiente a los rangos de utilización de las diferentes turbinas, en función de la altura neta y el caudal de diseño. Cabe destacar que la altura mínima de trabajo de las turbinas es de 3 metros.



**Figura 3.4.4.2.** Rangos de utilización de turbinas por caudal de trabajo y altura neta. (Fuente: European Small Hydropower Association)

A grandes rasgos, la potencia y la energía entregada en un emplazamiento hidroeléctrico puede calcularse como sigue:

1. Delimitar la gama de caudales entre el caudal medio ( $Q_{medio}$ ), considerado como el caudal nominal provisional, y el caudal ecológico ( $Q_{ecológico}$ ) exigido

para mantener unas condiciones ambientales aceptables en el tramo de río cortocircuitado.

2. Calcular el caudal de diseño ( $Q_{\text{diseño}}$ ) de acuerdo a la ecuación:

$$Q_{\text{diseño}} = (Q_{\text{medio}}) - (Q_{\text{ecológico}})$$

3. Medir el salto bruto y calcular el salto neto de acuerdo a las pérdidas identificadas en el sistema.

4. Identificar los tipos de turbina adecuados al salto neto y al caudal de diseño, y determinar sus rendimientos a partir de las curvas caudal-rendimiento para cada uno de los tipos de turbinas seleccionadas, así como sus caudales mínimos técnicos.

5. Calcular la parte útil de la curva de caudales clasificados, utilizando  $Q_{\text{medio}}$ ,  $Q_{\text{ecológico}}$  y  $Q_{\text{min}}$ .

6. Calcular la producción anual de energía y la potencia de la central, a partir del área de la curva de caudales clasificados utilizable y teniendo en cuenta la curva caudal-rendimiento, el salto neto y la constante de gravedad.

### 3.5. Casos de aplicación de microcentrales hidroeléctricas en Argentina.

No existe mucha bibliografía disponible acerca de los emprendimientos realizados en la Argentina a nivel de micro generación hidroeléctrica. De acuerdo a la clasificación de micro central hidroeléctrica definida en la Sección 3.4 (potencias menores a 100 kW), se encuentran registradas en el Ministerio de Economía un total de 13 centrales.

Sin embargo, existen muchas otras que no se encuentran registradas, que generalmente abastecen a escuelas rurales o a establecimientos rurales aislados. Un ejemplo que puede citarse es la micro central hidroeléctrica UNEN. La misma fue concebida como un proyecto de generación hidroeléctrica para suministrar energía a un establecimiento educativo rural aislado (escuela Nro.252 – Paimún), localizado en la zona cordillerana de la provincia de Neuquén. La central posee un caudal nominal de 70 l/s bajo una carga hidráulica de 3,65 m, generando una potencia de 1,8 kW [Marchegiani, 2007].

### 3.6. Cursos fluviales no aprovechables con la tecnología de turbinas.

Las centrales hidroeléctricas pueden ser diseñadas de diversas maneras, pudiendo cubrir la mayoría de los requerimientos para aprovechar la energía disponible en el sitio. No hay límite respecto del tamaño máximo de los emplazamientos útiles. Sin embargo, sí existe una limitación en su aplicación para los sitios donde la altura es menor a la mínima de diseño (ver Sección 3.4.4). Existen muchos emplazamientos que poseen gran caudal pero que por no contar con la altura de diseño mínima, no pueden ser aprovechados. Esto abre una oportunidad para buscar otras formas de conversión de la energía potencial del agua en energía eléctrica.

Este factor - junto con otras ventajas - hace que resulte atractivo el análisis de la tecnología de generación de energía hidroeléctrica a partir de la rotación de un tornillo de Arquímedes.

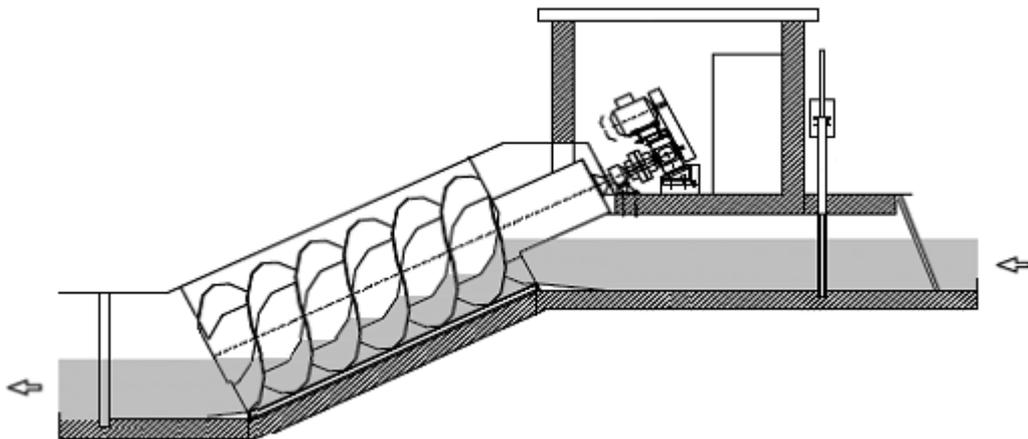
## 4. SOLUCION PROPUESTA

### 4.1. Descripción de la tecnología

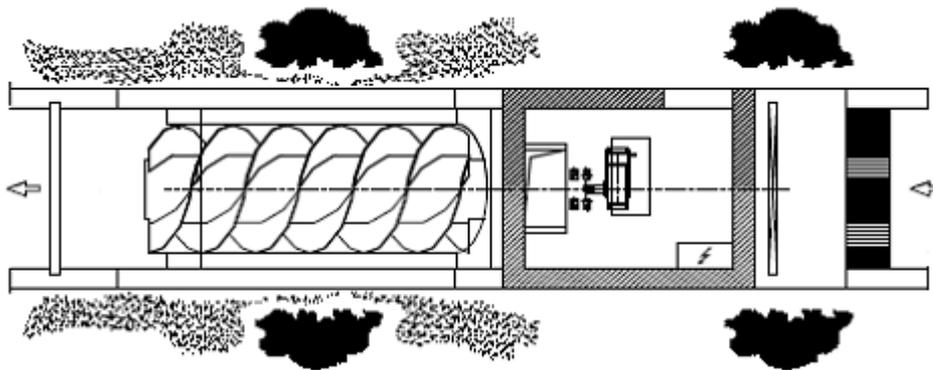
Tecnología propuesta - “Generador Hidroeléctrico de Tornillo de Arquímedes”

El diseño de un sistema energético para regiones aisladas de la red eléctrica nacional se enfrenta con el desafío de disponer de tecnologías aptas para aprovechar de manera óptima los recursos particulares disponibles en cada región. En este marco es necesario contar con un abanico de tecnologías que dadas sus características particulares, cubran todo el espectro de locaciones y recursos disponibles. De aquí nace la idea de la conveniencia de diseñar una tecnología de alto rendimiento para emplazamientos con potencial hidroeléctricos en los cuales la altura neta de trabajo se encuentra por debajo del límite técnico de funcionamiento de las turbinas hidroeléctricas.

El sistema propuesto es un generador hidroeléctrico impulsado por un tornillo sinfín (ó tornillo de Arquímedes). El esquema constructivo del mismo se detalla en las *Figuras 4.1.1* y *4.1.2*.



**Figura 4.1.1.** Vista lateral. (Fuente: Ritz - Atro).



**Figura 4.1.2.** Vista superior. (Fuente: Ritz – Atro).

El sistema se encuentra integrado por los siguientes componentes:

- Generador sincrónico.
- Multiplicador y sistema de transmisión.
- Tornillo de Arquímedes.
- Cojinete superior.
- Cojinete inferior.
- Compuerta de parada de emergencia.
- Filtro de entrada.

De acuerdo a lo descrito en la Sección 3.4, esta tecnología se clasifica como “central de paso”, ya que el sistema funciona sin necesidad de la existencia de un embalse de agua [ENRE, 2010].

En cuanto a su potencia instalada, se clasifica dentro del grupo de los sistemas de aprovechamiento microhidráulico (potencias menores a los 100 kW) [Kasai, 2006].

Las diferencias de altura neta mínima y máxima dentro de las cuales el sistema es funcional son de 1 m y 10 m, respectivamente. El caudal de diseño máximo admisible a ingresar al sistema es de 5 m<sup>3</sup>/s [Nagel ,1968]. La potencia máxima entregable para el sistema de mayor envergadura es de 300 kW [Nagel ,1968]. Esto significa, que el sistema es funcional también en el rango de utilización de ciertas turbinas, por lo que en determinados proyectos puede analizarse como alternativa junto con estas.

Sin embargo, cabe destacar que cuando la altura neta proyectada para el emplazamiento hidroeléctrico se encuentra dentro del rango de 1 m a 3 m, los

sistemas convencionales de generación por turbinas quedan descartados, ya que están condicionados a trabajar con alturas mayores a los 3 metros de caída de agua [BHA, 2005].

Respecto de la obra civil requerida para la instalación del sistema, a diferencia de las microcentrales de turbinas, no requiere la construcción de canales ni de tuberías de presión para canalizar el flujo hacia la máquina rotativa, ni toma de agua alejada del lugar de utilización (ver Sección 3.4). Esto es, el flujo de agua ingresa directamente por debajo de la sala de máquinas a la entrada del canal sobre el que se encuentra montado el tornillo. Esto se debe a que no hay necesidad de convertir la energía potencial del agua en energía cinética, ya que el tornillo gira por acción del peso de la masa de agua, y no por su velocidad. Es por esto que la construcción de cámaras bajo nivel no es necesaria.

Como se observa en la *Figura 4.1.1*, solo es necesaria la construcción de un canal abierto inclinado según el ángulo de diseño, sobre el cual se ubica el tornillo.

Globalmente, la obra civil requerida tiene menos impacto sobre el medio circundante. Todo el sistema eléctrico queda por sobre la línea de agua superior, pudiendo estar protegida bajo una estructura techada.

Respecto al impacto ecológico, el sistema se considera amigable con el medio ambiente [FISHTEK, 2007]. Esto se debe a que la velocidad de rotación del tornillo es lo suficientemente baja como para permitir el pasaje de vida acuática por dentro del sistema. La velocidad de rotación del tornillo es igual a  $50/D^{2/3}$  en rpm [Nagel ,1968], donde D es el diámetro exterior del tornillo en metros. Teniendo en cuenta que el diámetro mínimo del tornillo es de aproximadamente 750 cm [Nagel ,1968], la máxima velocidad de rotación será de 60 rpm.

La tecnología propuesta se implementa actualmente en varios países de Europa como por ejemplo Alemania, Suiza, Republica Checa, Holanda, y Reino Unido, con decenas de proyectos diseñados e implementados como solución al abastecimiento de energía eléctrica. Dado que en estos países no hay grandes regiones rurales aisladas sin energía eléctrica, esta tecnología se utiliza principalmente conectada a la red eléctrica, pensada como proyecto de inversión, buscando un ingreso anual por la venta de la energía producida.

En el presente trabajo, se adapta el diseño de la tecnología desarrollada en Europa a las regiones sin conexión a la red. El principal impacto en el diseño es la necesidad de modificar el tipo de alternador así como el sistema eléctrico. A modo de ejemplo, se muestra en la *Figura 4.1.3* una imagen de un sistema construido en Europa.



**Figura 4.1.3.** *Ejemplo de sistema de generación en Europa. Potencia entregada 83 kW, Altura neta 2.85 m, caudal de diseño 4 m<sup>3</sup>/s (Fuente: Ritz-Atro).*

Los objetivos a corroborar en la presente Sección son:

- Analizar el comportamiento y prestaciones de un sistema de parámetros de diseño definidos, y estimar la energía anual entregada.
- Comprobar la capacidad de los proveedores locales de fabricar los subsistemas del sistema requerido, de forma de poder desarrollar un sistema de fabricación nacional.
- Estimar el costo de fabricación del sistema.
- Comparar las prestaciones del sistema propuesto con un sistema de generación de turbinas, manteniendo la energía total disponible del emplazamiento como parámetro de comparación.

## 4.2. Diseño del sistema.

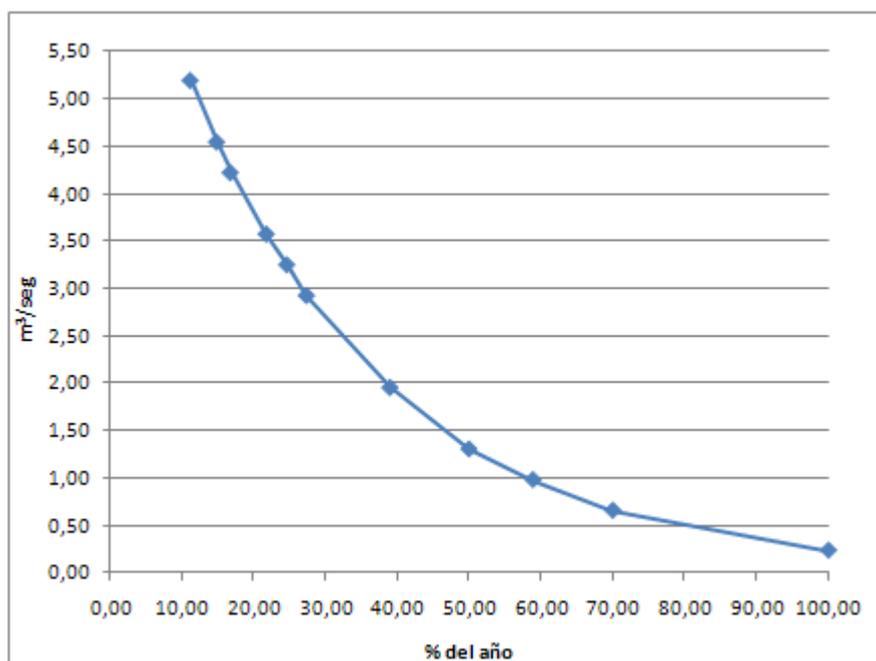
### 4.2.1. Duración de caudal anual y curva de caudales clasificados

A modo de poder dimensionar el sistema y cuantificar la energía total entregada por el mismo, se define una curva de caudal anual para el emplazamiento. Los datos a utilizar se toman en base a la curva de caudal presentada en el “Manual de Pequeña Hidráulica” [ESHA, 1998], que representan el comportamiento del caudal de un río tipo a lo largo de un año. Los datos se muestran en *Tabla 4.2.1.1*.

<b>Q<sub>i</sub> [m<sup>3</sup>/seg]</b>	<b>Nº de días</b>	<b>% del año</b>
5,20	41	11,23
4,55	54	14,90
4,23	61	16,80
3,58	80	21,80
3,25	90	24,66
2,93	100	27,40
1,95	142	39,00
1,30	183	50,00
0,98	215	58,90
0,65	256	70,00
0,23	365	100,00

**Tabla 4.2.1.1.** Datos de duración de caudal para el emplazamiento propuesto.

La curva llamada de caudales clasificados (CCC) muestra, para el tramo de río que abastece a la central, el porcentaje de tiempo en el que se alcanza o se supera un cierto valor del caudal. A partir de la *Tabla 4.2.1.1* se grafica la CCC, que se muestra en la *Figura 4.2.1.1*.

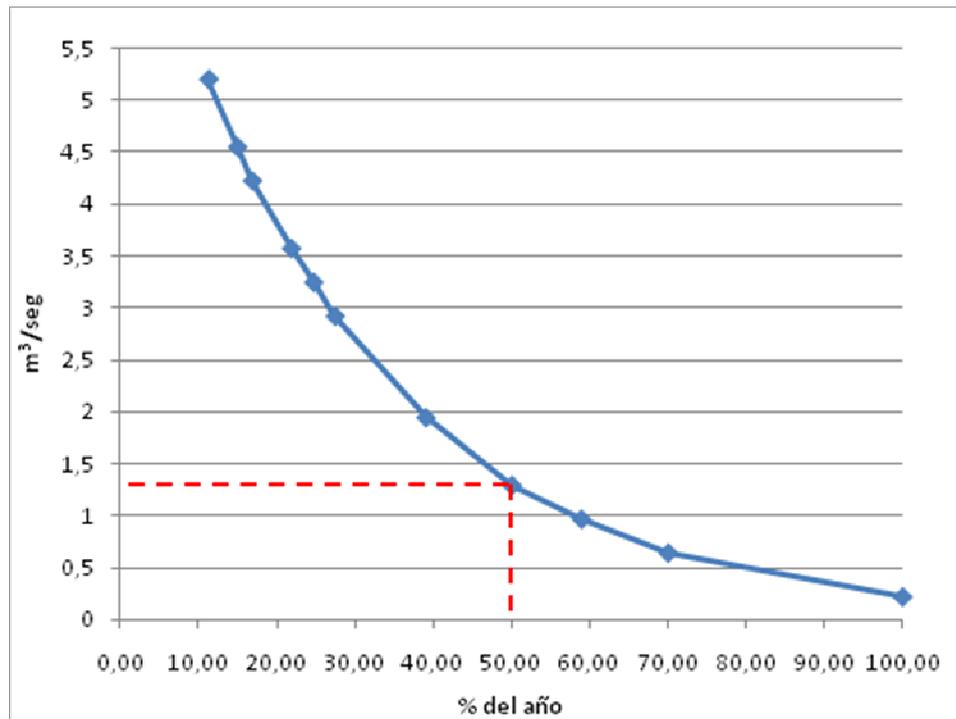


**Figura 4.2.1.1.** Curva de caudales clasificados.

Para estimar el caudal de diseño, debe conocerse la demanda a satisfacer por el sistema de generación, de forma que la oferta de potencia y energía a suministrar por la central se ajuste a la misma. Si el valor de caudal de diseño calculado en función de la demanda se ubica por debajo de los caudales mínimos (estación seca) del arroyo, se acepta como valor del proyecto.

Si el caudal de diseño se ubica por encima del correspondiente a la franja de excedencia del 100% del tiempo, se aceptará brindar un servicio con restricciones en la estación seca o bien complementar el servicio con otras fuentes / tecnología. A su vez, puede almacenarse energía en baterías para compensar la falta de potencia durante el día.

El cálculo de demanda estimada excede al presente análisis, ya que depende del uso específico que se le dará a la energía generada. Además, para estimar el comportamiento del sistema a cargas parciales, se adopta la regla general de tomar como caudal de diseño el valor del caudal medio, que corresponde al caudal disponible el 50% del año [ESHA, 1998]. De acuerdo a los valores de la *Tabla 4.1.1.1*, el valor correspondiente al caudal medio es  $Q_{50} = 1,3 \text{ m}^3/\text{seg}$ . Dicho valor graficado sobre la CCC en cuestión se muestra en la *Figura 4.2.1.2*.



**Figura 4.2.1.2.** Caudal medio anual en la CCC.

En el caso de sistemas de generación por turbinas, a este valor suele descontarse el caudal ecológico. Este caudal es el reservado para que el lecho del río tenga siempre un curso de agua y no se derive todo el caudal al generador hidroeléctrico. Cabe aclarar que este concepto solo se aplica a la tecnología de turbinas, donde con el objeto de generar grandes diferencias de altura, la toma de caudal se encuentra alejada de la ubicación de la turbina. Si no se dejase un cierto caudal permanente en el río, el lecho comprendido entre la toma de agua y la central quedaría seco la mitad del año.

Para el caso del generador de tornillo sinfín, el caudal ecológico es nulo. Esto se debe, por un lado, a que la longitud de lecho de río afectado es despreciable, ya que la toma y descarga de agua están separadas por algunos metros. Por el otro, a que el sistema permite el paso de la vida acuática por el sistema [Nagel, 1968].

Al no haber cañería de presión, no existen pérdidas por rozamiento del fluido. Además, al no ser necesaria una rejilla o filtro fino para filtrar el agua de entrada, no existe pérdida de altura neta por este efecto.

#### 4.2.2. Diseño del tornillo sinfín.

La dimensión del tornillo sinfín es función de dos datos de entrada, definidos por las características geográficas del emplazamiento y del recurso hídrico a aprovechar. A saber:

- Caudal de diseño.
- Diferencia neta entre reservorio superior e inferior.

Para el desarrollo del análisis se toma una diferencia neta de altura  $H_0$  entre reservorios de agua de 2 metros. Esto es para que el análisis sea desarrollado dentro de la región de caída de agua donde las centrales de turbinas, por sus características constructivas, no pueden operar.

A partir de los valores de caudal de diseño y altura neta disponible se definen los parámetros de dimensionamiento del tornillo:

- $D_0$ , diámetro exterior del tornillo en metros.
- $\theta$ , ángulo de inclinación en grados.

La elección de los parámetros de dimensionamiento surge del conocimiento empírico del funcionamiento del sistema. Los valores de  $\theta$  y  $D_0$  para el dimensionamiento del tornillo se encuentran en la *Tabla A.1 (ver Anexo A)*. Para un caudal de diseño de  $1,3 \text{ m}^3/\text{s}$ , el valor del diámetro externo del tornillo debe ser de 1,9 m. El ángulo de diseño  $\theta$  para este caudal es de  $22^\circ$ . A partir de la diferencia de altura neta  $H_0$  y el ángulo de inclinación  $\theta$ , se calcula la longitud útil del tornillo, de 5,5 m.

A partir de los parámetros de dimensionamiento definidos, se calcula la geometría del tornillo que optimiza la potencia entregada para el caudal y altura dados. Los valores dimensionales a calcular son el paso o período de cada filete  $\tau$  y el radio interno del tornillo  $R_i$ . El tornillo debe contar con 3 filetes ubicados de forma equidistante entre sí, de forma de definir tres regiones iguales en un plano de corte transversal al tornillo. Este valor surge de la experiencia de los fabricantes de tornillos, como valor de compromiso entre la potencia entregada (la potencia entregada por el tornillo es directamente proporcional al número de filetes) y el costo de construcción del tornillo [Nagel, 1968].

**Valores óptimos de paso y radio interior.** Cuando un tornillo de Arquímedes es inclinado, son formadas regiones entre los filetes, donde queda atrapada el agua. Estas regiones se mueven hacia abajo cuando el tornillo gira, bajando el agua dentro de ellos. El tornillo se carga de agua en la parte superior, donde los cubos son formados, y se vacía en el depósito inferior.

El diseño óptimo del tornillo es el que maximiza la cantidad del agua entregada al depósito inferior en una vuelta del tornillo [Rorres, 2000]. Para esta optimización se toma la suposición de que el radio externo del tornillo es fijo (claramente la cantidad del agua volcada en el depósito inferior en cada revolución del tornillo puede ser aumentada continuamente aumentando este radio).

Se definen los siguientes parámetros externos del tornillo,

- $R_0$ , radio del cilindro externo del tornillo en metros.
- $L$ , longitud total de tornillo en metros.
- $\theta$ , ángulo de inclinación del tornillo en grados.
- $K$ ,  $\tan(\theta)$

Estos parámetros externos son determinados por el caudal de diseño y la altura neta del emplazamiento. Los parámetros  $R_0$ ,  $L$  y  $\theta$  son tomados como fijos a lo largo del desarrollo. En adición a estos parámetros, los tres siguientes parámetros "internos" son necesarios para especificar la geometría del tornillo,

- $R_i$ , radio del cilindro interior del tornillo en metros.
- $\tau$ , período de un filete en metros.
- $N$ , número de filetes (adimensional),  $N = 1, 2, \dots$ .

Se define  $\nu$ , cociente entre el volumen de agua entregado en un ciclo del tornillo  $V_T$ , y el volumen total del tornillo en una vuelta o ciclo  $\pi R_0^2 \tau$ .

$$\nu = \frac{V_T}{\pi R_0^2 \tau} \quad (4.2.2.1)$$

Se definen dos parámetros adicionales, el cociente de radios  $\rho$  y el cociente de períodos  $\lambda$ .

$$\rho = \frac{R_i}{R_0} \quad (4.2.2.2)$$

$$\lambda = \frac{K\tau}{2\pi R_0} \quad (4.2.2.3)$$

Como  $2\pi R_0 / K$  es el período máximo alcanzable para la formación de las regiones de contención de agua (Rorres, 2000),  $\lambda$  es el cociente entre el período de diseño y el período máximo.

$\nu$  depende solamente de  $N$ ,  $\rho$  y  $\lambda$  (Rorres, 2000), por lo que esta cantidad se escribe como:

$$\nu(N, \rho, \lambda) \quad (4.2.2.4)$$

Reemplazando (4.2.2.3) y (4.2.2.4) en (4.2.2.1) queda el volumen de agua entregado en un ciclo del tornillo ( $m^3$ ),

$$V_T = \left( \frac{2\pi^2 R_0^3}{K} \right) \lambda \nu(N, \rho, \lambda) \quad (4.2.2.5)$$

Dados  $N$ ,  $R_0$  y  $K$ , el problema de maximizar  $V_T$  respecto de  $R_i$  y  $\tau$  se reduce a maximizar el valor de la expresión  $\lambda \nu(N, \rho, \lambda)$ .

Los valores óptimos de  $R_i$ ,  $\tau$  y  $V_T$  son

$$R_i^* = \rho^* R_0 \quad (4.2.2.6)$$

$$\tau^* = \frac{2\pi R_0 \lambda^*}{K} \quad (4.2.2.7)$$

$$V_T^* = \left( \frac{2\pi^2 R_0^3}{K} \right) \lambda^* \nu(N, \rho^*, \lambda^*) \quad (4.2.2.8)$$

En la *Tabla 4.2.2.1* se pueden observar los valores óptimos de  $\rho^*$ ,  $\lambda^*$ ,  $\lambda^* \nu(N, \rho^*, \lambda^*)$  y  $\nu(N, \rho^*, \lambda^*)$ , para distintos valores de  $N$  (Rorres, 2000).

Number of blades $N$ (1)	Optimal radius ratio $\rho^*$ (2)	Optimal pitch ratio $\lambda^*$ (3)	Optimal volume-per-turn ratio $\lambda^* \nu(N, \rho^*, \lambda^*)$ (4)	Optimal volume ratio $\nu(N, \rho^*, \lambda^*)$ (5)
1	0.5358	0.1285	0.0361	0.2811
2	0.5369	0.1863	0.0512	0.2747
3	0.5357	0.2217	0.0598	0.2697
4	0.5353	0.2456	0.0655	0.2667
5	0.5352	0.2630	0.0696	0.2647
6	0.5353	0.2763	0.0727	0.2631
7	0.5354	0.2869	0.0752	0.2619
8	0.5354	0.2957	0.0771	0.2609
9	0.5356	0.3029	0.0788	0.2601
10	0.5356	0.3092	0.0802	0.2592
11	0.5358	0.3145	0.0813	0.2586
12	0.5360	0.3193	0.0824	0.2580
13	0.5360	0.3234	0.0833	0.2574
14	0.5360	0.3270	0.0841	0.2571
15	0.5364	0.3303	0.0848	0.2567
16	0.5362	0.3333	0.0854	0.2562
17	0.5362	0.3364	0.0860	0.2556
18	0.5368	0.3380	0.0865	0.2559
19	0.5364	0.3404	0.0870	0.2555
20	0.5365	0.3426	0.0874	0.2551
21	0.5370	0.3440	0.0878	0.2553
22	0.5365	0.3465	0.0882	0.2544
23	0.5369	0.3481	0.0885	0.2543
24	0.5367	0.3500	0.0888	0.2538
25	0.5371	0.3507	0.0891	0.2542
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.
.	.	.	.	.
$\infty$	0.5394	0.3953	0.0977	0.2471

**Tabla 4.2.2.1.** Valores óptimos de parámetros dimensionales.  
(Fuente: Rorres, 2000)

Los valores de los parámetros externos del tornillo utilizado en el presente trabajo son:

- $R_0 = 0,95$  m.
- $L = 5,47$  m.
- $\theta = 22^\circ$ .

Reemplazando para los valores óptimos en la Ecuación (4.2.2.6) y en la Ecuación (4.2.2.7) con  $N = 3$  se obtiene:

$$R_i^* = 0.5357 \times 0.95 = 0.5089$$

$$\tau^* = \frac{2\pi \times 0.95 \times 0.2217}{\tan(22^\circ)} = 3.2753$$

De esta forma, para un tornillo sinfín de  $N = 3$  filetes, los valores óptimos obtenidos son  $\tau^* = 3,2753$  y  $R_i^* = 0,5089$ .

Esto significa que el tornillo óptimo para el aprovechamiento hidroeléctrico diseñado debe tener 5,47 m de longitud, con un eje de 1,02 m de diámetro, con tres filetes de paso de 3,27 metros (paso de cada filete), y diámetro exterior de 1,9 m.

#### 4.2.3. Elección del generador

El generador tiene como misión transformar en energía eléctrica la energía mecánica suministrada por la turbina. Dos tipos de generadores se utilizan comúnmente para sistemas de generación hidroeléctrica, a saber, generadores asincrónicos y generadores sincrónicos.

Los generadores asincrónicos se caracterizan por contar con un suministro de energía externa de “magnetización”, para generar un campo eléctrico en el estator, de forma de inducir el campo electromagnético en el rotor. Cabe destacar que este tipo de generadores solo puede generar si se encuentra conectado a una fuente de energía externa (la red eléctrica), ya que de esa red extraen su corriente de excitación del estator y de ella absorben la energía reactiva necesaria para su propia magnetización. Son motores de inducción con rotor en jaula de ardilla, sin posibilidad de regulación de tensión, que giran a una velocidad directamente relacionada con la frecuencia de la red a la que están conectados. Se utilizan en grandes redes, en las que su potencia representa un porcentaje insignificante de la carga del sistema. Su rendimiento, en todo el campo de funcionamiento, es de dos a cuatro por ciento inferior al de los alternadores sincrónicos. Cabe aclarar que para el caso de sistemas de generación autónoma que sí se encuentran conectados a la red eléctrica, este tipo de generadores es el más adecuado dado que la frecuencia de generación se ajusta automáticamente a la frecuencia de la red, sumado a su menor costo y simplicidad constructiva.

Por otro lado, los generadores sincrónicos no necesitan estar conectados a la red eléctrica para su funcionamiento. A diferencia de los generadores asincrónicos, el rotor está formado por electroimanes excitados a través de escobillas o por imanes permanentes. Al girar el rotor, los electroimanes o imanes permanentes, generan la corriente en el estator. Se utilizan para

alimentar redes pequeñas, en las que su potencia representa una proporción sustancial de la carga del sistema.

En el caso del presente estudio, el sistema no estará conectado a la red eléctrica, por lo que un generador asincrónico no puede utilizarse como máquina de generación. Por lo tanto, se debe utilizar un generador sincrónico para transformar la energía mecánica del tornillo en energía eléctrica.

En la *Tabla 4.2.3.1* puede observarse cómo con el aumento del número de polos del generador, la velocidad de rotación sincrónica del rotor disminuye.

Frecuencia	Número de polos					
	2	4	6	8	10	12
50 Hz	3000	1500	1000	750	600	500
60 Hz	3600	1800	1200	900	720	600

**Tabla 4.2.3.1.** *Velocidad de rotación sincrónica en rpm en función al nro. de polos y la frecuencia.*

Hasta los 200 kW, los generadores disponibles en el mercado son de 2 y 4 polos. Teniendo en que el tornillo gira a menos de 60 rpm (ver Sección 4.1), a modo de disminuir la inversión en la caja multiplicadora, se debe elegir un generador que minimice la velocidad de rotación del rotor para la frecuencia de diseño. De esta forma, para minimizar dicha inversión, debe seleccionarse un generador de 4 polos que funcionando a 50Hz gira a la mínima velocidad disponible, 1500 rpm.

En la *Tabla C.1* (ver Anexo C) puede observarse una extracción del catalogo del proveedor local de generadores WEG [WEG, 2010], con los generadores sincrónicos de 4 polos disponibles. Se observa que el generador adecuado para el actual proyecto corresponde al modelo GTA161AIHI, con una potencia de 22,4 kW.

#### 4.2.4. Elección del multiplicador y el sistema de transmisión

El multiplicador tiene la función de elevar la velocidad de rotación de la máquina rotativa a la velocidad de rotación del alternador. Cuando el sistema de rotación y generador trabajan a la misma velocidad y pueden montarse coaxialmente, se recomienda el acoplamiento directo, que evita pérdidas mecánicas y minimiza el mantenimiento ulterior. Sin embargo, en sistemas de baja potencia que giran a menos de 400 rpm, se debe emplear un multiplicador para alcanzar las 1.500 rpm de los alternadores estándar.

Teniendo en cuenta que la velocidad de giro del tornillo  $Vel_T = 50/D^{2/3} = 32 \text{ rpm}$  (ver Sección 4.1), y la velocidad de giro del motor es de  $Vel_M = 1.500 \text{ rpm}$ , se define el índice de multiplicación,

$$I_N = \frac{Vel_M}{Vel_T} = 46,9 \quad (4.2.4.1)$$

Se evalúa si existen cajas multiplicadoras disponibles en el mercado que cumplan con la relación de multiplicación y la potencia entregada por el sistema. Puede observarse en la *Tabla B.1* (ver Anexo B) las potencias para multiplicadores estándar correspondiente al catálogo del fabricante Flender [Flender, 2009]. La caja multiplicadora tamaño N<sup>o</sup>4 se encuentra diseñada para un índice de multiplicación 45 y potencia de 23 kW, que cumple con los requisitos de diseño del sistema propuesto.

#### 4.3. Análisis de performance del sistema.

Se procede a calcular la potencia teórica del emplazamiento, a fin de poder estimar posteriormente la potencia del sistema de generación.

Para una masa  $m$ , acelerada a la aceleración de la gravedad  $g$ , en una distancia  $d$  y durante el tiempo  $t$ , la potencia es,

$$P = \frac{F \cdot d}{t} = \frac{m \cdot a \cdot d}{t} \quad (4.3.1)$$

Tomando como supuesto que la densidad del agua  $\rho$  es constante en un volumen  $V$ ,

$$P = \frac{\rho \cdot V \cdot a \cdot d}{t} \quad (4.3.2)$$

Asumiendo  $\rho$  igual a 1 kg/l, la distancia recorrida igual a la altura neta entre el reservorio superior e inferior  $H_0$  y  $V/t$  es el caudal de diseño  $Q_0$ , se tiene,

$$P_0 = Q_0 \cdot H_0 \cdot g \quad (4.3.3)$$

Entonces para una altura neta  $H_0 = 2 \text{ m}$  y un caudal  $Q_0 = 1,3 \text{ m}^3/\text{s}$ , la potencia teórica del emplazamiento es:

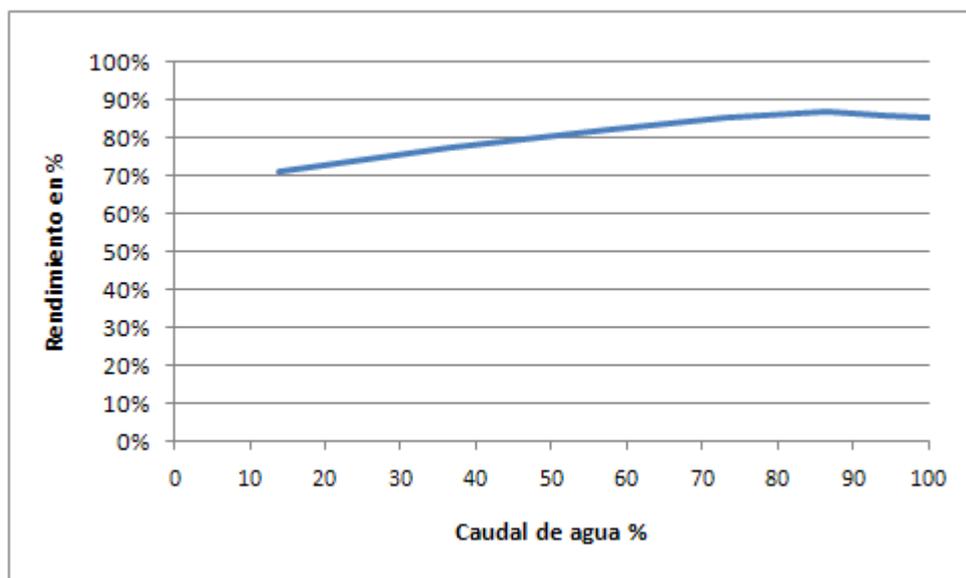
$$P_0 = 1,3 \cdot 2 \cdot 9,81 = 25,5 \text{ kW} \quad (4.3.4)$$

Para establecer la eficiencia del sistema mecánico del generador, debe conocerse la eficiencia de sus componentes, a saber, tornillo, generador y sistema de transmisión.

El rendimiento del tornillo se obtiene a partir de datos empíricos relevados por los fabricantes europeos. Se establece el rendimiento  $\eta_{TO} = 0,82$  para el sistema funcionando a caudal de diseño  $Q_0$  [Nagel, 1968].

Sin embargo, cabe aclarar que el rendimiento no es constante a lo largo del año. A medida que el caudal varía, lo hace también el rendimiento del sistema. A pesar de esto, puede decirse que el comportamiento a baja carga (para valores de caudal menores al de diseño) es bueno, ya que no se pierde gran rendimiento al bajar el caudal.

La curva de rendimiento del tornillo vs caudal se muestra en la *Figura 4.3.1*.



**Figura 4.3.1.** Curva de rendimiento del tornillo vs. caudal de agua (Fuente: Ritz-Atro).

Puede observarse que para un caudal del 14% del caudal de diseño, el sistema funciona a 71% de rendimiento. A plena carga, el sistema tiene un rendimiento del 85%. El rendimiento máximo se da para una carga del 87% del caudal, con un valor de rendimiento del 86%.

A partir de la potencia teórica del emplazamiento  $P_0$  y la eficiencia del tornillo  $\eta_{TO}$  lograda a caudal  $Q_0$ , se calcula la potencia nominal entregada por el tornillo  $P_{TO}$ ,

$$P_{T0} = P_0 \cdot \eta_{T0} = 25,5 \cdot 0,85 = 21.7 \text{ kW} \quad (4.3.5)$$

Para poder calcular la eficiencia de todo el sistema mecánico, la potencia  $P_{T0}$  entregada por el tornillo debe afectarse por el coeficiente de rendimiento del sistema de transmisión y la eficiencia del generador.

En el caso del sistema de multiplicación, el fabricante Flender informa una eficiencia del 96%.

Respecto del generador, se consulta el proveedor WEG, que informa una eficiencia del 90% para el generador seleccionado.

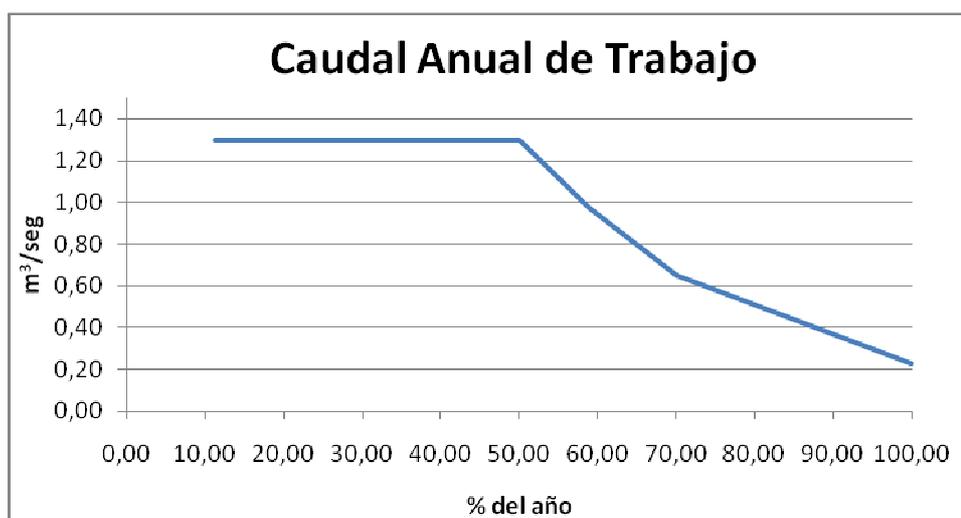
A partir de los datos de fabricantes consultados, la incidencia conjunta del generador con el sistema de transmisión es del 86%. De esta forma, teniendo en cuenta la eficiencia del tonillo, del sistema de transmisión y del generador, la eficiencia total del sistema  $\eta_0 = 0,73$ .

Entonces, la potencia total entregada por el sistema es

$$P_{S0} = P_0 \cdot \eta_0 = 18,73 \text{ kW} \quad (4.3.6)$$

#### 4.3.1. Energía total entregada por el sistema.

A partir del valor de potencia útil estimado, se calcula la energía total generada en bornes del generador anualmente. En la *Figura 4.3.1.1*, se muestra la curva de caudal anual clasificado definida para el sistema.



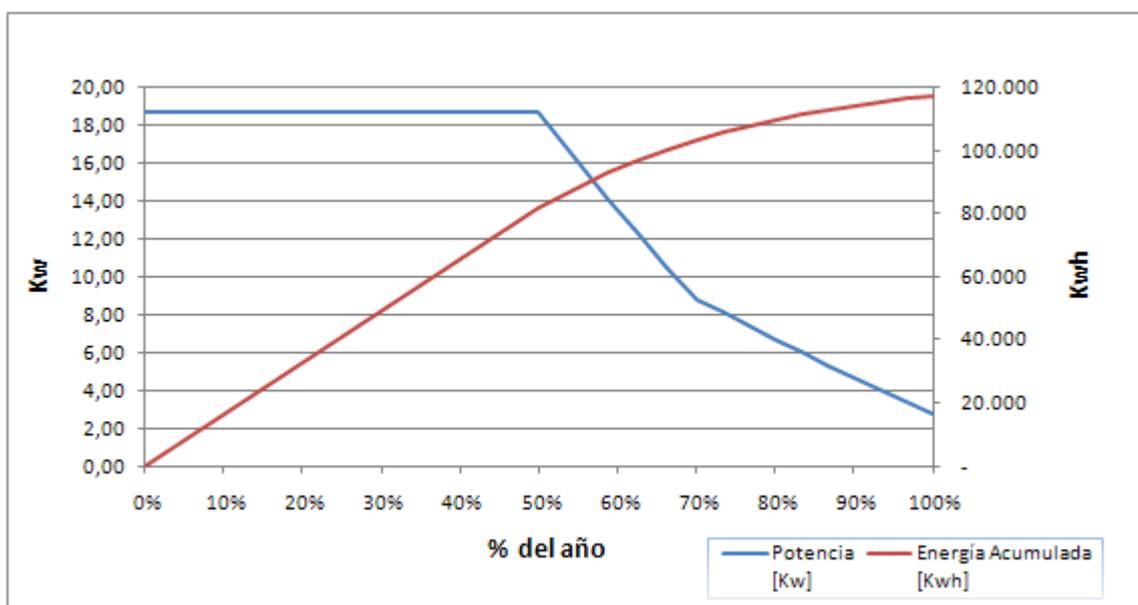
**Figura 4.3.1.1.** Caudal anual de trabajo.

Al ser la eficiencia del sistema dependiente del caudal de trabajo, y el caudal de la época del año, se tiene que,

$$E(t) = Q(t) \cdot \eta(t) \cdot H \cdot g \cdot t \quad (4.3.1.1)$$

Resolviendo la *Ecuación 4.3.1.1* según el caudal variable y la eficiencia variable del sistema, se obtiene una energía total anual entregada en bornes del generador de 117.327 kWh.

La energía acumulada en función de la potencia se muestra en la *Figura 4.3.1.2*.



**Figura 4.3.1.2.** Potencia entregada vs energía anual acumulada.

Se observa que la mitad del tiempo, el sistema genera a la capacidad de diseño. El resto del mismo, la energía generada disminuye hasta alcanzar el punto mínimo, cuando la potencia entregada es un 15% de la potencia de diseño.

A fin de poder percibir mejor cuanto representa este nivel de energía en términos de consumo, se puede pasar el valor de energía anual calculado a su equivalente en hogares que podrían ser abastecidos. Para hacer esta conversión, debe aclararse que no se tienen en cuenta varios factores que se deben verificar al momento de diseñar una red de abastecimiento real. Estos factores son los picos de potencia (consumo de potencia por encima de la

potencia promedio) y la disponibilidad energética estacional (en la estación seca no podrá abastecerse al promedio de hogares calculado).

Habiendo hecho esta aclaración, se toma el valor de consumo promedio bimestral para Pequeñas Demandas Residenciales, categoría T1, definida por el ENRE. Este valor corresponde a un consumo energético de 300 kWh por bimestre, que equivale a 1.800 kWh en un año.

Se estima que las pérdidas de energía en las redes de transmisión, las pérdidas por regulación eléctrica y las paradas de mantenimiento suman una pérdida del 20% de la energía generada [BHA, 2005]. Teniendo en cuenta estas pérdidas, la energía generada tiene un equivalente en consumo de 52 hogares abastecidos.

#### 4.4. Consideraciones sobre la obra civil.

La obra civil es muy dependiente del terreno donde se vaya a ubicar el sistema, sin embargo, pueden describirse una serie de actividades necesarias para su construcción.

**Preparación de terreno.** Incluye el relleno – remoción de suelo, de acuerdo a la geografía inicial del sitio, para la preparación del terreno donde se ubica la toma - descarga de agua y la turbina. Debe lograrse una superficie lisa y que se ajuste a los parámetros de diseño de caudal y ángulo de montaje del tornillo. Estos trabajos son muy variables entre proyectos. Puede que en algunos casos ya existan represas o estructuras que minimicen esta inversión.

**Canal.** Incluye la construcción de la toma – descarga de caudal, así como el canal de conducción de concreto, donde se ubica el tornillo sinfín. En esta etapa se colocan los cimientos de los cojinetes del tornillo así como la rejilla para filtrado de elementos de gran tamaño en la entrada al canal. Un ejemplo de la construcción del canal de conducción se muestra en la *Figura 4.4.1* [Mannpower, 2010].



**Figura 4.4.1.** Ejemplo de construcción de canal  
(Fuente: Mannpower).

**Casa de máquinas.** Una vez construido el canal, se edifica la casa de máquinas donde se alojan los componentes eléctricos y accesorios para el mantenimiento de los equipos. El diseño de la misma varía según los requerimientos de cada proyecto.

**Montaje del tornillo.** Dadas las grandes dimensiones del tornillo, el montaje se realiza con una grúa que lo posiciona en su ubicación final. Debe preverse el acceso de la misma al sitio de construcción. Un ejemplo de los trabajos para el montaje del tornillo sinfín se muestra en la *Figura 4.4.2* [Mannpower, 2010].



**Figura 4.4.2.** Ejemplo de montaje de tornillo  
(Fuente: Mannpower).

Una vez finalizados los trabajos de la obra civil, el sistema eléctrico es instalado en la casa de máquinas. Posteriormente, se distribuye la energía generada mediante cables de baja tensión.

#### 4.5. Análisis de abastecimiento local de componentes.

Uno de los criterios de éxito del presente trabajo es verificar la factibilidad de poder llevar a la práctica el diseño teórico de una microcentral hidroeléctrica como la descrita en la Sección 4.1, utilizando en su construcción componentes fabricados por proveedores de origen nacional.

A priori, el componente que se presenta como un desafío es, evidentemente, el tornillo sinfín. Cabe destacar que dadas sus dimensiones (diámetro exterior de 1,9 m, diámetro del eje de 1 m, longitud de 5,47 m, y 3 espiras solidarias al eje de 3,3 m de paso) su construcción requiere de alta especialización y conocimiento, y su uso no es común en los procesos industriales. Existen industrias donde se emplean tornillos sinfín de gran tamaño, como por ejemplo en el procesamiento de uvas para las bodegas de vinos, donde los tornillos llegan a tener 0,4 a 0,6 m de diámetro. Sin embargo, estas dimensiones son mucho menores que las necesarias para el caso del presente estudio.

La aplicación clásica de tornillos de dimensiones como las requeridas para el desarrollo de la central, es para bombeo de agua. Por esto, no es de extrañar que los fabricantes europeos de microcentrales hidroeléctricas impulsadas por tornillos de Arquímedes, sean tradicionalmente fabricantes de centrales de bombeo de aguas. Estas centrales son utilizadas para el elevamiento de aguas residuales, para drenaje de tierras e irrigación, y para la industria del papel.

Teniendo esto en cuenta, se realiza una búsqueda de proveedores de la industria metalmecánica relacionados con proyectos de movimiento de aguas en la Argentina. Se encuentran dos proveedores que responden positivamente a los requisitos dimensionales que son solicitados en el pedido de presupuesto. Los valores de costo informados por cada uno se detallan en la Sección 4.6. En la *Figura 4.5.1* y en la *Figura 4.5.2* se muestran imágenes suministradas por uno de los proveedores consultados, en las cuales puede observarse un Producto en Proceso y un Producto Terminado. Cabe aclarar que estos tornillos fueron construidos para una planta de tratamiento de aguas, por lo que tienen dimensiones y misma rigidez estructural (1/4" de espesor en chapa SAE 1010) que las requeridas para una central hidroeléctrica.



**Figura 4.5.1.** *Producto en proceso.* (Fuente: Sinfinesfas S.A.).



**Figura 4.5.2.** *Producto terminado.* (Fuente: Sinfinesfas S.A.).

Respecto de la obra civil, la misma no presenta grandes dificultades para su construcción (ver Sección 4.4). Más aún, al no ser necesaria la construcción de cámaras bajo nivel, ni de tuberías de presión, la misma es más sencilla que en el caso de las centrales de generación hidroeléctrica impulsadas por turbinas. El único punto a tener en cuenta es el montaje del tornillo, que requiere de la utilización de una grúa para su posicionamiento.

Los demás componentes del sistema son el alternador sincrónico, la rejilla de entrada, y el multiplicador de velocidad. Estos son fabricados de manera estándar por proveedores locales (ver Sección 4.2.3 y 4.2.4), por lo que su abastecimiento en el mercado local no es un inconveniente.

De esta manera, habiendo verificado la existencia de proveedores locales capaces de suministrar todos los componentes requeridos para la construcción del sistema, se considera posible llevar a la práctica el diseño teórico de una microcentral hidroeléctrica como la descrita en la Sección 4.1.

#### 4.6. Costos de fabricación del sistema.

De acuerdo a las cotizaciones enviadas por los dos proveedores consultados, el costo de fabricación total del tornillo sinfín se encuentra en el rango de los 120.000 ARG a los 140.000 ARG. El costo del generador informado por el proveedor de alternadores WEG es de 2.500 USD. El costo del sistema de multiplicación adecuado para el emplazamiento, informado por el proveedor Flender es de 3.500 USD. El costo de la fabricación de la rejilla de entrada es de 1.500 ARG. Teniendo en cuenta estos valores, el costo total del sistema mecánico es de 36.500 USD. De esta forma, el costo por kW entregado es de 1.950 USD/kW.

Para poder estimar el costo del sistema total, resta incluir los costos del sistema eléctrico y la obra civil.

Los costos del sistema eléctrico incluyen los reguladores de voltaje y tensión, los reguladores de carga, etc. El dimensionamiento de estos componentes depende del uso que se dará a la energía producida y del tipo de demanda energética. Sin embargo, estos costos generalmente son del orden del 25% del costo del sistema mecánico [BHA, 2005], por lo que pueden estimarse en 9.000 USD.

La obra civil es muy dependiente del emplazamiento en cuestión, ya que los trabajos a realizar dependen de la geografía del sitio. Según datos estimativos, el costo de la obra civil puede variar entre el 50% al 80% del valor del sistema mecánico [BHA, 2005]. Estos datos empíricos para establecer un límite mínimo y máximo del costo de la obra civil pueden comprobarse, verificando los costos informados en desarrollos microhidroeléctricos realizados en varios países. Un ejemplo de una obra realizada en Escocia [Meng, 2009] se muestra en la *Tabla*

D.1 (ver Anexo D), en la cual, descontando el 25% del valor correspondiente al sistema eléctrico, esta relación es del 56%. Teniendo en cuenta que el costo del sistema mecánico es de 36.500 USD, el costo de la obra civil puede variar de 18.000 USD a 30.000 USD.

Teniendo en cuenta todos los costos, el costo total del sistema se encuentra en el rango de los 64.000 USD a los 76.000 USD.

Las pérdidas de energía en las redes de transmisión, las pérdidas por regulación eléctrica y las paradas de mantenimiento suman una pérdida del 20% de la energía generada [BHA, 2005]. De esta forma se obtiene un costo por kW de 4.200 USD/kW a 5.000 USD/kW.

#### 4.7. Tecnología actual.

A modo de verificar los beneficios de la tecnología propuesta desde el punto de vista técnico y de performance como sistema, se procede a diseñar una central hidroeléctrica abastecida por una turbina. Se debe tener en cuenta que para que ambos sistemas sean comparables entre sí, se debe mantener constante la energía disponible del emplazamiento.

Lo que se desea comparar entre ambos sistemas es:

- Potencia máxima entregada.
- Energía total disponible en el emplazamiento vs energía total entregada.
- Factor de carga.
- Análisis económico.

##### 4.7.1. Parámetros de trabajo del sistema.

Para tener una base de comparación entre ambos sistemas, el emplazamiento de la central hidroeléctrica de turbina debe tener la misma energía teórica anual que el sistema del tornillo sinfín. Para lograr esto, debe ajustarse la altura y la curva de caudales clasificados dado que la tecnología de turbinas requiere una altura de caída de agua neta mínima de 3 metros, como se explica en la Sección 3.4.4.

De forma de tener un sistema que se encuentre dentro del rango de funcionamiento de las turbinas se toma una diferencia de altura neta de 4 m.

Se ajusta la curva de caudales clasificados para mantener la energía total disponible en igual magnitud al sistema estudiado en la Sección 4.2. Se toma como caudal de diseño a  $Q_{50\%}$ , entonces,  $Q_0 = 0,65 \text{ m}^3/\text{s}$ .

Según la Dirección General de Energía de la Comisión de las Comunidades Europeas [ESHA, 1998], al caudal de diseño debe extraerse el llamado caudal ecológico. En los aprovechamientos de agua fluyente que derivan el agua del curso del río hay un tramo del cauce, ubicado entre la toma aguas arriba de la central y el canal de desagüe a la salida de las turbinas, que queda cortocircuitado. En el caso extremo de que se turbine todo el caudal del río, el tramo cortocircuitado quedará en seco, pero cuando el caudal natural supere al nominal, el agua desbordará sobre el azud para entrar en el mismo. Son sobre todo estos cambios rápidos de periodos secos a húmedos, los que empobrecen la fauna piscícola y ribereña. Aparece aquí un claro conflicto de intereses entre el productor de energía y el cuidado medioambiental, ya que en la derivación del agua existe una amenaza a la ecología del río. De esta forma se fija un caudal que deberá transitar permanentemente por el tramo, caudal que se conoce como caudal reservado o caudal ecológico. Todas las metodologías para la determinación del caudal ecológico, vigentes en Europa y EE.UU., pueden clasificarse en dos grupos:

- Métodos hidrológicos, basados en el análisis de los datos históricos de caudales y plasmados en fórmulas empíricas generalizables, de fácil y rápida aplicación u obtenidos por aplicación directa de porcentajes fijos.
- Métodos hidrobiológicos, aquellos que se basan en la obtención de datos de campo para cada río en particular, considerando tanto los parámetros hidráulicos como los bióticos.

De ambos grupos, se privilegia el primero, ya que sus métodos se basan en la curva de caudales clasificados. Los métodos del primer grupo son:

- Los que utilizan un porcentaje (10%, 15%, etc.) del caudal medio interanual.
- Los que utilizan la fórmula Matthey, basada en el  $Q_{347}$  y el  $Q_{330}$ .
- El método de Tennant, que propone caudales mínimos correspondientes a diferentes porcentajes del módulo variables con la época del año.

Se toma como caudal ecológico el indicado por la legislación aplicada en Francia para ríos de caudal inferior a  $80 \text{ m}^3/\text{s}$ , que lo asigna como el correspondiente al 10% del caudal medio interanual [ESHA, 1998].

El caudal útil es entonces el que se muestra en la *Figura 4.7.1.1*, siendo  $Q_0 = 0,585 \text{ m}^3/\text{s}$ .



**Figura 4.7.1.1.** Caudal de trabajo de la central por turbina.

Otra causa de pérdida es la fricción en la tubería de presión. La viscosidad hace que el agua, circulando por el interior de un tubo, experimente una pérdida de energía que es debida a:

- La fricción contra las paredes del tubo.
- La disipación viscosa como consecuencia de la fricción interna del flujo.

Estas pérdidas son

- Independiente de la presión del agua.
- Linealmente proporcional a su longitud.
- Inversamente proporcional a una potencia determinada del diámetro.
- Proporcional a una potencia determinada de la velocidad.
- Influidas por la rugosidad de las paredes si el régimen es turbulento.

De esta forma, surge un valor de compromiso entre el diámetro del tubo y las pérdidas de la tubería de presión. Se toma como valor aceptable de pérdida de

presión al 5% de la altura bruta [Muguerza, 2008]. Descontando estas pérdidas a la altura bruta, queda una altura neta de 3,8 m, valor que se utiliza para realizar los cálculos de energía entregada.

#### 4.7.2. Elección de la turbina.

Los parámetros de diseño para dimensionar la turbina corresponden a una altura neta de 3,8 m y caudal de diseño  $Q_0 = 0,585 \text{ m}^3/\text{s}$ . Para definir la turbina adecuada para el emplazamiento, debe consultarse el gráfico  $Q$  vs  $h$  (ver *Figura 3.4.4.2*), que define las zonas en las cuales cada turbina puede operar. De acuerdo a este gráfico, la turbina adecuada para el emplazamiento debe ser de tipo Kaplan o Banki-Mithell (de flujo cruzado).

Una vez definida la turbina adecuada para el emplazamiento, se determina su eficiencia a partir del gráfico de eficiencias de turbinas (ver *Figura 3.4.3.3.1*).

Se debe tener en cuenta que, por debajo del 10% y 20 % del caudal nominal, para el caso de la turbina Kaplan y Banki-Mithell, respectivamente, la eficiencia es nula, por lo que la energía entregada para este rango de caudal será cero. Esta es una diferencia muy importante entre estos dos tipos de turbinas.

Otro factor importante a tener en cuenta es la eficiencia máxima a plena carga. En el caso de la turbina Kaplan es del 90%, mientras que en el caso de la turbina Banki es del 80%. Además, la turbina tipo Kaplan alcanza el 75% de su eficiencia con el 20% del caudal de diseño, mientras que la turbina Banki debe contar con el 50% del caudal de diseño para alcanzar dicho valor.

#### 4.7.3. Energía total entregada.

Pueden observarse el detalle del cálculo para estimar la energía total entregada por ambas turbinas en la *Figura 4.7.3.1* y en la *Figura 4.7.3.2*.

ENERGÍA TOTAL TURBINA KAPLAN										
% del año	Caudal de trabajo	Q/Q0	H Bruta [m]	H Neta [m]	$\eta$ Turbina Kaplan	$\eta$ gen-trans	g [m/s <sup>2</sup> ]	t [hs]	Kaplan [Kw]	Energía Entregada Kaplan [Kwh]
50,00%	0,59	100%	4	3,8	0,88	86%	9,81	4380	16,58	7 2623,80
53,20%	0,53	90%	4	3,8	0,89	86%	9,81	281	15,09	4235,96
56,41%	0,47	80%	4	3,8	0,89	86%	9,81	281	13,42	3765,29
58,90%	0,42	72%	4	3,8	0,90	86%	9,81	218	12,25	2673,55
63,78%	0,35	60%	4	3,8	0,90	86%	9,81	428	10,17	4353,07
67,78%	0,29	50%	4	3,8	0,90	86%	9,81	350	8,48	2968,00
70,00%	0,26	44%	4	3,8	0,88	86%	9,81	194	7,37	1433,11
73,46%	0,24	40%	4	3,8	0,88	86%	9,81	303	6,70	2029,06
76,77%	0,21	36%	4	3,8	0,87	86%	9,81	291	5,97	1735,30
80,09%	0,19	32%	4	3,8	0,85	86%	9,81	291	5,19	1508,62
83,41%	0,17	28%	4	3,8	0,83	86%	9,81	291	4,44	1290,74
86,73%	0,14	24%	4	3,8	0,79	86%	9,81	291	3,63	1054,94
90,05%	0,12	20%	4	3,8	0,72	86%	9,81	291	2,76	803,25
93,36%	0,10	16%	4	3,8	0,63	86%	9,81	291	1,94	564,40
96,68%	0,07	12%	4	3,8	0,55	86%	9,81	291	1,28	371,87
100,00%	0,05	8%	4	3,8	0,00	86%	9,81	291	0,00	0,00
<b>Total</b>									<b>101.411</b>	

Figura 4.7.3.1. Tabla de cálculo energía total entregada turbina Kaplan.

ENERGÍA TOTAL TURBINA BANKI										
% del año	Caudal de trabajo	Q/Q0	H Bruta [m]	H Neta [m]	$\eta$ Turbina Banki	$\eta$ gen-trans	g [m/s <sup>2</sup> ]	t [hs]	Potencia Banki [Kw]	Energía Entregada Banki [Kwh]
50,00%	0,59	100%	4	3,8	0,80	86%	9,81	4380	15,07	66021,64
53,20%	0,53	90%	4	3,8	0,81	86%	9,81	281	13,74	3855,20
56,41%	0,47	80%	4	3,8	0,81	86%	9,81	281	12,21	3426,84
58,90%	0,42	72%	4	3,8	0,81	86%	9,81	218	11,02	2406,19
63,78%	0,35	60%	4	3,8	0,80	86%	9,81	428	9,04	3869,40
67,78%	0,29	50%	4	3,8	0,75	86%	9,81	350	7,07	2473,34
70,00%	0,26	44%	4	3,8	0,71	86%	9,81	194	5,95	1156,26
73,46%	0,24	40%	4	3,8	0,65	86%	9,81	303	4,95	1498,74
76,77%	0,21	36%	4	3,8	0,59	86%	9,81	291	4,05	1176,81
80,09%	0,19	32%	4	3,8	0,52	86%	9,81	291	3,18	922,92
83,41%	0,17	28%	4	3,8	0,48	86%	9,81	291	2,57	746,45
86,73%	0,14	24%	4	3,8	0,39	86%	9,81	291	1,79	520,79
90,05%	0,12	20%	4	3,8	0,30	86%	9,81	291	1,15	334,69
93,36%	0,10	16%	4	3,8	0,00	86%	9,81	291	0,00	0,00
96,68%	0,07	12%	4	3,8	0,00	86%	9,81	291	0,00	0,00
100,00%	0,05	8%	4	3,8	0,00	86%	9,81	291	0,00	0,00
<b>Total</b>									<b>88.409</b>	

Figura 4.7.3.2. Tabla de cálculo energía total entregada turbina Banki.

Se observa que la turbina Kaplan genera 101.411 kWh de energía anual en bornes del generador, mientras que la turbina Banki 88.409 kWh. Esto es un 13% menos de energía que la turbina Kaplan. Esta diferencia se debe a que esta última tiene una mejor curva de rendimiento, tanto a plena carga como a cargas parciales.

Teniendo en cuenta que las pérdidas de energía en las redes de transmisión, las pérdidas por regulación eléctrica y las paradas de mantenimiento suman una pérdida del 20% de la energía generada [BHA, 2005], la energía anual útil es de 81.128 kWh para el caso de la turbina Kaplan y de 70.727 kWh para la turbina Banki. Esto corresponde a una capacidad de abastecimiento en promedio de 45 y 39 hogares, respectivamente.

#### 4.8. Análisis de resultados.

Los sistemas de generación de energía, ya sean impulsados por fuentes renovables o no renovables, son muy variados entre sí. Cada sistema es diseñado para satisfacer un tipo de necesidad energética y esto se debe tener en cuenta a la hora de evaluar la performance de uno vs otro. Es decir, deben pertenecer a la misma categoría, o dicho de otro modo, satisfacer las mismas necesidades energéticas.

A fin de poder categorizar los sistemas de generación de energía, estos deben encontrarse dentro del mismo grupo según factor de carga ( $F_c$ ), potencia entregada, energía entregada y costos de inversión por kWh generado [Hynes, 2009].

El factor de carga es la relación entre la energía eléctrica efectivamente producida y la energía máxima posible de generar por una instalación determinada (si funcionara siempre a plena potencia) en el mismo periodo de tiempo, expresada en porcentajes.

Las plantas generadoras de energía pueden clasificarse en 3 grupos según su factor de carga. A saber:

- **De carga base.** Corresponden a las plantas que superan el 75% de  $F_c$ , como ser las de carbón, gas natural o fuel oíl mayores a 400 MW, plantas de biomasa y geotérmicas.
- **De carga intermedia.** Corresponden a  $F_c$  entre 40% y 60%, típicamente son las centrales de carbón entre 100 MW a 300 MW, ciclo combinado, plantas hidroeléctricas, centrales eólicas off-shore y solares térmicas.
- **De carga pico.** Corresponden a  $F_c$  menor al 40%, son las centrales de ciclo simple, motor de combustión interna a gas, solar fotovoltaica, eólica.

La energía útil del tornillo sinfín (descontando pérdidas eléctricas, de transmisión y mantenimiento), es de 93.862 kWh. La energía total instalada del sistema es de 164.088 kWh. Por otro lado, la energía útil de la turbina Kaplan (descontando pérdidas eléctricas, de transmisión y mantenimiento), es de 81.128 kWh. La energía total instalada del sistema es de 145.247 kWh.

Esto define, en el caso del tornillo sinfín, un Fc del 57%, mientras que en el caso de la turbina Kaplan, el FC es del 56%.

De esta forma se observa que el generador con tornillo sinfín es un 1% más eficiente en el uso de la capacidad instalada que el caso de la turbina. Esto se debe a que en épocas de poca lluvia, el tornillo aprovecha todo el caudal disponible, que supera el caudal mínimo necesario para el funcionamiento del sistema. En el caso de la turbina, como es necesario desviar el caudal ecológico al lecho del río, en épocas de poca lluvia el caudal disponible para circular por el sistema es inferior al mínimo, por lo que el sistema no puede producir energía.

Sin embargo, la curva de eficiencia de la turbina es mejor que la curva de eficiencia del tornillo. Esto significa que a carga parcial, la turbina entrega más energía que el tornillo o, dicho de otra forma, al bajar en igual magnitud el caudal de trabajo en ambos sistemas, el tornillo perderá más eficiencia que la turbina. Por ejemplo, cuando el tornillo pierde el 50% del caudal, su eficiencia disminuye un 5%, mientras que cuando la turbina pierde el 50% del caudal, su eficiencia se mantiene constante. Esto compensa, en parte, la pérdida del caudal ecológico, por lo que los factores de carga de ambos sistemas son muy cercanos.

El segundo factor a evaluar a la hora de comparar tecnologías de generación es la potencia entregada. En este caso, la turbina Kaplan tiene pérdidas asociadas a fricción del líquido en la tubería de presión y a caída de altura por fricción del líquido en la rejilla de entrada, que impactan negativamente junto con las pérdidas intrínsecas del sistema mecánico. A esto se suma el hecho de no poder aprovechar el 100% del caudal disponible por tener que desviar el caudal ecológico. En suma, para la misma cantidad de energía disponible en el emplazamiento, la potencia entregada por la central de tornillo sinfín es aproximadamente un 11% mayor que la entregada por la central de turbina Kaplan.

Teniendo en cuenta los factores ya mencionados, la energía total que los sistemas están en condiciones de entregar anualmente, es de 81.128 kWh para la turbina Kaplan y de 93.862 kWh para el tornillo sinfín. En síntesis, el tornillo entrega un 16% más de energía anual en comparación con la turbina.

Finalmente, puede calcularse el costo por kWh útil del sistema de generación. De acuerdo a lo que se calcula en la Sección 4.6., el costo total de la central de generación de tornillo sinfín se encuentra en el rango de los 64.000 USD a los 76.000 USD. Esto es, un costo por kWh real entregado de 0,79 USD/kWh a 0,94 USD/kWh.

Para el caso del sistema con turbina Kaplan, según lo estimado por The British Hydropower Association, el costo promedio del sistema mecánico de un generador hidroeléctrico es de aproximadamente 2.000 USD/kW [BHA, 2005] y el costo total, incluyendo obra civil y sistema eléctrico es de 4000 USD/kW entregado. De acuerdo a la potencia total calculada para el sistema de 16,58 kW, el costo total del sistema puede estimarse en 66.323 USD. Esto es, un costo por kWh real entregado de 0,82 USD/kWh.

A nivel global, la tecnología más apropiada desde el punto de vista de la generación de energía es el tornillo de Arquímedes, con una generación anual un 16% mayor en comparación con la turbina.

Desde el punto de vista de los costos por unidad de energía generada, se observa que se encuentran muy cercanos entre sí para ambas tecnologías. Por lo tanto, en proyectos en donde a nivel técnico puedan implementarse ambos tipos de centrales, la determinación de la opción más económica demandará un análisis más profundo de los costos involucrados.

#### 4.9. Antecedentes de uso de la tecnología propuesta.

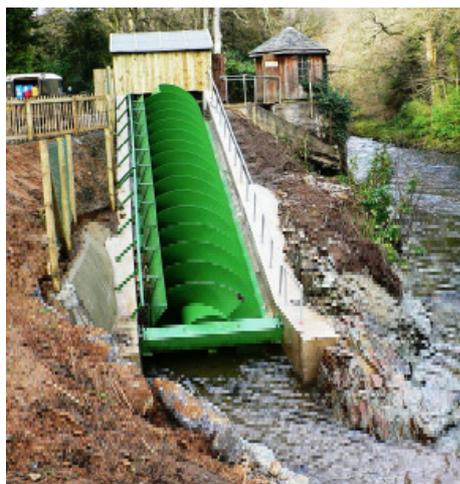
A modo de ampliar la información presentada sobre las posibles ubicaciones en las que se puede implementar la tecnología descrita, se listan 3 ejemplos de proyectos desarrollados en Europa que actualmente se encuentran en funcionamiento.

- **Hainbury Mill** - Ilchester, Somerset, Inglaterra. Altura neta: 1,4 m. Caudal de diseño: 1.940 l/s. Velocidad de rotación: 31,3 rpm. Diámetro: 2,2 m. Angulo: 22°. Potencia máxima: 20 kW. Energía anual: 82.800 kWh. Aplicación: Proveer energía a una residencia. El exceso de energía se vende a la red nacional de energía eléctrica. El sistema se muestra en la *Figura 4.9.1*.



**Figura 4.9.1.** Sistema instalado en Hainbury Mill - Somerset, Inglaterra (Fuente: Mannpower).

- **River Dart Country Park** - Ashburton, South Devon, Inglaterra. Altura neta: 4,5 m. Caudal de diseño: 1.970 l/s. Velocidad de rotación: 34 rpm. Diámetro: 2,2 m. Angulo: 22°. Potencia máxima: 65kW. Energía anual: 350.000 kWh. Aplicación: El parque se inauguro en 1976 y desde esa fecha se desarrollo para incorporar un campamento y zonas recreativas, se encuentra abierto al público. El generador hidroeléctrico de tornillo de Arquímedes fue instalado en 2006 para reemplazar una turbina Kaplan, y actualmente produce una cantidad de energía que cubre todas las necesidades del parque. El exceso de energía se vende a la red nacional de energía eléctrica. El sistema se muestra en la *Figura 4.9.2.*



**Figura 4.9.2.** Sistema instalado en River Dart Country Park - South Devon, Inglaterra (Fuente: Mannpower).

- **New Mills** - High Peak, Derbyshire, Inglaterra. Altura neta: 3 m. Caudal de diseño: 2.860 l/s. Velocidad de rotación: 28 rpm. Diámetro: 2,6 m. Angulo: 22°. Potencia máxima: 63kW. Energía anual: 257.000 kWh. Aplicación: Instalado en el sitio de un antiguo molino, aprovechando para su construcción las estructuras existentes. El 100% de la energía generada se vende a la red nacional de energía eléctrica. El sistema se muestra en la *Figura 4.9.3.*



**Figura 4.9.3.** Sistema instalado en New Mills - High Peak, Derbyshire, Inglaterra (Fuente: Mannpower).

## 5. CONCLUSIONES

- Se verifica que la mayor parte de las viviendas sin energía se encuentran en el Área Rural Dispersa. Las regiones que poseen la mayor población impactada son el Noroeste y Noreste Argentino. Las provincias con mayor cantidad de habitantes sin energía eléctrica son, en orden de magnitud decreciente: Santiago del Estero, Salta, Chaco, Corrientes y Misiones.
- El estado nacional ha adoptado medidas para avanzar en la energización de las zonas rurales, mediante la implementación de planes como el PAEPRA y el PERMER.
- El estado de desarrollo de las microcentrales hidroeléctricas a nivel nacional para la generación de energía fuera de red es mínimo. Solo se encuentran registradas 13 centrales a nivel nacional. Sin embargo, de acuerdo a informes de la Secretaría de Energía, hay un gran potencial para su desarrollo a nivel nacional.
- A partir del análisis comparativo entre la central de tornillo de Arquímedes y la central de turbina, surgen las siguientes conclusiones:
  - ✓ **Sobre el caudal de trabajo.** La central de tornillo de Arquímedes aprovecha mayor cantidad de caudal.
  - ✓ **Sobre las pérdidas.** La central de tornillo de Arquímedes presenta menores pérdidas debidas a fricción u obstrucciones en el flujo de agua.
  - ✓ **Sobre la potencia y la energía generada.** A misma energía teórica disponible, la central de tornillo de Arquímedes entrega mayor potencia nominal y mayor energía anual que la central de turbinas.
- El análisis de proveedores indica que la central de tornillo de Arquímedes puede ser construida con componentes abastecidos por el mercado local.
- La inversión requerida para la construcción del sistema se encuentra dentro del rango normal de inversión para las microcentrales hidroeléctricas.
- Se comprueba que la tecnología de generación a partir de un tornillo de Arquímedes es técnicamente y económicamente viable. La misma puede ser instalada en los sitios donde las centrales por turbinas no pueden

operar. A su vez, puede competir con éstas al momento de definir la tecnología más adecuada en sitios donde ambas son aplicables.

## 6. FUTURAS LINEAS DE INVESTIGACIÓN

Es posible profundizar en muchos aspectos de la tecnología propuesta, se listan los que se consideran más relevantes:

- Analizar sitios potenciales en los cuales se pueda proyectar la construcción de una central de tornillo de Arquímedes.
- Trabajar junto con las autoridades y los proveedores de componentes locales (sobre todo los constructores de tornillos sinfín) para desarrollar una central fabricada íntegramente en el país.
- Difundir como alternativa a los sistemas de generación tradicionales.
- Estimar los costos operativos del sistema.
- Profundizar en las posibles fuentes de financiamiento del proyecto e incluir en el cálculo de los costos los beneficios de la generación de energía a partir de fuentes renovables.



## 7. BIBLIOGRAFÍA

- [BHA, 2005] The British Hydropower Association; 2005; *A Guide to UK Mini-Hydro Developments*; <http://www.british-hydro.org/mini-hydro/download.pdf>
- [CAMMESA, 2005] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico; 2005; *Informe anual 2005*; <http://www.cammesa.com/linfoanu.nsf/MINFOANU?OpenFrameSet>
- [De Dicco, 2009] De Dicco, Ricardo; 2009; *Informe sobre el Mercado Eléctrico Mayorista*; <http://www.ciencia.yenergia.com>
- [ENRE, 2007] Ente Nacional Regulador de la Electricidad; 2007; *El sistema de transporte. Capítulo 2*; [http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/97p02.pdf/\\$FILE/97p02.pdf](http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/Files/97p02.pdf/$FILE/97p02.pdf)
- [ENRE, 2010] Ente Nacional Regulador de la Electricidad; 2010; *Anexo 22 programación y despacho de centrales hidroeléctricas*; <http://www.enre.gov.ar/web/BIBLIOTD.NSF/0/7f076c417842733003256b4f006b3db9?OpenDocument>
- [ESHA, 1998] European Small Hydropower Association; 2008; *Manual de pequeña hidráulica, Como llevar a buen fin un proyecto de minicentral hidroeléctrica*. [http://www.cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/archivos\\_grandes/001\\_guidebook.pdf](http://www.cedecap.org.pe/uploads/biblioteca/archivos_grandes/001_guidebook.pdf)
- [FISHTEK, 2007] FISHTEK Consulting; 2007; *Fish Monitoring and Live Fish Trials. Archimedes Screw Turbine, River Dart*. <http://www.mannpower-hydro.co.uk/attachments/research/archimedean-screw-fish-passage-test-results-phase-1.pdf>
- [Flender, 2009] Flender; 2009; *Catalog MD 20.1 · 2009*; [http://www.automatyka.siemens.pl/docs/docs\\_md/MD20.1\\_Zahnradgetriebe\\_Gr\\_3-22\\_de\\_en\\_fr\\_2009.pdf](http://www.automatyka.siemens.pl/docs/docs_md/MD20.1_Zahnradgetriebe_Gr_3-22_de_en_fr_2009.pdf)
- [Haesbaest, 1995] Haesbaest, Rogério; 1995; *Desterritorialização: entre as redes e os aglomerados de exclusão*; en: Elias de Castro, Iná; Paulo Cesar da Costa Gomes, Roberto Lobato Côrrea, Geografia: conceitos e Temas, Bertrand, Rio de Janeiro
- [Hynes, 2009] Hynes, John; 2009; *How to Compare Power Generation Choices. Understanding a few basic factors will help make an informed comparison*;

- <http://www.renewableenergyworld.com/rea/news/article/2009/10/how-to-compare-power-generation-choices>.
- [Kasai, 2006] Kasai, Takashi; 2006; *Generación de Energía Hidroeléctrica de pequeña escala*;  
<http://aplicaciones.medioambiente.gov.ar/archivos/web/UCC/File/Tecnologa%201%20PE%20Hidroel%20ctrica-Kasai.pdf>
- [Liernur & Silvestri, 1993] Liernur, Jorge; Silvestri, Graciela; 1993; *El torbellino de la electrificación*. El umbral de la metrópolis. Transformaciones técnicas y cultura en la modernización de Buenos Aires. Sudamericana, Buenos Aires
- [Mannpower, 2010] Mannpower; 2010; *Case study locations*;  
<http://www.mannpower-hydro.co.uk/casestudy.php>
- [Marchegiani, 2007] Marchegiani, Ariel; 2007; *Microcentral hidroeléctrica "UNEN"*.  
<http://libnet.unse.edu.ar/5Con/Rhid/T/04009.PDF>
- [MECON, 2006] Ministerio de Economía; 2006; A.H. construidos,  
<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2990>
- [Meng, 2009] Meng, Rupert Taylor; 2009; *Proposed Hydro Power Scheme, Tutbury Mill Initial Calculations with Budget Cost Estimations*;  
<http://www.greenerleith.org/storage/Micro%20energy%20generation.pdf>
- [Muguerza, 2008] Muguerza, Daniel; 2008; *Micro Centrales Hidroeléctricas*; [http://grupos.emagister.com/documento/micro\\_central\\_hidroelectrica\\_doctor\\_daniel\\_muguerza/1167-61029](http://grupos.emagister.com/documento/micro_central_hidroelectrica_doctor_daniel_muguerza/1167-61029)
- [Nagel, 1968] Nagel, G; 1968; *Archimedean screw pump handbook*. Prepared for Ritz- Atro Pumpwerksbau GMBH Roding, Nurnberg, Germany.
- [REEEP, 2009] Renewable energy & energy efficiency partnership; 2009; *Energías renovables. Diagnóstico, barreras y propuestas*;  
<http://www.inti.gob.ar/e-renova/pdf/EERRArgentina.pdf>
- [Rorres, 2000] Rorres, Chris; 2000; The turn of the screw: optimal design of an Archimedes Screw. Journal of Hydraulic Engineering, Vol. 126, No. 1, January, 2000;  
<https://www.cs.drexel.edu/~crrorres/screw/screw.pdf>

- [Secretaría de Energía, 2006] Secretaría de energía; 2006; *Estudio para la mejora del conocimiento y la promoción de oferta hidroeléctrica de pequeños aprovechamientos.*
- [Secretaría de Energía, 2008] Secretaría de energía; 2008; *Energías Renovables 2008 - Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos*; [http://www.inti.gob.ar/e-renova/erTO/pdf/libro\\_energia\\_hidrica.pdf](http://www.inti.gob.ar/e-renova/erTO/pdf/libro_energia_hidrica.pdf)
- [WEG, 2010] WEG; 2010; *Generadores Sincrónicos*; <http://www.weg.net/files/products/WEG-generador-sincronico-linea-g-plus-654-catalogo-espanol.pdf>
- [Zyngierman & Tereschuk, 1987] Zyngierman, Isaac y Carlos Tereschuk (1987) *Estudio de abastecimiento del sector eléctrico nacional. Ventajas de la ejecución anticipada de la red de transmisión del Sistema Interconectado Nacional.* Boletín Informativo Techint n. 245, Buenos Aires.



## ANEXOS

### ANEXO A: VALORES DE DIÁMETRO EXTERIOR EN FUNCIÓN DEL CAUDAL DE DISEÑO.

Turbine diameter $\varnothing D$ [ mm ]	Nominal flow Q [ l/s ]	
	22°	30°
720	130	105
880	225	180
1 050	335	285
1 280	550	425
1 550	875	700
1 650	1 000	800
2 000	1 500	1 250
2 300	2 000	1 700
2 500	2 500	2 100
2 700	3 000	2 500
2 850	3 500	2 850
3 000	4 000	3 200
3 300	5 000	4 000

**Tabla A.1.** Valores de diámetro externo en relación al caudal de diseño. (Fuente: Ritz-Atro).

## ANEXO B: MULTIPLICADORES DISPONIBLES SEGÚN POTENCIA DE TRANSMISIÓN.

### Zahnradgetriebe

Nennleistungen  
Bauart B3..  
Größen 4 - 22

### Gear Units

Nominal Power Ratings  
Type B3..  
Sizes 4 - 22

### Réducteurs à engrenages

Puissances nominales  
Type B3..  
Tailles 4 - 22

3

Nennleistungen P <sub>2N</sub> (kW) / Nominal power ratings P <sub>2N</sub> (kW) / Puissances nominales P <sub>2N</sub> (kW)																						
i <sub>N</sub>	n <sub>1</sub>	n <sub>2</sub>	Getriebegrößen / Gear unit sizes / Tailles réducteurs																			
			4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
12.5	1800	144	82	141	256	422	790	1198	1990*	2940*	3789*											
	1500	120	69	118	213	351	658	998	1658	2450	3141*										4272*	
	1200	96	55	94	170	281	526	799	1326	1980	2513*										3417*	
	1000	80	46	78	142	234	438	665	1105	1633	2094										2848	
14	1800	129	81	132	245	398	765	1102	1850*	1999*	2634*	3106*	3539*	3984*	4462*							
	1500	107	67	109	203	330	635	914	1534	1658	2184	2576	2935*	3305*	4033*	4537*						
	1200	86	54	88	163	265	510	734	1233	1332	1756	2071	2359*	2656*	3241*	3647*						
	1000	71	44	72	135	219	421	606	1018	1100	1449	1709	1947	2193	2676	3010						
16	1800	113	78	124	141	234	254	366	421	708	784	991	1176	1680*	1822*	2366*	2721*	3253*	3644*	4486*	4993*	
	1500	94	64	103	118	194	211	305	350	589	652	824	978	1397	1515	1968	2263	2706*	3031*	3740*	4153*	
	1200	75	51	82	94	155	168	243	279	470	520	658	780	1115	1209	1570	1806	2159*	2418*	2984*	3314*	
	1000	63	43	69	79	130	141	204	234	385	437	552	655	936	1015	1319	1517	1814	2031	2508	2783	
18	1800	100	70	118	131	220	241	354	392	649	727	907	1088	1549*	1675*	2094*	2513*	3015*	3350*	4188*	4586*	
	1500	83	58	98	109	183	200	294	325	538	604	753	896	1286	1390	1738	2085	2503*	2781*	3476*	3906*	
	1200	67	47	79	88	148	162	237	263	434	487	608	715	1038	1122	1403	1683	2020*	2245*	2906*	3072*	
	1000	56	39	66	73	123	135	198	219	363	407	508	588	867	938	1172	1407	1688	1876	2345	2568	
20	1800	90	63	109	124	204	235	336	370	598	695	854	989	1441*	1573*	1884*	2261*	2827*	3128*	3958*	4287*	
	1500	75	52	91	103	170	196	280	308	488	570	712	824	1201	1311	1570	1884	2358*	2607*	3298*	3573*	
	1200	60	42	72	82	136	157	224	246	388	456	569	659	961	1049	1256	1507	1884	2085*	2638	2858*	
	1000	50	35	60	69	113	130	186	205	332	380	474	549	801	874	1047	1256	1570	1738	2198	2382	
22.4	1800	80	56	97	118	181	221	299	350	531	633	759	904	1281*	1449*	1675*	2010*	2513*	2890*	3518*	3937*	
	1500	67	47	81	99	152	185	250	293	445	530	636	757	1073	1213	1403	1683	2104	2420*	2946*	3297*	
	1200	54	37	65	80	122	149	201	236	359	427	512	610	865	978	1130	1357	1686	1950	2374*	2657	
	1000	45	31	54	66	102	124	168	196	299	356	427	508	720	815	942	1130	1413	1625	1979	2214	
25	1800	72	50	87	116	163	205	269	330	478	582	683	851	1153*	1304*	1507*	1809*	2261*	2601*	3166*	3543*	
	1500	60	42	72	97	136	170	224	275	398	485	569	709	961	1086	1256	1507	1884	2167	2638*	2952*	
	1200	48	33	58	77	109	136	179	220	319	388	455	567	769	869	1005	1206	1507	1734	2110*	2362*	
	1000	40	28	48	64	90	113	149	183	265	323	379	473	640	724	837	1005	1256	1445	1759	1968	
28	1800	64	44	77	103	145	182	239	293	425	517	607	757	1025*	1159*	1340*	1608*	2010*	2312*	2814*	3148*	
	1500	54	37	65	87	122	153	201	247	359	436	512	638	865	978	1130	1357	1686	1950	2374	2657*	
	1200	43	30	52	69	97	122	160	197	285	347	408	508	688	778	900	1080	1350	1553	1981	2116*	
	1000	36	25	43	58	81	102	134	165	239	291	341	425	576	652	753	904	1130	1300	1583	1771*	
31.5	1800	57	39	69	92	129	162	213	261	379	460	541	674	913*	1032*	1193*	1432*	1790*	2059*	2506*	2805*	
	1500	48	33	58	77	109	136	179	220	319	388	455	567	769	869	1005	1206	1507	1734	2110	2362	
	1200	38	26	46	61	86	108	142	174	252	307	360	449	608	688	795	954	1193	1372	1671	1870	
	1000	32	22	38	51	72	91	119	146	212	258	303	378	512	579	670	804	1005	1158	1407	1574	
35.5	1800	51	35	61	82	115	145	190	233	339	412	484	603	817*	923*	1068*	1281*	1602*	1842*	2242*	2509*	
	1500	42	29	51	68	95	119	157	192	279	339	398	486	672	760	879	1055	1319	1517	1847	2067	
	1200	34	23	41	55	77	96	127	155	226	274	322	402	544	615	712	854	1068	1228	1495	1673	
	1000	28	19	34	45	63	79	104	128	186	226	265	331	448	507	586	703	879	1011	1231	1378	
40	1800	45	31	54	73	102	128	168	206	299	363	427	532	720*	815*	942*	1130*	1413*	1625*	1979*	2214*	
	1500	38	26	46	61	86	108	142	174	252	307	360	449	608	688	795	954	1193	1372	1671	1870	
	1200	30	21	36	48	68	85	112	137	199	242	284	354	480	543	628	753	942	1083	1319	1476	
	1000	25	17	30	40	56	71	93	114	166	202	237	295	400	452	523	628	785	903	1089	1230	
45	1800	40	28	48	64	90	113	149	183	265	323	379	473	640*	724*	837*	1005*	1256*	1445*	1759*	1968*	
	1500	33	23	40	53	74	93	123	151	219	266	313	380	528	597	691	829	1036	1192	1451	1624	
	1200	27	18	32	43	61	76	100	123	179	218	256	319	432	489	565	678	848	975	1187	1328	
	1000	22	15	26	35	49	62	82	100	146	177	208	260	352	398	460	552	691	794	967	1082	
50	1800	36	25	43	58	81	102	134	165	239	291	341	425	576	652*	753*	904*	1130*	1300*	1583*	1771*	
	1500	30	21	36	48	68	85	112	137	199	242	284	354	480	543	628	753	942	1083	1319	1476	
	1200	24	16	29	38	54	68	89	110	159	194	227	283	384	434	502	603	753	867	1055	1181	
	1000	20	14	24	32	45	56	74	91	132	161	189	236	320	362	418	502	628	722	879	984	
56	1800	32	22	38	51	72	91	119	146	212	258	303	378	512	579	670*	804*	1005*	1156*	1407*	1574*	
	1500	27	18	32	43	61	76	100	123	179	218	256	319	432	489	565	678	848	975	1187	1328	
	1200	21	14	25	34	47	59	78	96	139	169	199	248	336	380	439	527	659	758	923	1033	
	1000	17	12	21	29	40	50	66	82	119	144	170	211	286	324	374	449	562	646	787	880	
63	1800	29	20	34	47	64	82	108	133	192	234	275	343	464	525	607*	728*	910*	1047*	1275*	1427*	
	1500	24	16	28	38	53	68	89	110	159	194	227	283	384	434	502	603	753	867	1055	1181	
	1200	19	13	22	30	42	54	71	87	126	153	180	224	304	344	397	477	596	686	835	935	
	1000	15	10	18	25	35	45	59	72	105	128	151	188	254	288	332	399	499	574	699	782	
71	1800	25	17	28	40	52	71	89	114	157	202	237	295	400	452	523*	628*	785*	903*	1099*	1230*	
	1500	21	14	24	34	43	59	74	96	131	169	199	248	336	380	439	527	659	758	923	1033	
	1200	16	11	19	27	35	48	60	77	108	136	160	199	270	306	353	424	530	610	743	831	
	1000	14	9	16	22	29	40	50	64	88	113	133	166	225	255	295	354	442	509	620	693	
80	1800	23	16	27	33	45	64	105	185	272	416	578*	830*	1131*								
	1500	18	13	22	27	35	48	60	77	108	136	160	199	270	306	353						

## ANEXO C: GENERADORES SINCRÓNICOS DISPONIBLES SEGÚN POTENCIA DE TRANSMISIÓN.

**480 / 240V (60Hz)**

**440 / 220V (60Hz)**

**380 / 190V (60Hz)**

**Cosφ 0.8 / Aislamiento clase H**

**Baja tensión / 12 cables / 4 polos**

MODELO	ΔT	480V - Y					440V - Y					380V - Y				
		240V - YY					220V - YY					190V - YY				
		80°C	105°C	125°C	150°C	163°C	80°C	105°C	125°C	150°C	163°C	80°C	105°C	125°C	150°C	163°C
GTA161AISR	KVA	12,3	14,1	15,4	15,9	15,9	11	12,6	13,7	14,7	15,3	10,1	11,6	12,6	13,5	14
	KW	9,8	11,3	12,3	12,7	12,7	8,8	10,1	10,9	11,7	12,2	8,1	9,2	10,1	10,8	11,2
GTA161AIHS	KVA	14,6	16,8	18,3	19,6	20,3	14	16	17,5	18,7	20	12	13,7	14,9	16	16,6
	KW	11,6	13,4	14,6	15,6	16,2	11,2	12,8	14	14,9	16	9,6	10,9	11,9	12,8	13,2
GTA161AIHH	KVA	16,9	19,4	21,1	22,6	23,5	15,5	17,7	19,3	20,7	21,5	13,2	15,1	16,5	17,6	18,3
	KW	13,5	15,5	16,8	18,1	18,8	12,4	14,1	15,4	16,5	17,2	10,5	12,1	13,2	14,1	14,6
GTA161AIHI	KVA	20,8	23,8	26	28,5	29,7	20,2	23,2	25,3	27,1	28,1	15,9	18,2	19,9	21,3	22,1
	KW	16,6	19,1	20,8	22,8	23,7	16,1	18,5	20,2	21,6	22,4	12,7	14,5	15,9	17,1	17,6
GTA161AIHJ	KVA	21,8	25	27,3	30	31	20,1	23	27	28	29	17,7	20,3	23	25	26
	KW	17,4	20	21,8	24	24,8	16,1	18,4	21,6	22,4	23,2	14,1	16,2	18,4	20	20,8
GTA162AIVD	KVA	25,9	29,7	42	44	46	29,4	33,7	42	44	46	25,4	29,1	40	40	42
	KW	20,7	23,7	33,6	35,2	36,8	23,5	28,9	33,6	35,2	36,8	20,3	23,2	32	32	33,6
GTA201AIHV	KVA	56,4	64,6	70,5	77,2	81	54,5	62,4	68,1	72,8	75,7	47,3	54,2	59,1	63,2	71
	KW	45,1	51,7	56,4	61,8	64,8	43,6	49,9	54,5	58,2	60,6	37,6	43,4	47,3	50,6	58,8
GTA201AIHB	KVA	68,5	78,5	85,6	92,2	92,2	60,4	69,2	75,5	80,7	85	56,8	65,1	71	75,9	78,9
	KW	54,8	62,8	68,5	73,8	73,8	48,3	55,4	60,4	64,6	68	45,4	52,1	56,8	60,7	63,1
GTA201AIHE	KVA	66,1	75,7	88	95	97	66	75,6	88	95	97	62,1	71,2	80	83	86,4
	KW	52,9	60,6	70,4	76	77,6	52,8	60,5	70,4	76	77,6	49,7	57	64	66,4	69,1
GTA202AIVJ	KVA	107	122,8	141	144	150	105,4	120,7	141	144	150	93,8	107,5	123	129	136
	KW	85,8	98,2	112,8	115,2	120	84,3	96,6	112,8	115,2	120	74,4	86	98,4	103,2	108,8
GTA251AIHD	KVA	140	161	175	188	189	137	157	171	183	190	110	127	142	149	158
	KW	112	129	140	150	151	110	126	137	146	152	88	102	114	119	125
GTA251AIHE	KVA	180	206	225	243	252	171	196	214	230	240	154	176	192	205	214
	KW	144	165	180	194	202	137	157	171	184	192	123	141	154	164	171
GTA252AIVB	KVA	206	236	256	275	290	186	213	233	250	260	164	188	205	219	230
	KW	165	189	206	220	232	149	170	186	200	208	131	150	164	175	184
GTA252AIII	KVA	249	285	312	336	349	234	268	292	313	325	205	235	256	274	285
	KW	199	228	250	269	279	187	214	234	250	260	164	188	205	219	228
GTA252AIIR	KVA	292	334	365	390	405	282	324	353	377	393	238	273	297	318	331
	KW	234	267	292	312	324	226	259	282	302	314	190	218	238	254	265
GTA311AIVS	KVA	321	368	401	440	463	337	386	421	450	468	295	338	369	395	410
	KW	257	294	321	352	370	270	309	337	360	374	236	270	295	316	328
GTA311AIVI	KVA	377	432	472	517	538	375	430	469	514	535	344	394	430	459	478
	KW	302	346	378	414	430	300	344	375	411	428	275	315	344	367	382
GTA311AIHH	KVA	442	507	553	605	631	446	511	557	610	636	413	474	517	564	587
	KW	354	406	442	484	505	357	409	446	488	509	330	379	414	451	470
GTA312AIIA	KVA	555	636	694	742	771	520	598	650	695	723	453	518	566	620	650
	KW	444	509	555	594	617	416	477	520	558	578	362	414	453	496	520
GTA312AIIA	KVA	481	551	601	658	686	534	612	668	714	757	499	571	623	666	693
	KW	385	441	481	526	549	427	490	534	571	606	399	457	498	533	554
GTA312AIDI	KVA	643	736	803	875	906	591	678	750	813	844	556	637	694	755	785
	KW	514	589	642	700	725	473	542	600	650	675	445	510	555	604	628
GTA352AIVD	KVA	766	885	990	1050	1050	707	816	913	923	963	608	703	786	823	858
	KW	613	708	792	796	840	566	653	730	738	770	486	582	629	658	686
GTA352AIDE	KVA	805	930	1040	1085	1150	741	855	957	1000	1055	639	737	825	863	899
	KW	644	744	832	868	920	593	684	766	800	844	511	590	660	690	719
GTA401AIHB	KVA	960	1109	1240	1305	1370	883	1019	1140	1200	1260	741	855	957	1000	1044
	KW	768	887	992	1044	1096	706	815	912	960	1008	593	684	766	800	835
GTA401AIHE	KVA	1053	1216	1360	1380	1430	968	1118	1250	1265	1319	821	948	1061	1110	1158
	KW	842	973	1088	1104	1144	774	894	1000	1012	1055	657	758	849	888	926
GTA403AIVD	KVA	1181	1341	1500	1580	1650	1068	1234	1380	1450	1515	911	1052	1177	1231	1284
	KW	929	1073	1200	1264	1320	854	987	1104	1160	1212	729	842	942	985	1027
GTA403AIVB	KVA	1270	1466	1640	1715	1800	1165	1346	1505	1575	1656	954	1101	1232	1289	1344
	KW	1016	1173	1312	1372	1440	932	1077	1204	1260	1325	783	881	986	1031	1075

- ΔT = 163°C, temperatura ambiente = 27°C. Para otros ΔT, temperatura ambiente = 40°C
- Altitud 1000m (para todos los regimenes)
- Para otras tensiones, consultar la fabrica.
- Conforme Normas: IEC 60034 - NBR 5117 - NEMA MG1 - VDE530 - ISO8528 - CSA
- Valores sujetos a alteraciones sin previo aviso

**Tabla C.1. Valores de potencia para alternadores sincrónicos estándar. (Fuente: WEG)**

## ANEXO D: EJEMPLO DE COSTOS DE PROYECTO DE GENERACIÓN POR TORNILLO DE ARQUÍMEDES.

Quantity	Hydrodynamic <sup>13</sup> Screw	Overshot <sup>14</sup> Waterwheel
Capital Cost (turbine, generator, controls etc)	£35,500	£65,000
Civil Works	£15,000	£20,000
Grid Connection	£8,000	£8,000
Design, Transportation, Installation and Commissioning	£9,000	(included in capital cost)
<b>Total Cost</b>	<b>£67,500</b>	<b>£93,000</b>
Annual Revenue	£4,475	£4,562
Annual Operating Expenditure	£717	£828
Annual Profit	£3,785	£3,734
Cost per kWh generated annually	£1.00 /kWh/year	£1.35 /kWh/year
Payback Period	14 years	18 years
Internal Rate of Return after 30 years	6.7%	4.3%
Net Present Value after 30 years (5% discount factor)	£16,000	Negative

**Tabla D.1.** *Costos de proyecto de generación de energía eléctrica con tornillo de Arquímedes en Saughton Weir, Escocia.*