



PROYECTO FINAL DE
INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ENERGÍA MINI-HIDRÁULICA: ESTUDIO DE
POTENCIAL Y DESARROLLO EN LA
ARGENTINA**

Autores:

Javier Carpinacci

Lucas Nicolás Högner

Tutor:

Ing. Pablo Bereciartua

2012

RESUMEN

En la actualidad, los países desarrollados muestran una tendencia a reemplazar las formas tradicionales de generación de energía eléctrica en base a hidrocarburos por tecnologías renovables.

La matriz energética actual de la Argentina es fuertemente dependiente de los hidrocarburos. Asimismo, existen a lo largo de todo el territorio grandes regiones que no tienen acceso a la red de transmisión de energía, creando la necesidad de generar electricidad en base a combustibles líquidos. El alto costo de estos combustibles combinado con el hecho de que las tarifas de energía están reguladas por el Estado hace que los costos de generación sean mayores que los ingresos percibidos por los generadores, debiendo el Estado hacerse cargo de la diferencia.

A raíz del problema observado, se propone una metodología para identificar regiones en el país que se encuentren aisladas del Sistema Interconectado Nacional en donde converja la posibilidad de generación mini-hidráulica con una demanda de energía. Luego, se analizan los distintos tipos de centrales mini-hidráulicas, y la forma en que la topografía de la región determina la central más adecuada a proyectar.

Con el fin de interiorizar al lector en los pormenores de proyectos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, se realiza una evaluación preliminar de la posibilidad de construir una mini-central en el Departamento de Río Senguer (provincia de Chubut) para reemplazar parte de la generación diesel por una fuente de energía renovable. Se muestran de esta manera los beneficios de esta creciente forma de generación de energía tanto para el privado que decida invertir como para el Estado.

ABSTRACT

Nowadays, developed countries are showing a tendency to replace traditional sources of power generation based in hydrocarbons, with renewable technologies.

The current energy mix in Argentina is heavily dependent on oil. There are also extensive regions throughout the country without access to the power transmission grid, which leads to the need to generate electricity based in liquid fuels. The high cost of these types of fuels, combined with the fact that energy rates are regulated by the government result in higher generation costs the income, forcing the government to take care of the difference.

Due to the problem noted, a methodology is proposed to identify grid-isolated regions in the country where coexists the possibility of generating small-hydro energy and the demand necessary for that energy. Then, different types of small-hydro plants and the way in which topography of the site determines the election of the best kind of plant are analyzed.

To introduce the reader into the details of small hydroelectric projects, a preliminary evaluation of the possibility of building a small-hydro plant in the Department of Río Senguerr (Chubut Province) to replace part of the diesel power generation with a renewable energy source has been done. Benefits of this growing source of power generation are shown for the government and for private investors.

A LA FAMILIA Y LOS AMIGOS

Dedico este trabajo y carrera en el ITBA a mi familia que me apoyó todos estos años, a mi novia por aguantar las horas puestas en el trabajo y a los amigos con los que vivimos tantas cosas.

Javier Carpinacci

Quiero agradecer a mi familia y en especial a mis padres, por darme la oportunidad de tener una buena educación. También, a mis amigos, junto a los cuales he alcanzado una de mis grandes metas.

Lucas Högner

TABLA DE CONTENIDOS

Capítulo I.	Introducción	1
I.1.	Situación energética mundial.....	1
I.1.1.	Evolución histórica de la generación de energía eléctrica en el mundo.....	1
I.1.2.	Proyecciones del mercado energético mundial (2010 – 2030).....	2
I.1.3.	Energías Renovables	3
I.2.	Matriz energética Argentina	9
I.2.1.	Evolución de la composición de generación de energía en Argentina	9
I.2.2.	Composición de generación de energía en Argentina en el año 2010.....	10
I.2.3.	Targets y proyecciones	20
Capítulo II.	Problemática del sistema energético actual.....	23
II.1.	Generación altamente dependiente de los hidrocarburos	23
II.2.	Gas natural: fuente de electricidad y calefacción	24
II.3.	Gas natural: reservas e importación.....	26
II.4.	Alta participación de ciclos diesel fuera del SIN	27
Capítulo III.	Solución propuesta: Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos.....	29
III.1.	Criterios para la localización de un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico	29
III.1.1.	Zona Aislada.....	30
III.1.2.	Zonas de competencia con otras energías renovables	31
III.1.3.	Existencia de ríos permanentes.....	32
III.1.4.	Cercanía a centros poblados	34
III.1.5.	Condiciones de trabajo mínimas que debe cumplir el río	36
III.1.6.	Elección de Río a analizar	37
Capítulo IV.	Proyecto Alto Río Senguer.....	39
IV.1.	Oferta actual de energía eléctrica en Río Senguer.....	39
IV.2.	Demanda de energía eléctrica en Río Senguer	39
IV.2.1.	Demanda histórica	39
IV.2.2.	Proyección de la demanda	42
IV.2.3.	Demanda de potencia media.....	45
IV.3.	Tipos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos	46
IV.3.1.	Central hidrocínética.....	47

IV.3.2. Central generadora de paso	50
IV.4. Potencia generada por la central	76
IV.5. Transporte de energía eléctrica	76
IV.6. Inversiones	77
IV.7. Generación térmica a reemplazar	78
IV.7.1. Estructura de costos de generación térmica	78
IV.7.2. Nuevos costos operativos: Alto Rio Senguer.....	79
IV.8. Modelo de negocios propuesto	80
IV.8.1. Atractivo para el inversor.....	80
IV.8.2. Atractivo para el estado.....	81
IV.9. Emisiones de CO2.....	83
Capítulo V. Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en el mundo	85
V.1. Ejemplos de aplicación en España	86
V.1.1. Central hidroeléctrica: Patala.....	86
V.1.2. Central hidroeléctrica: Ubao – Tokillo	87
Capítulo VI. Conclusiones.....	89
Bibliografía	91
Anexos	93
Anexo A: Proyección de la demanda de energía por localidad del Departamento de Río Senguer	93
Anexo B: flujo de fondos del proyecto.....	96

ÍNDICE DE TABLAS, FIGURAS E ILUSTRACIONES

Tabla I-1. Crecimiento de la participación de cada fuente de generación.....	3
Tabla I-2. Crecimiento anual de capacidad instalada renovable (2005-2010)	4
Tabla I-3. Comparación cualitativa de las principales tecnologías de generación renovables	5
Tabla I-4. Grandes centrales hidroeléctricas en la Argentina	14
Tabla I-5. Centrales hidroeléctricas en estudio y construcción en la Argentina.....	16
Tabla I-6. Principales pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en la Argentina	19
Tabla I-7. Inventario de PAH en proyecto en la Argentina	19
Tabla I-8. Proyección de la matriz de generación según metas fijadas	21
Tabla II-1. Potencia instalada de generadores aislados – Año 2010	28
Tabla III-1. Matriz de decisión para la elección del río a analizar	37
Tabla IV-1. Oferta actual de energía eléctrica en el Departamento de Alto Río Senguer	39
Tabla IV-2. Parámetros iniciales del modelo de proyección de demanda.....	44
Tabla IV-3. Tasas de crecimiento proyectadas de consumo de energía para el Depto. de Río Senguer.....	45
Tabla IV-4. Demanda de potencia media 2010 y 2032 estimada	46
Tabla IV-5. Potencia neta aprovechable para distintos caudales del Río Senguer, asumiendo una eficiencia global del 70%.....	56
Tabla IV-6. Comparación de alternativas para tubería forzada	64
Tabla IV-7. Características principales de cada tipo de turbina	74
Tabla IV-8. Matriz de decisión para la elección de la turbina a utilizar.....	75
Tabla IV-9. Estructura de costos operativos de centrales térmicas en el MEM	79
Tabla IV-10. Comparación de costos de generación Diesel e hidroeléctrica en Río Senguer	80
Tabla IV-11: Flujo de fondos del proyecto.....	81
Tabla IV-12. Factor de emisión de CO ₂ para distintos tipos de centrales de generación de energía.....	83
Tabla VIII-1: Flujo de fondos del proyecto	96

Figura I-1. Consumo mundial de energía por fuente.	1
Figura I-2. Matriz de generación eléctrica mundial año 2010.	2
Figura I-3. Proyecciones de la matriz energética mundial.....	3
Figura I-4. Matriz de generación de energía “Limpia” mundial.....	4
Figura I-5. Evolución histórica de capacidad de generación eólica.....	5
Figura I-6. Capacidad instalada de generación de energía eólica de los principales productores mundiales.....	6
Figura I-7. Evolución histórica de capacidad de generación solar.....	7
Figura I-8. Capacidad instalada de generación de energía solar de los principales productores mundiales.....	7
Figura I-9. Evolución de la matriz energética argentina.....	9
Figura I-10. Evolución de la generación de energía por fuente.....	10
Figura I-11. Participación en la generación de energía eléctrica en la Argentina – Año 2010.....	10
Figura I-12. Evolución de la potencia instalada en Argentina.....	11
Figura I-13. Centrales térmicas responsables del 58% de la generación total de energía eléctrica – año 2010.....	11
Figura I-14. Evolución de la potencia instalada de generación térmica e hidráulica.....	15
Figura I-15. Parques Eólicos instalados en la Argentina.....	17
Figura II-1. Costo de generación estimado de energía eléctrica.....	24
Figura II-2. Costo marginal vs. precio de la energía.....	24
Figura II-3. Estacionalidad sobre promedio anual del consumo de energía eléctrica.....	25
Figura II-4. Consumo previsto de gas natural vs. real.....	25
Figura II-5. Consumo previsto de gas oil vs. real.....	25
Figura II-6. Consumo real de fuel oil vs. previsto.....	26
Figura II-7. Reducción de presión de reservas de Gas Natural.....	26
Figura II-8. Pronóstico de la evolución de la disponibilidad total de Gas Natural.....	27
Figura IV-1. Participación de cada uso en la demanda total de energía de Alto Río Senguerr - Año 2010.....	40
Figura IV-2. Demanda anual de energía eléctrica del Depto. de Río Senguer por localidad.....	41
Figura IV-3. Cantidad de usuarios de energía eléctrica por localidad del Depto. de Río Senguer.....	41
Figura IV-4. Demanda de energía eléctrica total y por municipio proyectada para el departamento de Río Senguer.....	45
Figura IV-5. Velocidad media de la corriente del Río Senguer.....	49
Figura IV-6. Profundidad media del Río Senguer.....	49
Figura IV-7. Histograma medio mensual del Río Senguer.....	54
Figura IV-8. Histograma medio diario anual del Río Senguer - Años 2008-2011.....	55
Figura IV-9. Curva de duración de caudales medios diarios.....	55

Figura IV-10. Distribución del costo de capital promedio de una mini central hidroeléctrica	58
Figura IV-11. Perfil del canal	59
Figura IV-12. Rendimiento de una turbina Pelton en función del caudal de diseño	67
Figura IV-13. Rendimiento de una turbina de flujo cruzado	69
Figura IV-14. Rendimiento de una turbina Francis	70
Figura IV-15. Rendimiento de turbinas Kaplan, Semikaplan y Hélice	72
Figura IV-16. Comparación del rendimiento de las turbinas más comunes	73
Figura IV-17. Elección de la turbina a utilizar	73
Figura V-1. Evolución de la potencia instalada de PAH en España	86
Figura V-2. Distribución de PAH en España	86
Figura VIII-1. Demanda de energía eléctrica de Río Mayo por tipo de usuario	93
Figura VIII-2. Demanda de energía eléctrica de Alto Río Senguer por tipo de usuario	93
Figura VIII-3. Demanda de energía eléctrica de Aldea Beleiro por tipo de usuario	94
Figura VIII-4. Demanda de energía eléctrica de Facundo por tipo de usuario	94
Figura VIII-5. Demanda de energía eléctrica de Lago Blanco por tipo de usuario	95
Figura VIII-6. Demanda de energía eléctrica de Doctor Ricardo Rojas por tipo de usuario	95

Ilustración I-1: Esquema de una central hidroeléctrica.....	13
Ilustración I-2. Grandes Centrales hidroeléctricas en la Argentina	15
Ilustración I-3. Irradiación solar media en la Argentina – Enero.....	18
Ilustración I-4. Irradiación solar media en la Argentina – Julio.....	18
Ilustración I-5. Ubicación de los proyectos de PAH en la Argentina	20
Ilustración III-1. Localización de zonas aisladas de la red de transmisión en alta tensión	30
Ilustración III-2. Zonas de mayor irradiación solar media anual	31
Ilustración III-3. Zonas con potencial de aprovechamiento de energía	31
Ilustración III-4. Existencia de ríos permanentes en la región norte del país	32
Ilustración III-5. Existencia de ríos permanentes en la región centro del país.....	32
Ilustración III-6. Existencia de ríos permanentes en la región sur del país.....	33
Ilustración III-7. Cercanía a centros poblados del Río Teuco.....	34
Ilustración III-8. Cercanía a centros poblados en la zona centro del país.....	34
Ilustración III-9. Cercanía a centros poblados en la zona sur del país	35
Ilustración III-10. Localización de la Cuenca del Río Senguer	37
Ilustración III-11: Localización del Departamento de Río Senguer	38
Ilustración IV-1. Turbina hidrocínética.....	48
Ilustración IV-2. Esquema de turbina hidrocínética.....	50
Ilustración IV-3. Esquema de una central generadora de paso	51
Ilustración IV-4. Configuración propuesta para la minicentral hidroeléctrica de paso...52	
Ilustración IV-5. Ubicación de la estación de medición Río Senguer – Nacimiento.....	53
Ilustración IV-6. Componentes de una mini central hidroléctrica	57
Ilustración IV-7. Esquema de una turbina Pelton de eje horizontal.....	66
Ilustración IV-8. Turbina Pelton de seis inyectoros	67
Ilustración IV-9. Turbina Francis.....	70
Ilustración IV-10. Esquema de transporte de energía eléctrica en el Depto. de Río Senguer.....	77
Ilustración V-1. Grupos de la turbina de la central Patala en España	87
Ilustración V-2. Grupos de la turbina de la central Ubao-Tokillo en España	88

CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN

I.1. Situación energética mundial

I.1.1. Evolución histórica de la generación de energía eléctrica en el mundo

En un mundo cada vez más globalizado e integrado, son las tendencias de los países más desarrollados las que guiarán a los países en vías de desarrollo. Todo desarrollo requiere de energía. Es la base fundamental para el crecimiento económico y social de los países, ciudades y pueblos.

Es por esto que históricamente el consumo de energía ha ido aumentando de forma exponencial de la mano de las principales fuentes de energía:

- Térmicas convencionales
 - Carbón
 - Gas Natural
 - Combustibles líquidos
- Hidráulica
- Nuclear
- Renovables

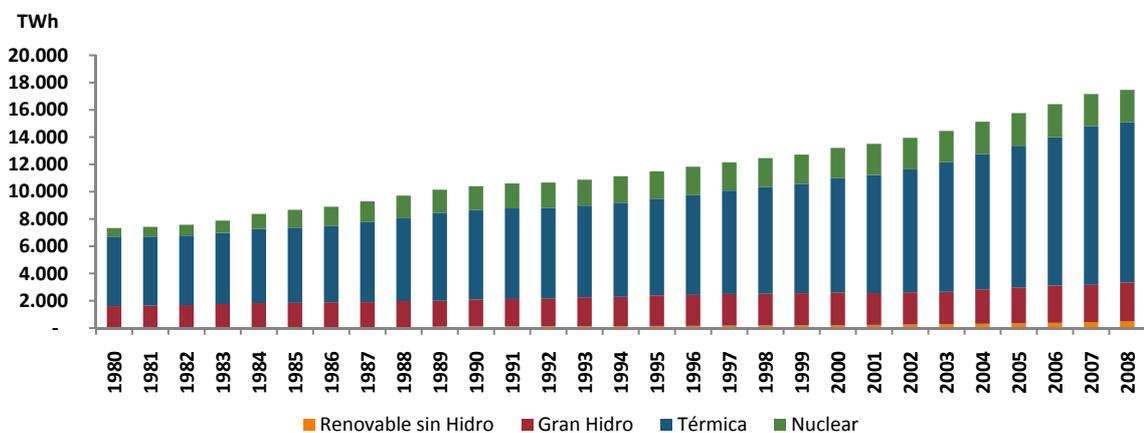


FIGURA I-1. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA POR FUENTE.

FUENTE: INTERNATIONAL ENERGY STATISTICS – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION

Las fuentes tradicionales de generación de energía fueron por muchos años los combustibles líquidos, derivados del petróleo y el carbón.

Después de la década del '70, la participación de los hidrocarburos disminuye gracias a que entre 1970 y 1980 crece rápidamente la generación de energía nuclear manteniendo desde ese entonces una participación del 13%.

Después de la década de los '80, el protagonista fue el gas natural, que aportó una generación de energía más limpia que con combustibles líquidos y carbón, además de

reducir de forma drástica los costos de transporte del combustible de las centrales térmicas.

Entre 2003 y 2008, debido a los elevados precios del combustible fósil, sumado a la cada vez mayor preocupación por el medio ambiente y las emisiones de dióxido de carbono, se ve un gran crecimiento en la participación de las energías renovables y energía nuclear.

Como se puede observar en la Figura I-2, el carbón se presenta en la actualidad como la fuente de generación de energía más utilizada en el planeta.

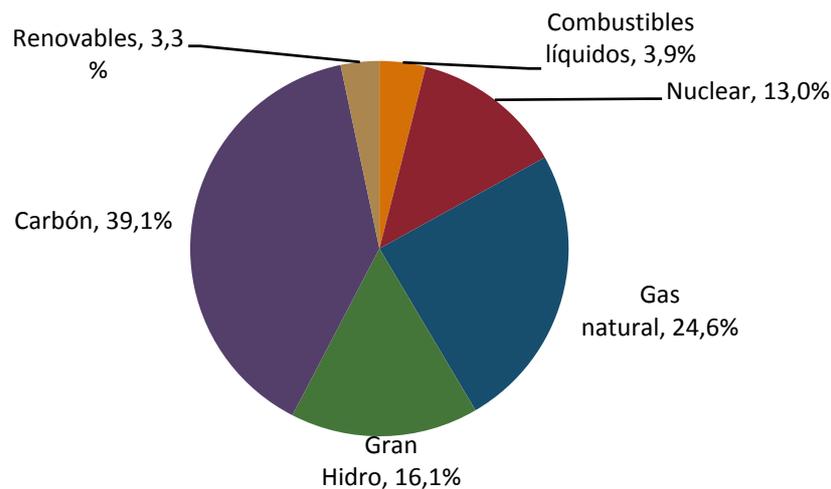


FIGURA I-2. MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MUNDIAL AÑO 2010.
FUENTE: RENEWABLES 2011 GLOBAL STATUS REPORT

I.1.2. Proyecciones del mercado energético mundial (2010 – 2030)

En la Figura I-3 se puede observar la situación actual en cuanto a generación de energía eléctrica y las proyecciones realizadas por la Energy Information Administration (EIA) para los próximos 20 años. Allí se evidencia una tendencia a la disminución en la utilización de combustibles fósiles a favor de un aumento de las energías de origen nuclear y renovable.

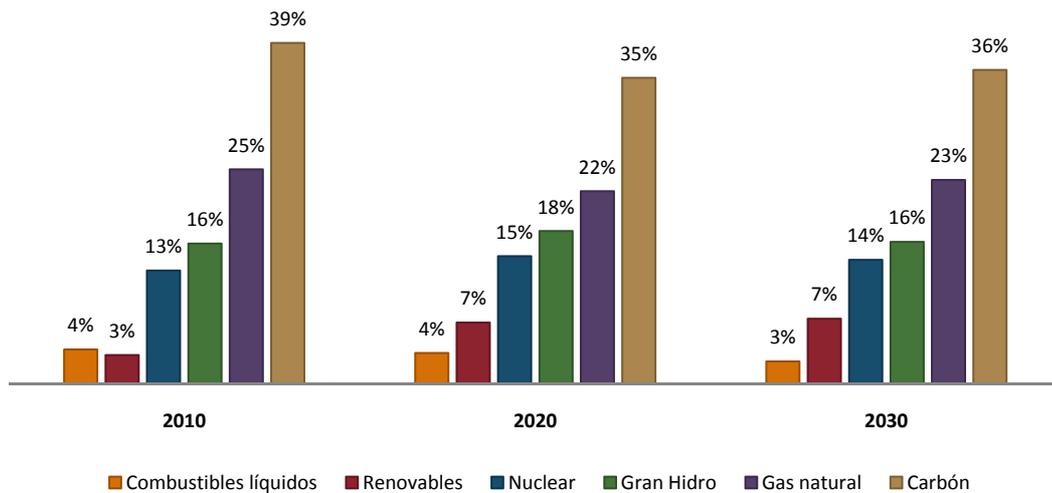


FIGURA I-3. PROYECCIONES DE LA MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL
FUENTE: INTERNATIONAL ENERGY STATISTICS – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION

Crecimiento 10 años	Combustibles líquidos	Gas natural	Carbón	Nuclear	Renovables
2000-2010	11%	28%	62%	8%	33%
2010-2020	13%	18%	10%	41%	49%
2020-2030	11%	18%	18%	22%	22%

TABLA I-1. CRECIMIENTO DE LA PARTICIPACIÓN DE CADA FUENTE DE GENERACIÓN
FUENTE: INTERNATIONAL ENERGY STATISTICS – U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION

Como se puede observar en la Tabla I-1, el crecimiento de las energías renovables excede al crecimiento de cualquier otra tecnología de generación de energía. El crecimiento de las fuentes tradicionales seguirá siendo considerable gracias a países como China e India, que al estar en un proceso de crecimiento cada vez mayor, su demanda requiere de fuentes de energía eléctrica de baja inversión como las fuentes térmicas.

Este fuerte crecimiento de las energías renovables, las convierten en el futuro de la generación de energía eléctrica, pasando a tener una participación estimada del 7,5% para 2030.

I.1.3. Energías Renovables

Siendo las energías renovables las protagonistas del futuro energético, es necesario hacer foco en este tipo de generación y en las diferentes formas de obtener energía eléctrica con fuentes renovables.

Las principales tecnologías de generación son las que se pueden observar en la Figura I-4. Combinadas las energías renovables con la hidráulica llegan a una participación del 19,4% de la producción mundial.

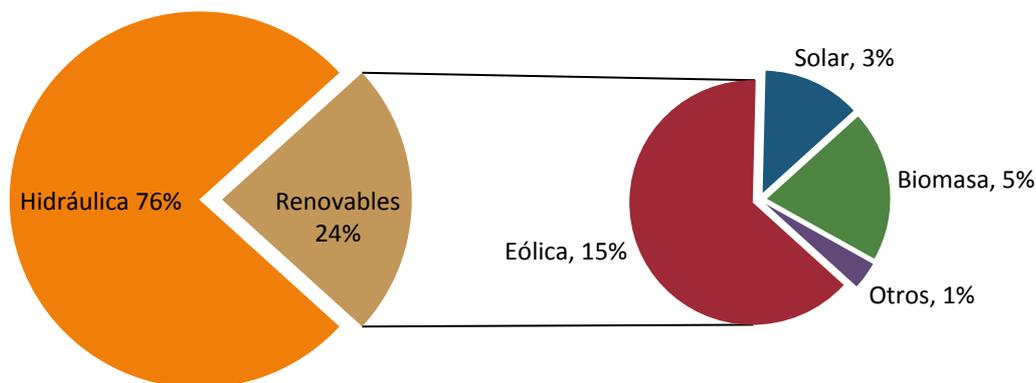


FIGURA I-4. MATRIZ DE GENERACIÓN DE ENERGÍA "LIMPIA" MUNDIAL
FUENTE: RENEWABLES 2011 GLOBAL STATUS REPORT

En el año 2010, el crecimiento de las diferentes fuentes de generación fue mayor que el promedio anual de los cinco años anteriores. Esto refuerza la hipótesis de crecimiento de las energías renovables en el mundo.

	Crecimiento anual promedio 2005 - 2010	Crecimiento anual 2010
Solar	49%	72%
Eólica	25%	27%
Geotérmica	3%	4%
Hidroeléctrica	3%	3%

TABLA I-2. CRECIMIENTO ANUAL DE CAPACIDAD INSTALADA RENOVABLE (2005-2010)
FUENTE: RENEWABLES 2011 GLOBAL STATUS REPORT

En la Tabla I-3 se puede ver una comparación cualitativa de las principales tecnologías de generación renovables. Nótese que si bien la generación geotérmica está más difundida que la hidráulica, se la deja fuera del análisis por no ser suficientemente extensiva en cuanto a la posibilidad de utilización en diferentes lugares del mundo.

	Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos	Eólico (terrestre)	Eólico (marino)	Solar
Densidad de Energía	1.000 veces superior al eólico	Bajo	Moderado	Bajo
Predictibilidad	100%	Bajo; depende de la locación	Moderado	Bajo, dependiendo de la locación
Factor de utilización	95% - 100%	25%-35%	25%-35%	10% - 20%
Impacto visual	Mínimo	Moderado	Bajo	Mínimo
Potencial de locaciones	Ilimitado	Limitado	Moderado	Extenso para baja potencia; Limitado para grandes generaciones
Costo por KWh	Bajo	Moderado	Alto	Muy alto

TABLA I-3. COMPARACIÓN CUALITATIVA DE LAS PRINCIPALES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN RENOVABLES
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

I.1.3.1. Energía Eólica

En 2010 este tipo de energía renovable tuvo el mayor crecimiento del rubro, aumentando la capacidad en 39 GW, llevando el total a 198 GW. Se puede observar en la Figura I-5 la tasa de crecimiento cada vez mayor, lo que muestra la gran expansión que esta tecnología presenta.

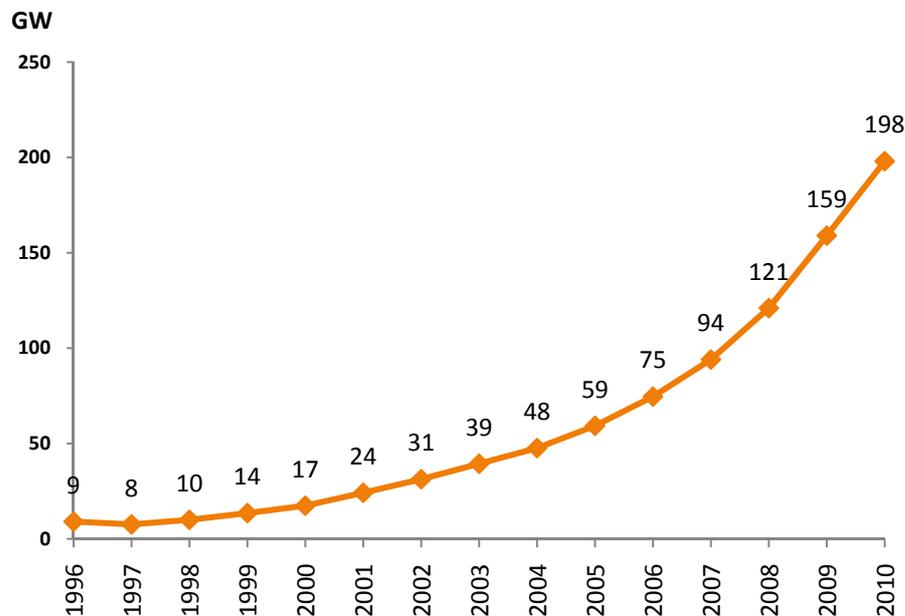


FIGURA I-5. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN EÓLICA
FUENTE: RENEWABLES 2011 GLOBAL STATUS REPORT

Los siguientes cinco países son los mayores generadores de energía eólica del mundo, los cuales aumentaron su capacidad instalada en el año 2010 según se indica en la Figura I-6.

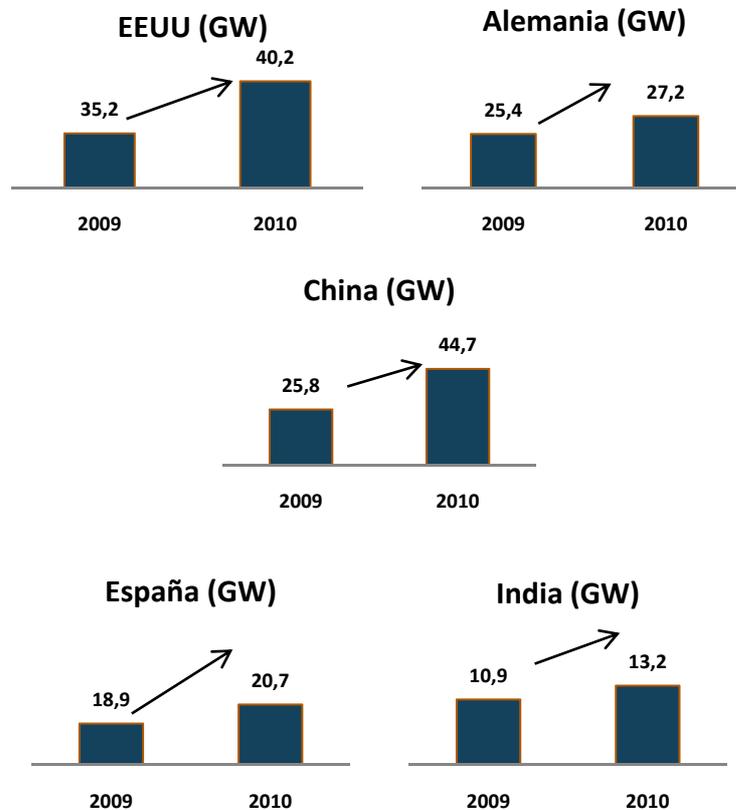


FIGURA I-6. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA DE LOS PRINCIPALES PRODUCTORES MUNDIALES

FUENTE: RENEWABLES 2011 GLOBAL STATUS REPORT

Liderados por China (+19 GW), fueron los países en vías de desarrollo los responsables de la mayor parte del aumento de capacidad mundial. Esto se debe al efecto de la crisis mundial en los países más desarrollados. Se trata de un gran cambio, ya que en los años previos a la crisis eran los países desarrollados quienes aportaban el 90% del incremento en capacidad eólica (REN21, 2011).

Alemania fue líder en inversiones en Europa, mientras que China destronó a EEUU y es el país con mayor potencia instalada de energía eólica del mundo.

Entre las principales características de la energía eólica, podemos destacar:

- Energía limpia e ilimitada
- Aplicable en zonas de vientos constantes
- Inversión considerable
- Pocos gastos operativos
- Requiere adecuado mantenimiento

I.1.3.2. Energía Solar

La generación de energía solar es la que más rápido ha crecido, estando presente en más de cien países. En los últimos años se vio impulsada por una fuerte disminución de costos gracias a avances tecnológicos.

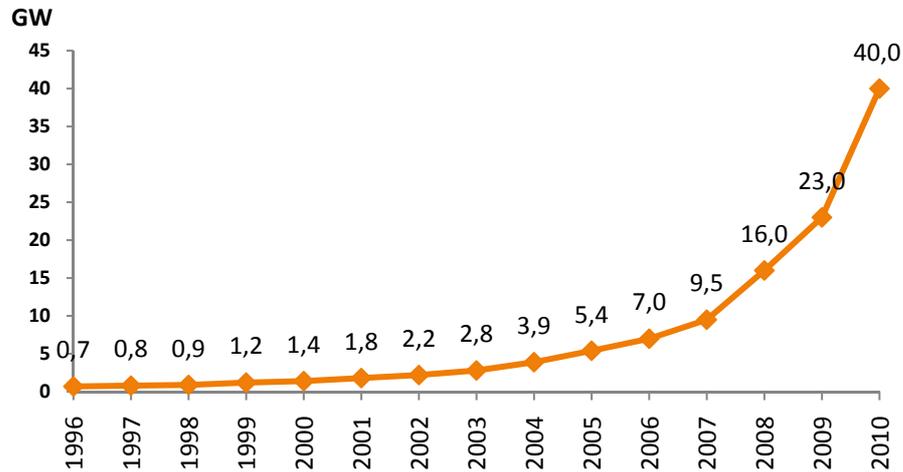


FIGURA I-7. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN SOLAR
FUENTE: RENEWABLES 2011 GLOBAL STATUS REPORT

Los siguientes cinco países son los mayores generadores de energía solar del mundo, los cuales aumentaron su capacidad instalada en el año 2010 según se indica en la Figura I-8.

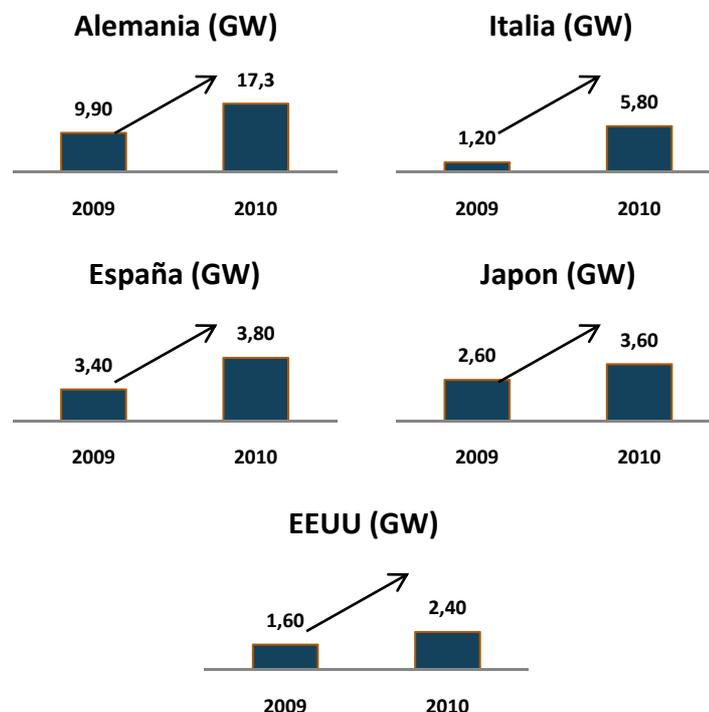


FIGURA I-8. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR DE LOS PRINCIPALES PRODUCTORES MUNDIALES
FUENTE: RENEWABLES 2011 GLOBAL STATUS REPORT

Europa acapara el 80% de la capacidad de generación de energía solar y 13,2 de los 17 GW de incremento de potencia en 2010. En Alemania, la energía solar creció más este último año que lo que viene creciendo anualmente en todo el mundo los años anteriores (REN21, 2011).

Entre las principales características de la energía solar, podemos destacar:

- Alto costo de inversión
- Generación no constante (día/noche)
- Energía limpia e ilimitada
- Bajo costo operativo
- Requiere desarrollo tecnológico para reducir costos

I.1.3.3. Pequeños aprovechamientos

Los pequeños aprovechamientos también juegan un rol importante en la generación de energía en el mundo. En 2010, un cuarto de la inversión en energías renovables fue destinada a proyectos de pequeña envergadura (REN21, 2011). La mayor parte de esta inversión se hizo en el rubro de la energía solar, sobre todo en países donde se utiliza el sistema feed-in-tariff.

Estos pequeños proyectos son muy usuales en zonas rurales donde el acceso a los servicios básicos es limitado. Es en estas zonas donde las energías renovables dan una solución que no pueden dar las formas de generación tradicionales. Se suelen utilizar sistemas de energía solar, mini-hidráulica, biomasa y hasta pequeños generadores de energía eólica.

Un problema usual es que los costos de transportar energía eléctrica a lugares alejados y remotos son muy elevados, impidiendo el desarrollo de comunidades del interior de los países. El acceso a la energía está directamente relacionado con el crecimiento económico de una sociedad. En un país tan extenso como la Argentina es usual que esto ocurra y es por eso que una posible solución para este problema es el desarrollo de energías renovables regionales.

Un país que está desarrollando este concepto es India, que hoy en día es el mayor generador de energía eléctrica por medio de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos con una potencia instalada total de 300 MW (REN21, 2011). Los efectos del desarrollo que generan estos proyectos para una sociedad se ven reflejados en el caso de la India advirtiendo la instalación de 20 empresas fabricantes de equipamiento para estas mini-centrales.

En este nuevo concepto de energía rural, la energía solar se suele utilizar para uso individual (cada vivienda con su generador). Por otro lado, para suministrar energía a más usuarios a la vez se suelen realizar pequeños sistemas eléctricos que combinan diversos tipos de generación renovables (eólica, solar, mini-hidráulica, etc.). La baja

constancia de estas tecnologías en la generación obliga a que si se quiere brindar un servicio sin interrupciones, es necesario utilizar baterías o un generador diesel auxiliar.

I.2. Matriz energética Argentina

I.2.1. Evolución de la composición de generación de energía en Argentina

El crecimiento de la demanda de energía requiere que haya una estructura generadora capaz de satisfacerla.

En la Argentina, la generación de electricidad tuvo siempre una fuerte participación de energía hidroeléctrica, aunque en los últimos 20 años la capacidad de generación de este tipo de fuente creció muy poco. La creciente necesidad de energía fue satisfecha por la inversión en fuentes de generación térmica (combustibles líquidos, gas natural, carbón). También se observa en estos últimos 20 años una disminución de la participación de energía nuclear. Hacia 1992 la participación de esta tecnología era cercana al 15% mientras que hoy en día es de tan solo el 6%.

A finales de la década del '90 empezó a surgir la necesidad de generar energía no solo de manera limpia sino que también renovable. Debido a las grandes inversiones que implican, estas tecnologías de generación no prosperaron hasta el día de hoy. En la Figura I-10 se puede observar un crecimiento promedio del 4% anual.

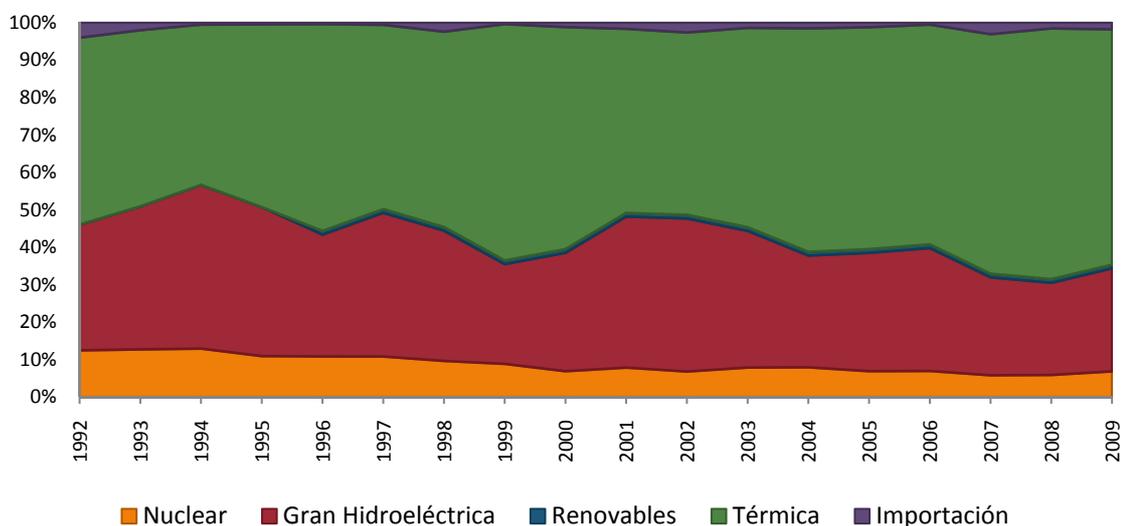


FIGURA I-9. EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE CAMMESA Y WORLD DATA BANK

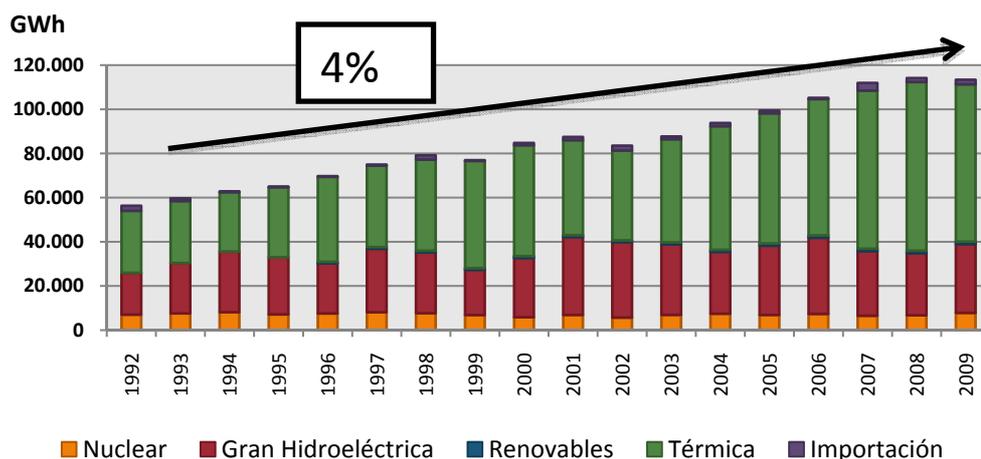


FIGURA I-10. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA POR FUENTE
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE CAMMESA Y WORLD DATA BANK

I.2.2. Composición de generación de energía en Argentina en el año 2010

En el año 2010 la generación de energía eléctrica estuvo alrededor de los 115.000 GWh.

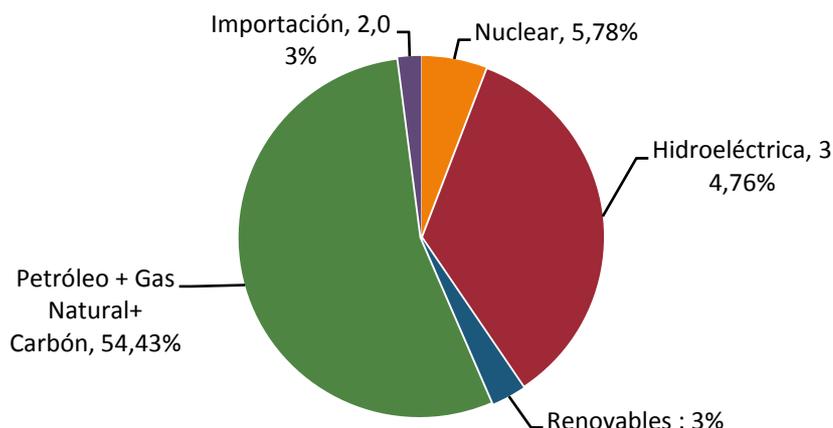


FIGURA I-11. PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA ARGENTINA – AÑO 2010
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE CAMMESA Y WORLD DATA BANK

Como se puede observar en la Figura I-11, la generación de energía eléctrica en Argentina tiene dos grandes pilares: uno de ellos es la generación por fuentes del tipo térmico (54% - 63.000 GWh) y el otro es la generación de energía Hidroeléctrica (433% - 40.000 GWh).

En la década del '90, se estimaba que una matriz energética equilibrada y conveniente para el país estaba compuesta en un 50% de participación de las fuentes de generación térmica, un 45% hidráulica y un 5% nuclear (Academia Nacional de Energía - Instituto de Energía, 2011). Esto se asemeja a la matriz energética actual, sin embargo, luego de 10 años el ideal de matriz energética equilibrada puede haber cambiado. Los avances

tecnológicos en el rubro de las energías renovables, la volatilidad en el mercado de los hidrocarburos y la tendencia al cuidado del medioambiente son motivos suficientes para replantearse esta matriz.

La capacidad instalada actual en Argentina es de 28.660 MW y ha crecido a un ritmo del 4% anual en los últimos 20 años.

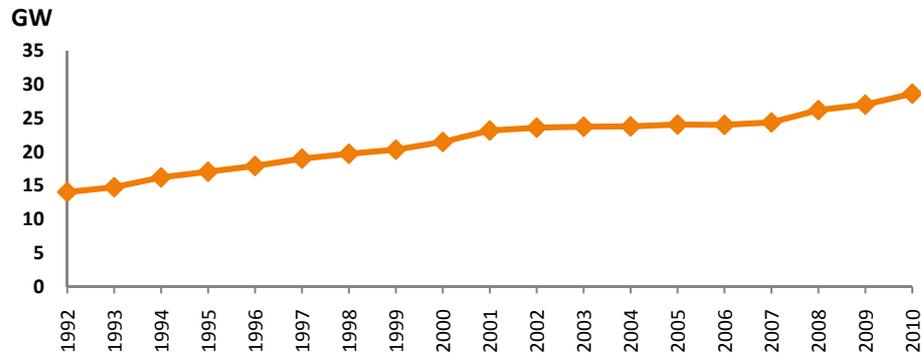


FIGURA I-12. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA EN ARGENTINA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE CAMMESA, WORLD DATA BANK Y REN21

I.2.2.1. Generación térmica

En términos energéticos la Argentina es altamente dependiente de los hidrocarburos, en especial del gas natural. Tal es así que más del 50 % de la producción de energía proviene de la generación por fuentes térmicas. Esta dependencia de los hidrocarburos fue profundizándose año tras año y sin embargo la producción petrolera viene disminuyendo desde 1998, acumulando una contracción del 26,2%. En el caso del gas natural la reducción entre 2004 y 2009 fue del 7 % (de 143 MMm3 a 132 MMm3) (Academia Nacional de Energía - Instituto de Energía, 2011).

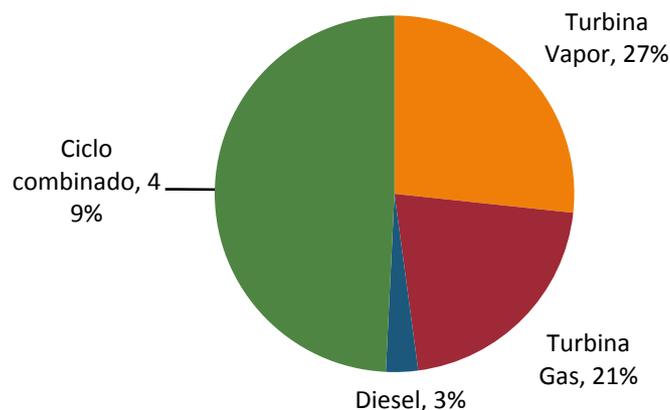


FIGURA I-13. CENTRALES TÉRMICAS RESPONSABLES DEL 58% DE LA GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA – AÑO 2010
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE CAMMESA

Como se puede observar en la Figura I-13, el gas natural es el combustible predominante a la hora de generar energía eléctrica. Si bien no es una fuente de energía renovable, se la considera una fuente de energía limpia, por el bajo nivel de emisiones de dióxido de carbono en relación a la energía generada.

En cuanto a participación del gas en la matriz energética, Argentina ocupa el segundo lugar a nivel mundial, detrás de Rusia (Academia Nacional de Energía - Instituto de Energía, 2011). En países más desarrollados este porcentaje es bastante menor:

- Brasil : 9%
- Estados Unidos: 22%
- Europa: 25%

Hay dos características que hacen de esta tecnología de generación una opción muy atractiva:

- Baja inversión inicial
- Alta eficiencia (35% para vapor y 60% ciclo combinado)
- Gran adaptación a fluctuaciones de demanda: rapidez y flexibilidad a la hora de que entren y salgan de operación

Las principales usinas de generación de la Argentina son:

- Endesa Costanera
- Mendoza
- Central Puerto
- Central San Nicolás
- Patagónicas
- Güemes
- Sorrento
- Del Litoral
- Central Dique
- Dock Sud
- Del NOA
- Del NEA

I.2.2.2. Nuclear

La energía nuclear aprovecha la energía liberada en la reacción de fisión de núcleos de átomos de Uranio o Plutonio para generar vapor a presión. Luego, este vapor se expandirá en una turbina la cual está acoplada al eje de un generador el cual genera la energía eléctrica que se inyecta a la red.

La Argentina cuenta con tres centrales nucleares actualmente:

- La Central Nuclear Atucha I, situada en la localidad de Zárate, Provincia de Buenos Aires. Cuenta con una potencia eléctrica de 357 MW. Se encuentra en funcionamiento desde el año 1974.

- La Central Nuclear Atucha II, situada en la localidad de Zárate, Provincia de Buenos Aires. Cuenta con una potencia eléctrica de 692 MW. Fue inaugurada en septiembre de 2011 y se prevé que suministre su plena potencia al Sistema Interconectado Nacional a partir de mediados de 2013.
- La Central Nuclear Embalse, situada en el Embalse del Río Tercero, Provincia de Córdoba. Cuenta con una potencia eléctrica de 648 MW. Se encuentra en funcionamiento desde el año 1984.

Con las centrales Atucha I y Embalse en funcionamiento, durante el año 2010, la participación de la energía nuclear en la generación del país fue de aproximadamente 6%. Se espera que cuando entre en funcionamiento Atucha II se incremente este valor en un 2% aproximadamente.

En la actualidad, se está desarrollando un prototipo de 27 MW de reactor nuclear denominado CAREM, diseñado y construido en el país.

I.2.2.3. Hidroeléctrica

Argentina es un país con una gran cantidad de ríos situados a lo largo de todo el territorio. Es por esto que el 35% de la generación eléctrica proviene de esta fuente. Esto la convierte en la fuente más grande de generación de energía limpia del país, llegando a alrededor de 40.000 GWh de energía al año.

La energía se obtiene a partir de la diferencia de altura entre un reservorio superior y otro inferior, transformando esa energía potencial en energía mecánica por medio de turbinas. Esa energía mecánica se traducirá en energía eléctrica por medio de un alternador acoplado al eje de la turbina.

Para poder asegurar continuidad en el suministro es muy importante lograr tener un reservorio lo suficientemente grande como para apalear diferencias en la hidraulicidad de cada año. Es por esto que son necesarios grandes embalses donde poder encausar un volumen mínimo de agua durante todo el año.

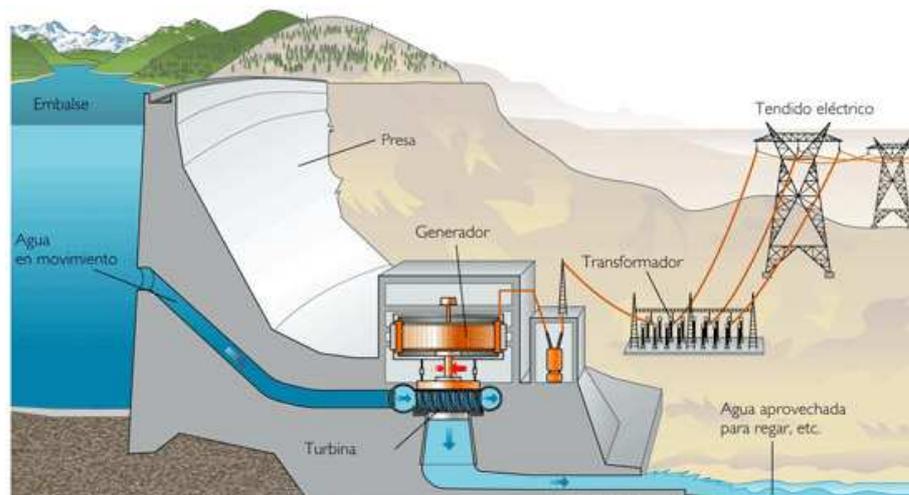


ILUSTRACIÓN I-1: ESQUEMA DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
FUENTE: UTIOPÍA ECOLÓGICA - WWW.RENOVABLES-ENERGÍA.COM

Estas centrales tienen grandes ventajas sobre las fuentes de generación tradicionales:

- Bajos costos operativos (no hay costo de combustible)
- Tecnología de generación limpia
- Recurso combustible inagotable (agua)
- Larga vida útil
- Recursos y mano de obra nacionales
- Da posibilidad de obtener beneficios adicionales tales como riego y agua potable

Como toda tecnología de generación, tiene sus desventajas:

- Mayores períodos de estudio y construcción
- Mayor inversión inicial
- Impacto ambiental: se deben inundar grandes regiones
- Posible relocalización de poblaciones

Este tipo de tecnología de generación eléctrica tiene la característica de requerir una gran inversión inicial, para luego tener un costo operativo bajo. Es por esto que es fundamental para este tipo de proyectos contar con financiación adecuada y una política energética a largo plazo.

La energía hidroeléctrica tiene la característica de que dependiendo de si es un año de alta o baja hidraulicidad, dado por lluvias en la región, el valor de la participación en la matriz energética varía entre 25 y 45 %. Para años de hidraulicidad media la participación es de 35% (Academias Nacionales de Ingeniería, Ciencias Económicas y Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, 2011).

La capacidad hidroeléctrica instalada es de 10.176 MW, mitad concentrado en cuatro grandes centrales hidroeléctricas.

Central	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Energía Media Anual (GWh)
Piedra del Águila	Neuquén	1.400	6.018
El Chocón	Neuquén	1.200	3.049
Yacyreta	Corrientes	1.050	6.272
Alicurá	Neuquén	1.020	2.559
Salto Grande (mitad argentina)	Entre Ríos	945	5.313
Río Grande	Córdoba	750	388
Planicie Banderita	Neuquén	450	2.023
Futaleufú	Chubut	448	3.111

TABLA I-4. GRANDES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA ARGENTINA
FUENTE: ENERGÍAS RENOVABLES 2008 – PAH (SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN)



ILUSTRACIÓN I-2. GRANDES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN LA ARGENTINA
FUENTE: ENERGÍAS RENOVABLES 2008 – PAH (SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN)

Debido a las políticas energéticas de los últimos 10 años, el crecimiento de esta capacidad se estancó y las necesidades energéticas del país fueron cubiertas por fuentes de energía térmica.

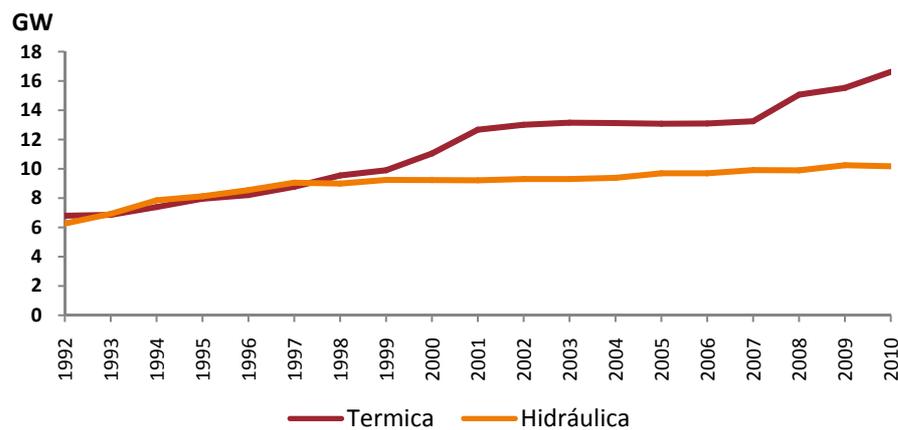


FIGURA I-14. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTAÑADA DE GENERACIÓN TÉRMICA E HIDRÁULICA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE CAMMESA

Central	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Energía Media Anual (GWh)
Corpus Christi (Argentina - Paraguay)	Misiones	2.880	9.500
Garabi (Argentina - Brasil)	Corrientes	1.152	2.735
Cóndor CLIFF-La Barrancosa	Santa Cruz	1.740	5.000
Chihuido	Neuquén	637	1.750
Aña Cua	Corrientes	280	1.710
Caracoles	San Juan	125	715
Los Blancos 1	Mendoza	324	900
Los Blancos 2	Mendoza	119	389
Portezuelo del viento	Mendoza	90	951
Punta Negra	San Juan	62	296
Panambí	Misiones	1.048	2.985
Yaciretá (incremento a cota de proyecto)	Corrientes		3.000

TABLA I-5. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS EN ESTUDIO Y CONSTRUCCIÓN EN LA ARGENTINA
FUENTE: ENERGÍAS RENOVABLES 2008 – PAH (SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN)

En caso de que se concreten todos los proyectos que figuran en la Tabla I-5, el incremento de potencia hidroeléctrica sería de 8.500 MW, lo que significaría un incremento de energía media anual de 30.000GWh.

I.2.2.4. Energías Renovables

Argentina, por su gran extensión y diversidad geográfica, es un país con posibilidad de generar gran parte de la electricidad que demanda con fuentes renovables. El gran potencial que tiene el país se ve contrastado con la complejidad de interconectar tamaña extensión territorial.

Eólica

En la Figura I-15 se observan algunos datos de los parques eólicos en la República Argentina. Juntos llegan a una potencia instalada total de 27,7 MW.

LOCALIDAD	PROVINCIA	PUESTA EN SERVICIO	POTENCIA TOTAL (kW)	DETALLE DE MAQUINAS	MARCA Y MODELO	VELOCIDAD MEDIA ANUAL (m/s)	PROPIETARIO/ OPERADOR	OBSERVACIONES
RIO MAYO	CHUBUT	?/2/90	120	4 x 30 kW	AEROMAN 30kW	8,2	DGSP. Pcia. Chubut	FUERA DE SERVICIO ¹
COMODORO RIVADAVIA	CHUBUT	19/1/94	500	2 x 250 kW	MICON M530	9,4	PECORSA	P.E. "COMODORO RIVADAVIA"
CUTRAL CO	NEUQUEN	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	
PICO TRUNCADO	SANTA CRUZ	8/5/95	1000	10 x 100 kW	VENTIS 20-100	9,6	Municipalidad de Pico Truncado	DESMANTELADO
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	COAGUA Coop. Ltda.	
COMODORO RIVADAVIA	CHUBUT	12/9/97	6000	8 x 750 kW	NEG-MICON NM750/44	9,4	SCPL Com. Riv.	P.E. "ANTONIO MORÁN"
MAYOR BURATOVICH	BUENOS AIRES	22/10/97	1200	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	P.E. "HERCULES"
PUNTA ALTA (BAJO HONDO)	BUENOS AIRES	10/12/98	1800	3 x 600 kW	AN BONUS 600 kW/44	7,8	Coop. eléctrica de Punta Alta	P.E. "CENTENARIO"
CLAROMECO	BUENOS AIRES	26/12/98	750	1 x 750 kW	NEG-MICON NM750/48	7,3	Coop. eléctrica de Claromeco	
PICO TRUNCADO	SANTA CRUZ	5/3/01	2400	4 x 600 kW	ENERCON (Wobben) E-40	10,3	Municipalidad de Pico Truncado	P.E. "JORGE ROMANUTTI"
COMODORO RIVADAVIA	CHUBUT	10/01	10560	16 x 660 kW	GAMESA G-47	9,4	SCPL Com. Riv.	P.E. "ANTONIO MORÁN"
GRAL. ACHA	LA PAMPA	11/02	1800	2 x 900 kW	NEG-MICON NM900/52	7,2	COSEGA Ltda.	
	POTENCIA TOTAL ² A:	12/05	27760					

FIGURA I-15: PARQUES EÓLICOS INSTALADOS EN LA ARGENTINA

FUENTE: SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN

La Argentina se caracteriza por tener gran intensidad y constancia de vientos en la Patagonia, donde la velocidad promedio del viento es de 9 m/s, mientras que el promedio europeo es de 7 m/s. El potencial eólico de la Patagonia se ubica entre 6 y 10 GW (entrevista publicada en internet a Carlos Davidson, Gerente de Relaciones Institucionales de Enarsa S.A.). Hay que tener en cuenta que el factor de capacidad en la Patagonia es del 45% (según datos de la Cámara Argentina de Energías Renovables). Esto quiere decir que puede producir energía, a valores nominales, el 45% del tiempo, mientras que en la mayoría de los lugares en Europa, donde la energía eólica está muy desarrollada, este factor de capacidad es de apenas el 25%.

El gran inconveniente es que por estar tan alejada, sería muy costoso transportar esta energía hasta los centros de consumo del centro y del norte del país.

En la actualidad existen dos proyectos de promoción de generación eólica: "Vientos de la Patagonia 1" y "Vientos de la Patagonia 2". El primero se encuentra hoy en día en ejecución con la primera etapa finalizada (instalación y homologación comercial de dos prototipos). La segunda etapa consiste en la instalación de un parque de 60 MW. Vientos de la Patagonia 2 se encuentra en etapa de planeamiento.

Solar

Según los datos publicados en 2004 por el GERSolar, donde se midió la radiación solar media mensual en el país, se desprende que la Argentina dispone, en una buena parte del territorio, niveles interesantes de energía solar. Durante el mes de enero se presenta en todo el país una radiación solar alta, en particular en las regiones andinas y subandinas desde Jujuy a Neuquén, pero es solo en el norte del país donde se mantiene una radiación media durante el invierno.



ILUSTRACIÓN I-4. IRRADIACIÓN SOLAR
MEDIA EN LA ARGENTINA – JULIO
FUENTE: GERSOLAR



ILUSTRACIÓN I-3. IRRADIACIÓN SOLAR MEDIA
EN LA ARGENTINA – ENERO
FUENTE: GERSOLAR

Debido a la alta inversión que requiere esta tecnología, se utiliza mayormente a muy pequeña escala para energizar viviendas o escuelas aisladas.

En cuanto a centrales fotovoltaicas conectadas al Sistema Interconectado Nacional, se puede identificar la construida en el marco del Proyecto Solar San Juan, de 1,2 MW.

Según datos de Enarsa, se prevé la instalación total de 20 MW conectados a la red en el corto plazo.

Para fomentar este crecimiento se promulgó la ley 26.190/60 que prevé un beneficio de 0,90 \$ por cada kWh generado por energía solar.

Pequeños aprovechamientos hidroeléctricos

La Argentina cuenta con una gran cantidad de ríos distribuidos a lo largo de todo su territorio. En algunos de ellos es posible construir grandes centrales hidroeléctricas, mientras que en otros, por las condiciones naturales del río, no lo es. Es en estos casos en los cuales es posible aprovechar la energía hidráulica a través de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

Según la Secretaría de Energía de la Nación en Argentina existen 37 pequeñas centrales hidroeléctricas en funcionamiento, con una potencia en conjunto de 209 MW y una generación anual igual a 1,2% de la generación total del país. Eso representa poco menos del 50% de la generación total de energías renovables.

Los principales PAH son:

Central	Provincia	POTENCIA NOMINAL (kW)	GENERACION ANUAL (MWh)
Pueblo viejo	TUCUMAN	15.000	57.602
PIEDRAS MORAS	CORDOBA	6.300	42.285
FITZ SIMÓN	CORDOBA	10.800	57.800
LOS QUIROGA	S. ESTERO	2.000	11.309
SALTITO II	MISIONES	640	2.525
PUERTO MORENO (Bariloche)	RIO NEGRO	360	459
RIO PICO	CHUBUT	180	992
VALLE GRANDE	JUJUY	48	112
Total		35.328	173.084

TABLA I-6. PRINCIPALES PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS EN LA ARGENTINA
FUENTE: ENERGÍAS RENOVABLES 2008 – PAH (SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN)

Un estudio realizado recientemente por la Secretaría de Energía de la Nación revela la existencia de 116 proyectos de PAH, de los cuales 10 se encuentran en nivel de “Anteproyecto”, 13 en nivel de prefactibilidad y 12 en un nivel de desarrollo preliminar.

ESTADO	CANTIDAD	POTENCIA NOMINAL (kW)
En funcionamiento	37	209600
En proyecto	116	435000
Fuera de servicio	43	53000
No se logró documentación	61	-
Potencial TOTAL		697600

TABLA I-7. INVENTARIO DE PAH EN PROYECTO EN LA ARGENTINA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN

Estos 116 proyectos sumarían en funcionamiento, una potencia total de 435MW y una energía media anual del orden de 1.778GWh. De esta manera se llegaría a generar un suministro equivalente al 2,7% de la demanda actual del país.



ILUSTRACIÓN I-5. UBICACIÓN DE LOS PROYECTOS DE PAH EN LA ARGENTINA
FUENTE: ENERGÍAS RENOVABLES 2008 – PAH (SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN)

I.2.3. Targets y proyecciones

La Argentina se comprometió por medio de la Ley 26.190/06 a llegar a 2016 con una matriz energética equilibrada y con una participación de energías renovables del 8%. Una vez alcanzado este objetivo, como mínimo deberá mantenerse para los años siguientes.

Además para lograr una matriz energética equilibrada, se deberá revertir el crecimiento de las centrales térmicas promocionando al mismo tiempo la generación de energía hidroeléctrica para así llegar a un 40% de participación en un año de hidraulicidad media. Equilibrar y diversificar la matriz energética le dará mayor confiabilidad al suministro energético del país.

En números esto significa:

GWh	Gen. Total	Renovables	Hidroeléctrica
2010	115.000	3.450	40.000
2016	145.500	11.640	58.200
2025	207.109	16.569	82.843

TABLA I-8. PROYECCIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN SEGÚN METAS FIJADAS
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A LEY 26.190/06

Como se observa, alcanzar estos targets implica duplicar en los próximos 15 años la generación de energía hidráulica y quintuplicar la de renovables.

En la Tabla I-5 se observa que según los proyectos actualmente en consideración la generación de energía hidráulica llegaría a aproximadamente 70.000GWh/año. Esto suponiendo el mejor de los casos, en que todos los proyectos son llevados a cabo.

CAPÍTULO II. PROBLEMÁTICA DEL SISTEMA ENERGÉTICO ACTUAL

Existe una problemática de base y ésta es que en la Argentina el costo de la energía es superior al precio que se paga por ella. El precio de la electricidad al consumidor está regulado muy por debajo del costo de generación. Esto lleva a que el Estado deba subsidiar a las empresas generadoras de energía. La dependencia de los subsidios del Estado trae aparejada la falta de inversiones de las empresas generadoras y el poco interés para que ingresen nuevos inversores. Adicionalmente esto trae un impacto social muy grande, ya que las zonas con menor desarrollo del país son las que más caro deben pagar por la energía eléctrica.

El bajo precio que se paga por la electricidad es fijado por el Estado, por lo que dependerá de la política de estado vigente.

En el caso de los altos costos de generación de esta electricidad, podemos identificar algunos aspectos que los explican:

- Generación altamente dependiente de los hidrocarburos
- Gas Natural: fuente de electricidad y calefacción
- Gas Natural: reservas e importación
- Alta participación de ciclos Diesel fuera del Sistema Interconectado Nacional

II.1. Generación altamente dependiente de los hidrocarburos

Más de la mitad de la electricidad consumida es generada por centrales térmicas que utilizan hidrocarburos para generar energía. Esta alta dependencia de los hidrocarburos, genera una matriz energética desequilibrada, lo cual deja a los costos de generación vulnerables ante los cambios del mercado.

El contexto de volatilidad de precios de los combustibles fósiles sumado a la disminución en la producción nacional de petróleo y gas natural que se viene observando en los últimos años y agravado por la política de gobierno de establecer un precio “fijo” para la energía, son factores que hacen que se deba replantear la estrategia de abastecimiento de energía eléctrica del país.

De esta manera se observa que los costos de generación son muy volátiles y los precios no acompañan las subas o bajas de estos costos. Los costos de generación de energía eléctrica a través de fuentes térmicas tienen la característica de tener al combustible como responsable de más del 70% del costo. Esto quiere decir que el costo de generación dependerá en forma casi directa del precio del combustible.

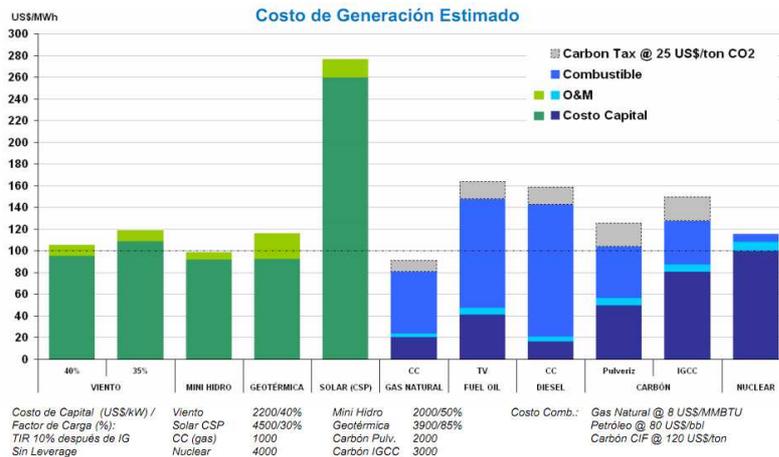


FIGURA II-1. COSTO DE GENERACIÓN ESTIMADO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
FUENTE: CONGRESO DE PRODUCCIÓN DEL BICENTENARIO “EL DESAFÍO DE PRODUCIR MÁS ENERGÍA”

En cuanto a los precios de importación, en 2010 se importó gas natural licuado a más de 10 u\$s/MMBTU y por gasoducto desde Bolivia a 7u\$s/MMBTU. Al productor local se le remuneró solo 2 u\$s/MMBTU mientras que el consumidor residencial pagó menos de 1u\$s/MMBTU. Esto es sostenible gracias a crecientes subsidios del Estado.

En un país donde el precio de la energía al usuario no puede variar, aun teniendo una gran volatilidad en los costos, el modelo de negocios deja de ser previsible y el riesgo crece.



FIGURA II-2. COSTO MARGINAL VS. PRECIO DE LA ENERGÍA
FUENTE: CAMMESA

II.2. Gas natural: fuente de electricidad y calefacción

En la Argentina existe una fuerte dependencia del gas natural no sólo en lo que hace a generación de energía eléctrica, sino que también es el combustible usado para

calefacción en invierno. Es por esto que el consumo de gas natural para la generación de electricidad disminuye en invierno, ya que la prioridad es abastecer la demanda residencial.

Al mismo tiempo sucede que es en el invierno cuando más electricidad es demandada.

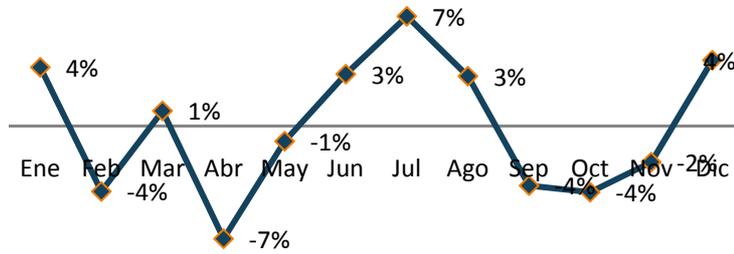


FIGURA II-3. ESTACIONALIDAD SOBRE PROMEDIO ANUAL DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE CAMMESA

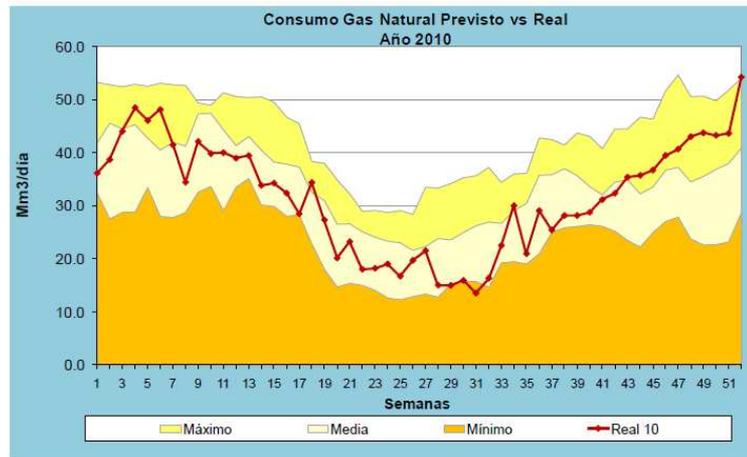


FIGURA II-4. CONSUMO PREVISTO DE GAS NATURAL VS. REAL
FUENTE: CAMMESA

Como el servicio eléctrico es no interrumpible, este gas natural debe remplazarse por otro combustible. Para ella se utiliza el Fuel Oil y el Gas Oil.

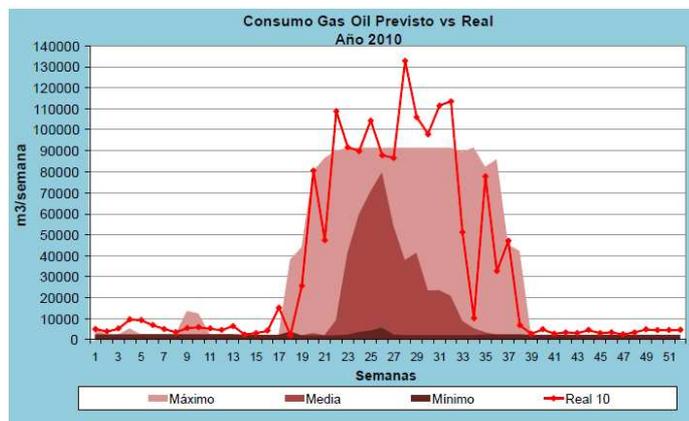


FIGURA II-5. CONSUMO PREVISTO DE GAS OIL VS. REAL
FUENTE: CAMMESA

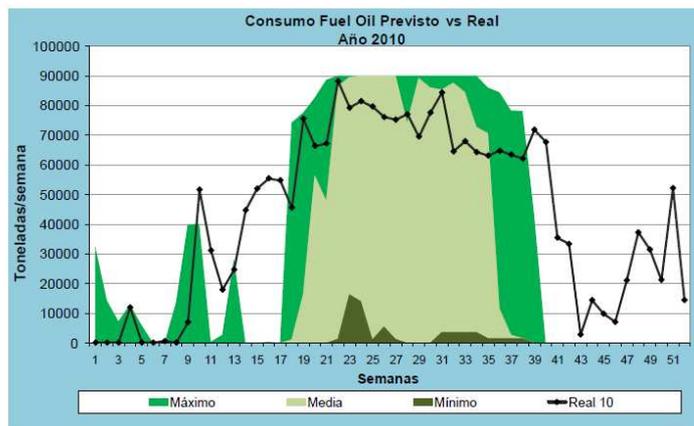


FIGURA II-6. CONSUMO REAL DE FUEL OIL VS. PREVISTO
FUENTE: CAMMESA

Esto lleva a que el costo de generación de energía en esos meses sea muy alto, lo que implica un mayor subsidio del Estado para mantener esta oferta de energía. Además, la utilización de estos combustibles líquidos implicará un mayor deterioro de las máquinas, disminuyendo su vida útil.

II.3. Gas natural: reservas e importación

Las reservas de gas se dividen en tres tipos, de alta, media y baja presión. En los últimos años la presión sufrió cambios importantes: esto denota la madurez de los yacimientos en operación y la consecuente disminución del volumen producido.

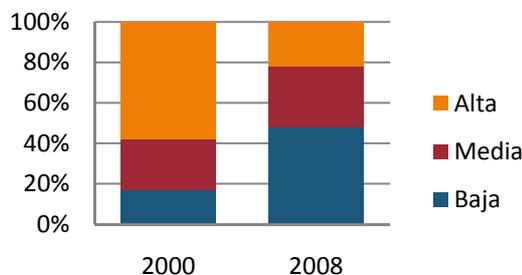


FIGURA II-7. REDUCCIÓN DE PRESIÓN DE RESERVAS DE GAS NATURAL
FUENTE: CONGRESO DE PRODUCCIÓN DEL BICENTENARIO “EL DESAFÍO DE PRODUCIR MÁS ENERGÍA”

Según un estudio realizado para el “Congreso de Producción del Bicentenario” el nivel de reservas de gas se redujo significativamente en los últimos 20 años. En 1993 los años de reserva eran de 19,4 siendo actualmente de 7 años.

Asimismo, la brecha entre la producción y el consumo en 2004 era de 18 miles de millones de m³ y en el año 2010 tan solo 2 MMm³. No se debe ignorar esta tendencia ya que impacta directamente en la importación de gas.

Actualmente existe un acuerdo comercial con Bolivia para importar gas hasta el año 2026. Este contrato estipula importar un volumen de 7,7 MMm³ de gas natural por día y está previsto que para el año 2017 el valor llegue a los 27,7 MMm³. En el siguiente

gráfico se observa esta tendencia de aumento de importaciones de gas en los próximos años.

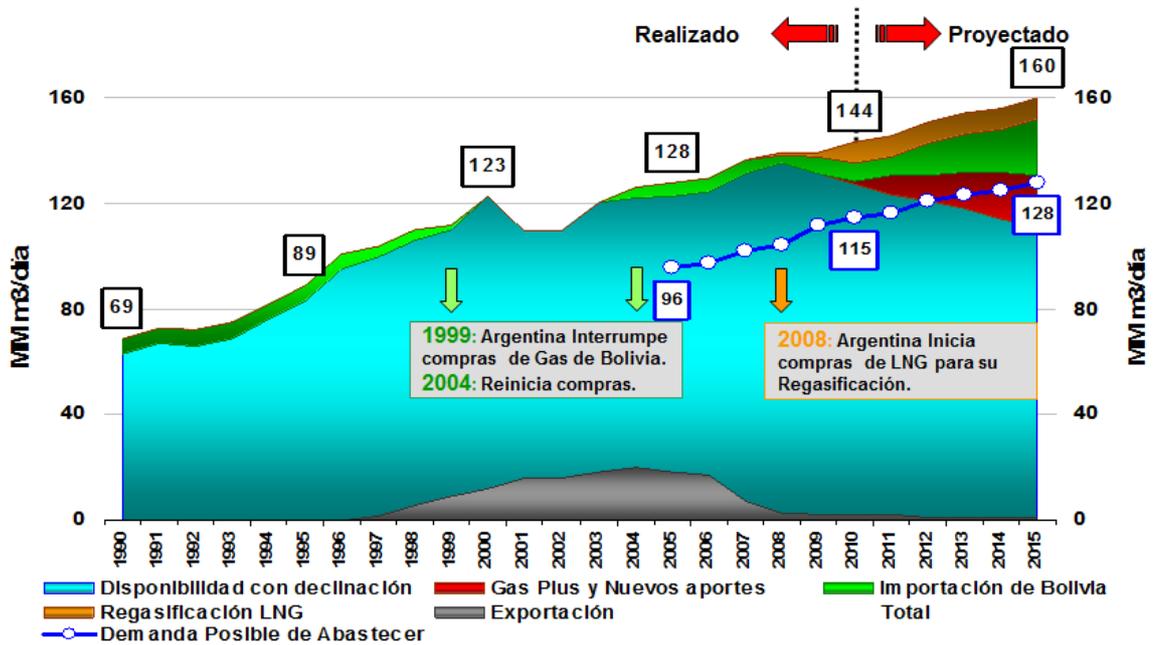


FIGURA II-8. PRONÓSTICO DE LA EVOLUCIÓN DE LA DISPONIBILIDAD TOTAL DE GAS NATURAL
FUENTE: CONGRESO DE PRODUCCIÓN DEL BICENTENARIO “EL DESAFÍO DE PRODUCIR MÁS ENERGÍA”

II.4. Alta participación de ciclos diesel fuera del SIN

Argentina es un país en el que la gran extensión provoca inconvenientes en cuanto a la llegada de la red eléctrica a la población rural.

Esto trae como consecuencia la necesidad de que en gran parte de las poblaciones rurales tengan suministro de energía eléctrica aislada y atomizada, independiente del Sistema Interconectado Nacional.

En la mayoría de los casos se crean pequeñas redes eléctricas locales que vinculan unos pocos centros poblados. Según datos de la Secretaría de Energía, el 4% de la generación eléctrica del país es aislada. En la Tabla II-1 se observa como se genera esta oferta “aislada”.

Central	KW	%
Diesel	204.859	93%
Turbina de Gas	10.000	5%
Hidráulica	6.089	2,8%
Eólica	71	0,03%
Solar	25	0,011%
TOTAL	221.044	100%

TABLA II-1. POTENCIA INSTALADA DE GENERADORES AISLADOS – AÑO 2010
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN

Como se observa en la Tabla II-1 el 93% de la generación aislada es en base a ciclos diesel. Esto genera un gran problema en cuanto a los costos de la generación de la energía. El alto costo del combustible (Gas Oil), provoca que este tipo de generación no sea sostenible sin la necesidad de subsidios que deberá afrontar el estado. Este costo de generación de energía ronda los 290 u\$/MWh (promedio costo ciclos diesel MEM, fuente: CAMMESA), llegando a ser hasta siete veces el costo de generación por usinas de ciclo combinado.

En el año 2010 se generaron 338.491 MWh provenientes de centrales Diesel del sistema aislado.

CAPÍTULO III. SOLUCIÓN PROPUESTA: PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS

Debido a la clara dirección que tiene el mercado energético mundial hacia un desarrollo cada vez mayor de las energías renovables y en vistas de que la Argentina tiene el compromiso de promover el desarrollo de las mismas, se planteará una propuesta para atacar los inconvenientes energéticos del país utilizando tecnologías de generación renovables.

La necesidad de crecer en el rubro de las energías renovables es imperativa. El desafío es grande, por lo que debe ser atacado por distintos frentes. Estos frentes son:

- Mejoras, ampliación de centrales hidroeléctricas actuales
- Inversión en proyectos de energías renovables a gran escala (parques eólicos y solares)
- Inversión en pequeños aprovechamientos energéticos

Una característica de las energías renovables es que las zonas de mayor potencial se ubican en regiones alejadas de los grandes centros de consumo, por lo que el costo de transporte de esta energía hasta los grandes centros de consumo incrementa en gran medida la inversión necesaria. Asimismo el costo de llegar a todas las zonas aisladas del país con una red troncal, es decir incorporar a las zonas aisladas al sistema interconectado nacional, también tiene un costo muy elevado.

Por estos motivos, se hará foco en un sistema de generación atomizada donde se suministrará desde una o múltiples pequeñas centrales a una red aislada, sin necesidad de realizar largos tendidos eléctricos.

El objetivo de estos pequeños proyectos es independizar el suministro de energía eléctrica en zonas aisladas de la red de la generación de energía con base en hidrocarburos.

Siendo la energía hidroeléctrica la más desarrollada de todas las tecnologías de generación limpia de electricidad, una forma de diversificar la matriz energética y a la vez incrementar la generación por fuentes renovables es impulsar pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

III.1. Criterios para la localización de un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico

Para la elección de la región con potencial hidroeléctrico a baja escala, se han adoptado los siguientes criterios:

1. Zona Aislada (sin conexión a la red eléctrica presente o futura)
2. Zonas de competencia con otras energías renovables
3. Existencia de ríos permanentes
4. Cercanía a centros poblados

5. Río cumple con condiciones de trabajo mínimas

III.1.1. Zona Aislada

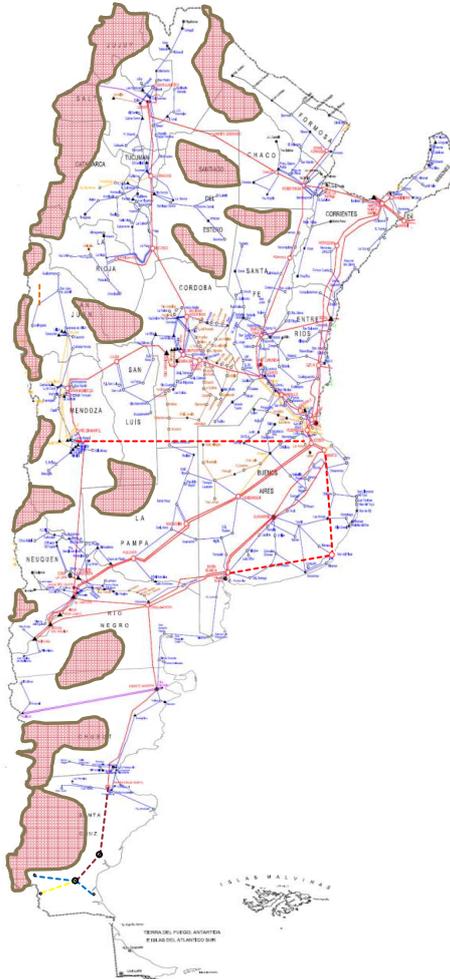


ILUSTRACIÓN III-1. LOCALIZACIÓN DE ZONAS AISLADAS DE LA RED DE TRANSMISIÓN EN ALTA TENSIÓN
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE CAMMESA

Tomando el mapa del Sistema Interconectado Nacional, se puede identificar las grandes áreas del país que carecen de suministro de la red. Hay que aclarar que este diagrama es una estimación a fines prácticos y que puede existir la posibilidad de que se estén dejando fuera zonas o poblados donde no se cuenta con electricidad proveniente del sistema interconectado.

En las zonas por donde pasan las líneas de alta tensión (rojo), no necesariamente existe oferta de energía eléctrica de la red. Para que así fuera, sería necesaria la existencia de una distribuidora.

A los fines prácticos de este análisis no se tomarán en cuenta zonas por las que pase cualquier tipo de línea eléctrica. Además, tampoco se tomarán en cuenta zonas donde esté planificada la ampliación de la red (líneas punteadas en el mapa).

Dicho esto, se pueden observar una gran cantidad de zonas donde la electricidad no llega a través de la red y se llamará a estas zonas “zonas aisladas”.

III.1.2. Zonas de competencia con otras energías renovables

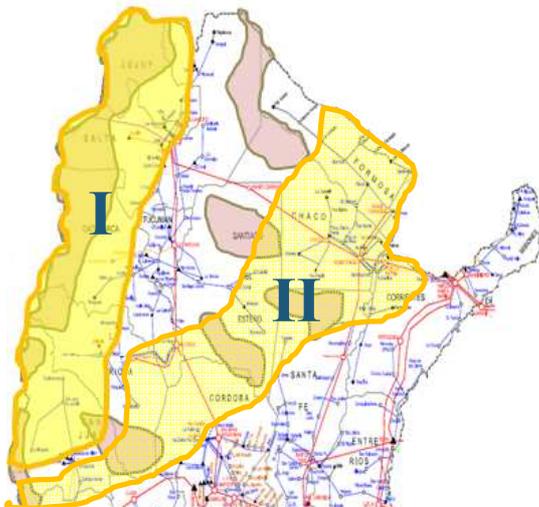


ILUSTRACIÓN III-2. ZONAS DE MAYOR IRRADIACIÓN SOLAR MEDIA ANUAL
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CÁMARA ARGENTINA DE ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables con las que competirán directamente los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos serán por lo general la energía eólica y la energía solar. Se eliminará de este análisis las zonas donde este tipo de tecnologías tengan un pico de potencial, asumiendo así que estas tecnologías contarán en estos sitios con una ventaja competitiva respecto de la energía mini-hidráulica. Si bien no serán objeto de estudio de este trabajo, puede existir en estas zonas potencial para el desarrollo de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

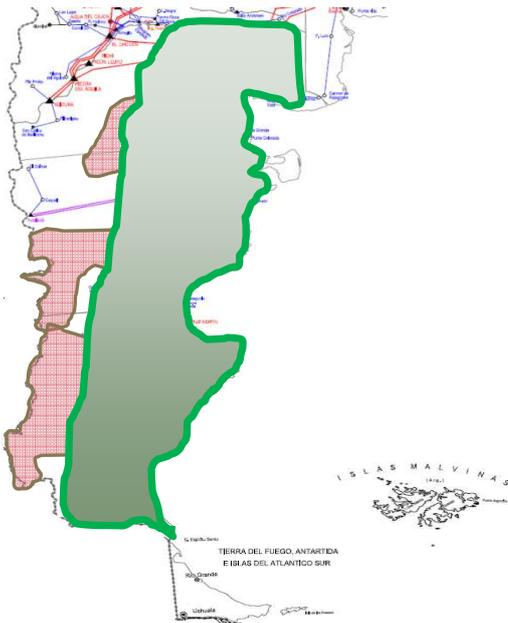


ILUSTRACIÓN III-3. ZONAS CON POTENCIAL DE APROVECHAMIENTO DE ENERGÍA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA CÁMARA ARGENTINA DE ENERGÍAS RENOVABLES

con gran potencial eólico.

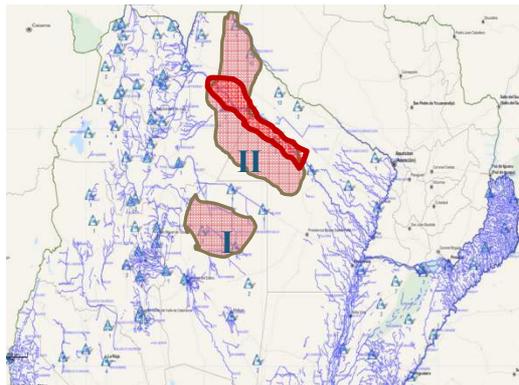
En la Ilustración III-2 se pueden observar en amarillo, las regiones donde se encuentra la mayor radiación solar anual media.

La región I presenta una radiación alta durante todo el año. Mientras que la zona II tiene alta radiación durante el verano y radiación media durante el invierno.

En la Ilustración III-3 se aprecia la zona que presenta mejores vientos para la generación de energía eólica (entre 9 y 12,5 m/s en promedio). La zona cordillerana también los presenta, pero al ser zona montañosa, los vientos dejan de ser lo suficientemente constantes. En cambio, las zonas de planicies patagónicas como por ejemplo donde se encuentra Comodoro Rivadavia son regiones

III.1.3. Existencia de ríos permanentes

Puesto que la solución propuesta plantea utilizar como fuente de energía lo que pueden ofrecer los ríos del país, se eliminarán del presente análisis las zonas donde no haya recursos hídricos permanentes. Nuevamente, cabe destacar que aunque se hayan descartado para este análisis, en esas zonas puede haber potencial para el desarrollo de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

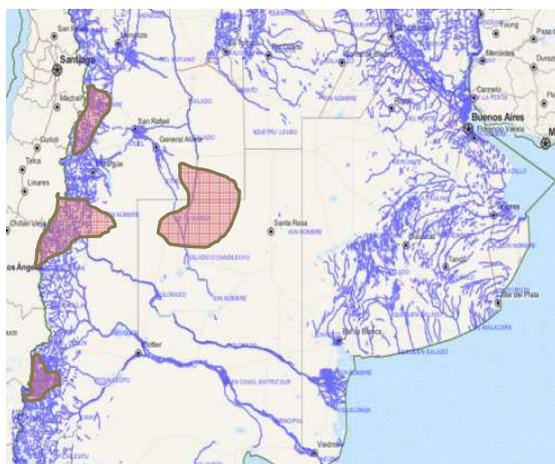


Luego de los filtros 1 y 2, se pone de manifiesto que la región norte del país que queda para analizar presenta sólo un río permanente en la zona II, el Río Teuco, también conocido como Río Bermejo.

En la zona I existen ríos permanentes pero de caudales medios anuales bajos, por lo que no se los considerará.

ILUSTRACIÓN III-4. EXISTENCIA DE RÍOS PERMANENTES EN LA REGIÓN NORTE DEL PAÍS

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN



En la región central del país se observan cuatro zonas donde existen ríos permanentes, por lo que cumplen las cuatro la condición 3.

ILUSTRACIÓN III-5. EXISTENCIA DE RÍOS PERMANENTES EN LA REGIÓN CENTRO DEL PAÍS

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

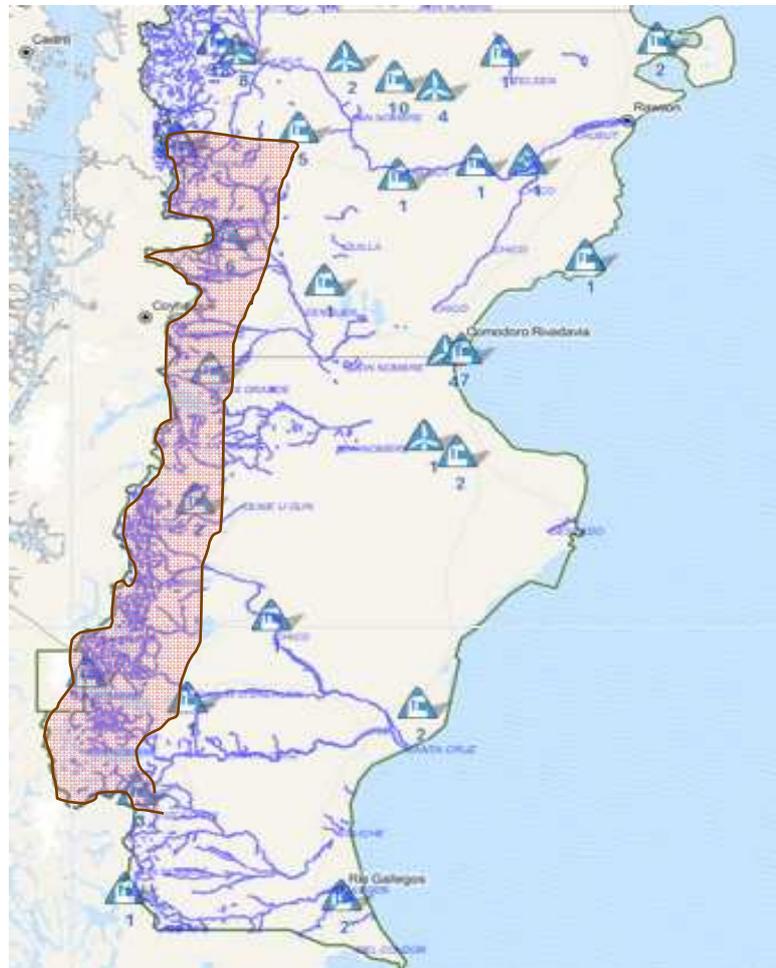
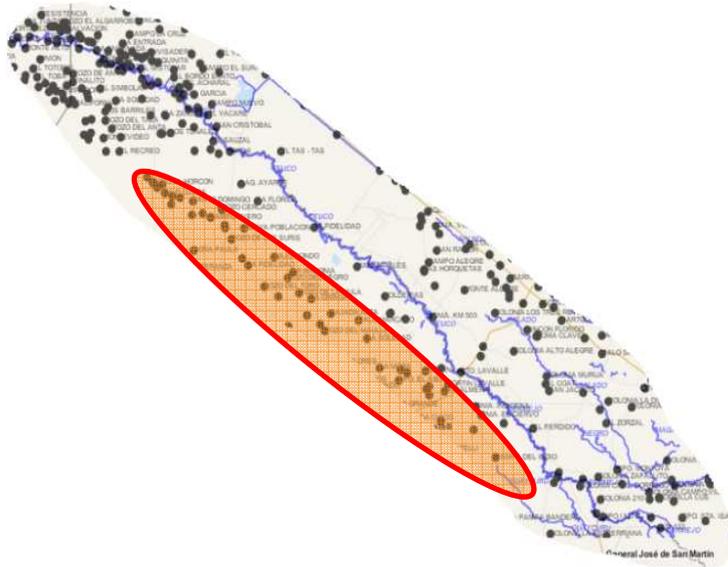


ILUSTRACIÓN III-6. EXISTENCIA DE RÍOS PERMANENTES EN LA REGIÓN SUR DEL PAÍS
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

La región patagónica que queda para analizar una vez superados los filtros 1 y 2 presenta ríos permanentes, cumpliendo así también la condición número 3.

III.1.4. Cercanía a centros poblados

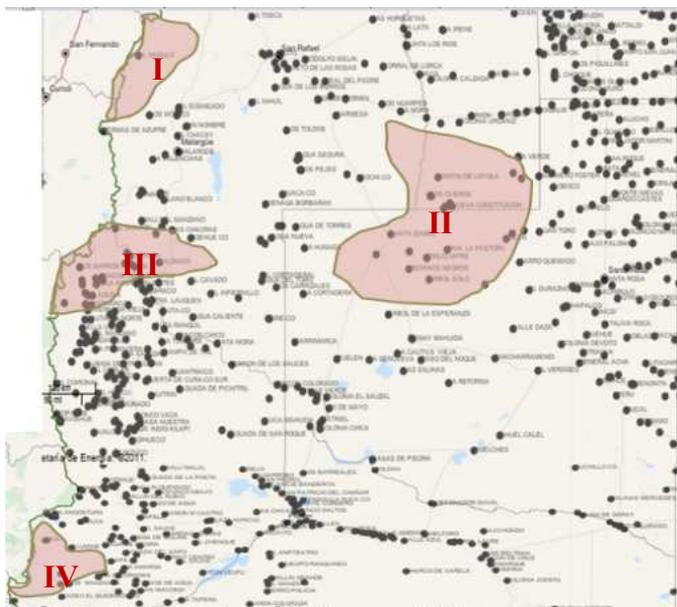


El Río Teuco, que se encuentra en una de las zonas que pasaron los filtros anteriores presenta diversos poblados a lo largo del mismo. Se puede observar como todos los poblados mantienen cierta línea a lo largo del río. El motivo de que estén a algunos km de distancia, es que por allí solía pasar el río antes de que se hicieran reformas que lo dividieron, quedando por un lado el Río Bermejo (chico) y por el otro el Río Teuco, de mayor caudal e importancia.

ILUSTRACIÓN III-7. CERCANÍA A CENTROS POBLADOS DEL RÍO TEUCO

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

Este río cumple con la condición número cuatro.



En la región central del país se ve que en el sector I, señalado en la Ilustración III-8, no existe más que un poblado. Si bien se puede hacer el análisis para una situación así, en este proyecto se buscará un alcance de más de un centro poblado.

Las demás zonas cumplen con la condición número cuatro.

ILUSTRACIÓN III-8. CERCANÍA A CENTROS POBLADOS EN LA ZONA CENTRO DEL PAÍS

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN



En esta zona se puede ver en el centro y sur de Santa Cruz cierta densidad de centros poblados, mientras que en el sur de Chubut/norte de Santa Cruz existe una zona más densa de centros poblados. Es esta zona la que quedará para seguir analizando en el próximo paso.

Las demás regiones también podrían ser interesantes para analizar, pero debido a los criterios de decisión elegidos son descartadas.

ILUSTRACIÓN III-9. CERCANÍA A CENTROS POBLADOS EN LA ZONA SUR DEL PAÍS

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

III.1.5. Condiciones de trabajo mínimas que debe cumplir el río

Sector Norte:

- Río Teuco: presenta condiciones adecuadas de caudal y profundidad. Pero por estar en el norte chaqueño, la pendiente es escasa. Además el tipo de suelo hace que el río presente sedimentos que habría que eliminar para hacer pasar esa agua por las turbinas hidráulicas.

Sector Centro:

- Ríos Cordilleranos: Las zonas cordilleranas (I; III; IV) poseen gran cantidad de ríos, los cuales pueden ser adecuados para utilizar los grandes saltos que presentan.
- Río Salado: Se encuentra en la zona II. No hay datos por falta de estaciones de medición
- Río Atuel: Se encuentra en la zona II. No hay datos por falta de estaciones de medición

Sector Sur:

En esta región no habrá inconveniente por los sedimentos ya que es un área rocosa

- Ríos Cordilleranos: Grandes saltos. Dificultad para encontrar caudales considerables y accesibles cerca de centros poblados.
- Río Senguer: Existen cuatro estaciones de medición, Nacimiento (33,97 m³/S), Puente Camino Buen Pasto (23,01 m³) y Los Molinos (48,62 m³) y Vuelta Del Río Senguer (49,40 m³). Con profundidades superiores a 1 m y velocidades de corriente considerables.
- Río Mayo: Presenta un caudal medio de 7,76 m³ (a la altura del “Paso Río Mayo”. La profundidad media de este río se encuentra por debajo de los 50cm.
- Río Guenguel: No hay datos por falta de estaciones de medición
- Río Fenix Grande: No hay datos por falta de estaciones de medición

III.1.6. Elección de Río a analizar

Es importante aclarar que tomando otras premisas se pueden encontrar otras zonas donde sería apropiado analizar la implementación de un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico. Esta es sólo una manera de las muchas posibles.

Con los cinco criterios analizados, se puede armar una matriz con las características de cada río para así determinar cual será el que se utilizará para hacer un estudio de prefactibilidad.

	Caudal	Vel. Corriente	Profundidad	Sedimentos	TOTAL
Río Teuco	8	2	8	3	21
Ríos Cordilleranos (Centro)	6	9	4	5	24
Río Salado	-	-	-	-	
Río Atuel	-	-	-	-	
Ríos Cordilleranos (Sur)	6	9	4	5	24
Río Senguer	8	7	7	7	29
Río Mayo	4	7	2	7	20
Río Guenguel	-	-	-	-	
Río Fenix Grande	-	-	-	-	

TABLA III-1. MATRIZ DE DECISIÓN PARA LA ELECCIÓN DEL RÍO A ANALIZAR

Como se observa en la Tabla III-1, el río con mayor puntaje es el Río Senguer, el cual se encuentra en la cuenca que lleva su mismo nombre.

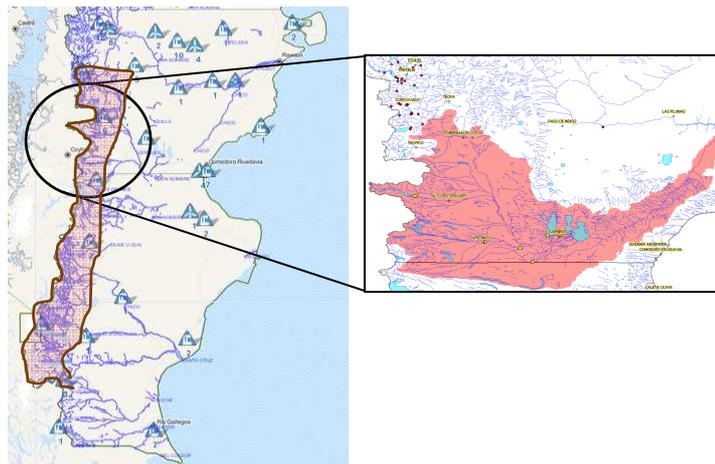


ILUSTRACIÓN III-10. LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA DEL RÍO SENGUER

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

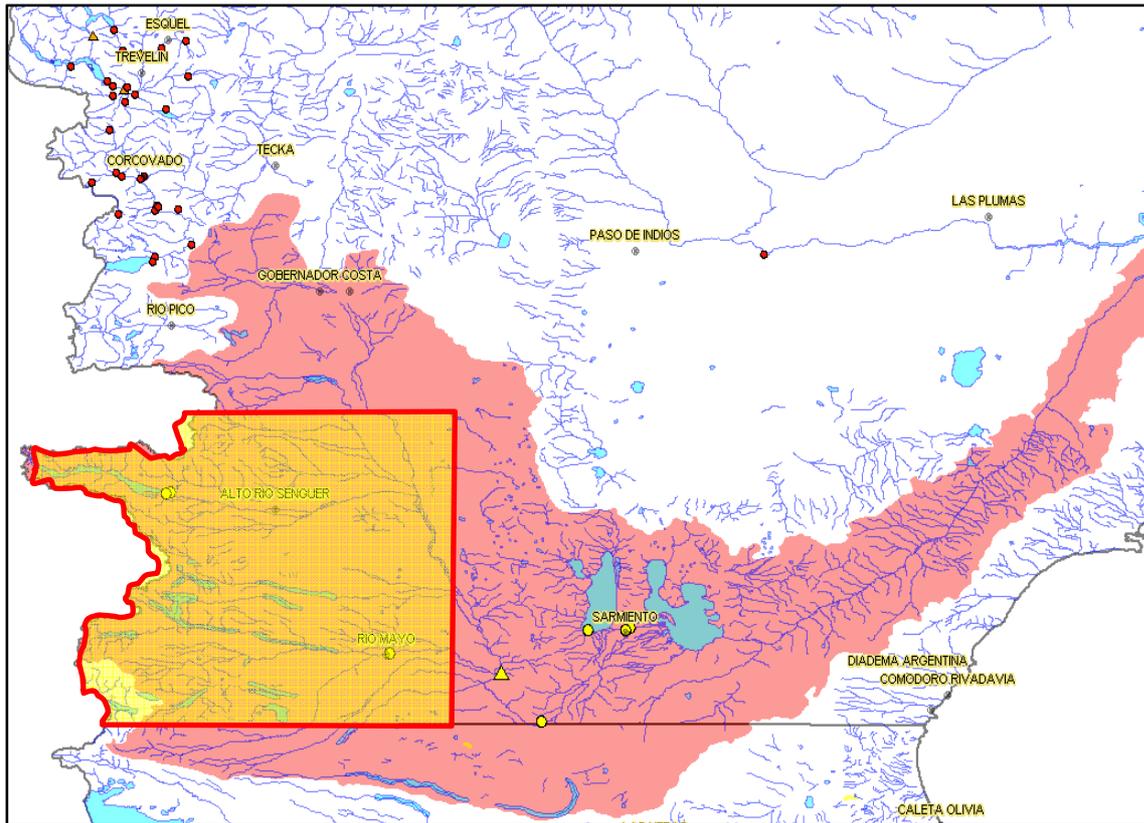


ILUSTRACIÓN III-11: LOCALIZACIÓN DEL DEPARTAMENTO DE RÍO SENGUER
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

CAPÍTULO IV. PROYECTO ALTO RÍO SENGUER

IV.1. Oferta actual de energía eléctrica en Río Senguer

Se observa en la Tabla IV-1 las centrales de generación de electricidad del departamento de Río Senguer. Como se aprecia, en el departamento la oferta de electricidad está distribuida en pequeñas centrales en los diferentes pueblos de la localidad, pero pocas de estas centrales están en funcionamiento. La demanda la satisfacen los generadores de Río Mayo y de Facundo.

Río Mayo provee de electricidad a todos los centros poblados del departamento menos a Facundo. Existe una red eléctrica que conecta a todas las ciudades, dejando fuera al poblado de Facundo. Es por ello que Facundo debe autoabastecerse.

Central	Tipo de Generación	Mercado	Nº Máq.	PotNom. (kW)	Generación (MWh)	GasOil (litros)
ALDEA BELEIRO	DIESEL	AISLADO	2	640	0	0
ALTO RIO SENGUERR	DIESEL	AISLADO	3	1120	0	0
FACUNDO	DIESEL	AISLADO	3	280	312	96.471
LAGO BLANCO	DIESEL	AISLADO	3	172	0	0
RIO MAYO	DIESEL	AISLADO	2	1400	9.464	3.875.294

TABLA IV-1. OFERTA ACTUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL DEPARTAMENTO DE ALTO RÍO SENGUER

FUENTE: INFORME DEL SECTOR ELÉCTRICO AÑO 2010 – COOPERATIVAS

El proyecto del pequeño aprovechamiento de Río Senguer, apuntará a la sustitución de parte de la energía que se genera hoy en día en la ciudad de Río Mayo.

IV.2. Demanda de energía eléctrica en Río Senguer

IV.2.1. Demanda histórica

Para analizar la demanda de energía eléctrica del Departamento de Río Senguer, se procedió a recolectar información de la demanda por localidad. Los datos fueron tomados de los Informes de Cooperativas publicados en forma anual por la Secretaría de Energía de la Nación. El último informe disponible corresponde al año 2010.

En los mismos se detalla, para cada municipio o comuna, el consumo anual de energía clasificado según el uso:

- Residencial
- Comercial
- Industrial

- Servicios Sanitarios
- Alumbrado Público
- Tracción
- Riego
- Oficial
- Energía Rural
- Otros

Los principales consumos se dan en las categorías residencial, comercial, industrial, alumbrado público y oficial, que fueron los tenidos en cuenta en el análisis y en la proyección de la demanda de energía.

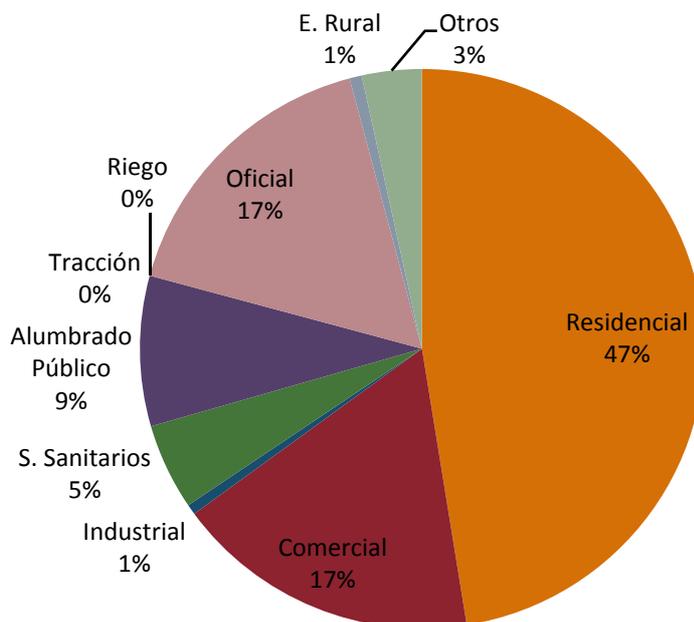


FIGURA IV-1. PARTICIPACIÓN DE CADA USO EN LA DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA DE ALTO RÍO SENGUERR - AÑO 2010
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN

Como se puede observar en la Figura IV-1 los usos residencial, comercial, industrial, oficial y alumbrado público representan el 91% del consumo total.

En la Figura IV-2 se puede observar la demanda anual por localidad y total del Departamento de Río Senguerr en el período 1997 - 2010. Como se puede ver, las localidades de Río Mayo y Alto Río Senguerr son las que representan el mayor consumo, por tratarse de municipios y ser más poblados.

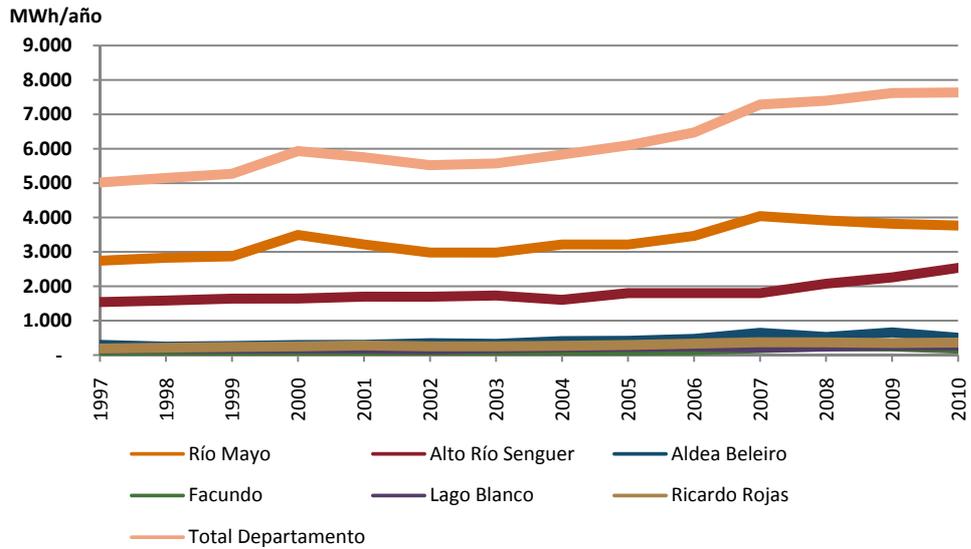


FIGURA IV-2. DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPTO. DE RÍO SENGUER POR LOCALIDAD
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN

La demanda agregada del departamento ha crecido 52,2% en el período de referencia, lo que equivale a una tasa compuesta anual de crecimiento de 3,2%.

Asimismo, se ha analizado la evolución de la cantidad de usuarios para el departamento, lo que se puede ver en la Figura IV-3.

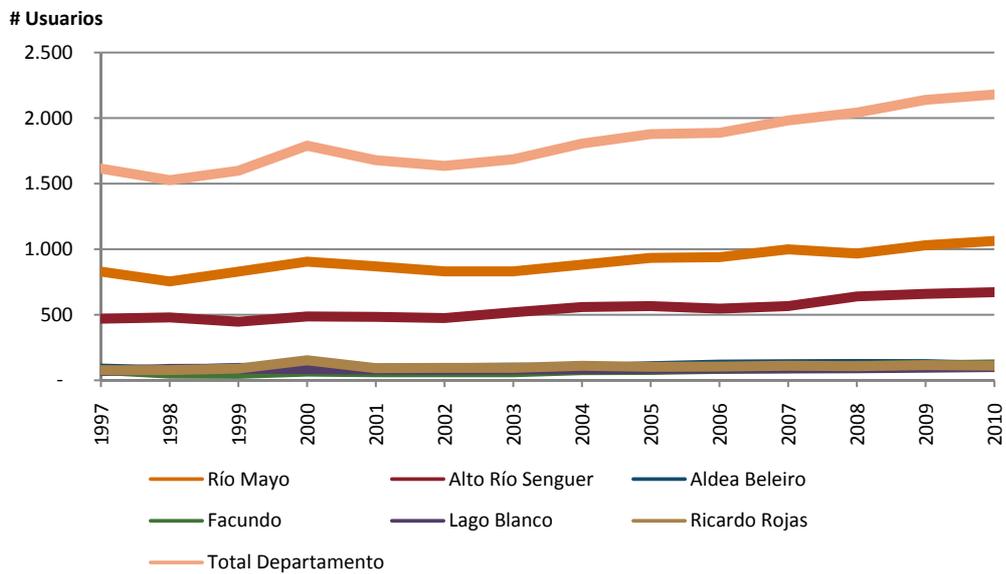


FIGURA IV-3. CANTIDAD DE USUARIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR LOCALIDAD DEL DEPTO. DE RÍO SENGUER
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN

IV.2.2. Proyección de la demanda

Para la proyección de la demanda de energía eléctrica se realizó un modelo que se aplicó a cada localidad, para luego obtener la demanda agregada del Departamento de Río Senguer.

Se segmentó la demanda en cinco categorías:

- Residencial: usuarios residenciales de cada localidad.
- Comercial: usuarios que realizan alguna actividad comercial.
- Industrial: pequeños talleres, como pueden ser carpinterías, talleres de calzado, etc. Representan una demanda mayor a la comercial.
- Oficial: escuelas, centros de atención médica, centros comunales, etc.
- Alumbrado Público

IV.2.2.1. Demanda residencial

La demanda residencial se construyó en base a la cantidad de usuarios residenciales y al consumo por usuario:

$$D. Res._i \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right) = \text{Usuarios Res.}_i (\text{usuarios}) * \text{Consumo por usuario Res.}_i \left(\frac{\text{kWh}}{\text{usuario} * \text{año}} \right)$$

La cantidad de usuarios residenciales se estimó en base a la población y a la cantidad de personas por hogar, en base al supuesto de que cada hogar equivale a un usuario residencial.

$$\text{Usuarios Res.}_i = \frac{\text{Población}_i}{\text{Personas por hogar}}$$

Se asume que la cantidad de personas por hogar se mantiene constante a lo largo del período de estudio.

La población se proyectó en base a la tasa de crecimiento anual de la población:

$$\text{Población}_i = \text{Población}_{i-1} * (1 + T. C. Pobl.)$$

Se asume que el consumo por usuario crece año a año, de forma tal que:

$$\text{Consumo por usuario Res.}_i = \text{Consumo por usuario Res.}_{i-1} * (1 + T. C. Cons. Res.)$$

Los parámetros iniciales del modelo son:

- Tasa de crecimiento de la población: se estima con la tasa de crecimiento intercensal de la localidad en cuestión. Por no estar disponibles los resultados definitivos del Censo Nacional de Población, Hogares y Viviendas 2010 a nivel de municipio o comuna, se utilizó el crecimiento intercensal de cada municipio o comuna en el período 1991-2001, ajustado por el crecimiento intercensal 2001-2010 a nivel Departamento de Río Senguer.
- Población inicial: población estimada año 2010 en base a la población de cada localidad en el año 2001 y la tasa anteriormente mencionada.
- Consumo por usuario inicial: surge del cociente entre el consumo anual y la cantidad de usuarios en el año 2010.
- Tasa de crecimiento del consumo por usuario: se estimó en base a los datos disponibles en el período 1997-2010.
- Personas por hogar: surge del cociente entre la población inicial y la cantidad de usuarios residenciales registrados en el año 2010. Se asume en este caso que la cantidad de usuarios residenciales equivale a la cantidad de hogares.

IV.2.2.2. Demanda comercial

Al igual que la demanda residencial, la demanda comercial se estima en base a la cantidad de usuarios comerciales y el consumo por usuario:

$$D. Com. _i \left(\frac{kWh}{año} \right) = UsuariosCom. _i (usuarios) * ConsumoporusuarioCom. _i \left(\frac{kWh}{usuario * año} \right)$$

Se asume que la cantidad de usuarios comerciales crece junto con la cantidad de usuarios residenciales, manteniéndose la misma proporción que en el año de inicio. Asimismo, el consumo por usuario comercial crece año a año:

$$UsuariosCom. _i = UsuariosRes. _i * \frac{UsuariosCom. _0}{UsuariosRes. _0}$$

$$ConsumoporusuarioCom. _i = ConsumoporusuarioCom. _{i-1} * (1 + T. C. Cons. Com.)$$

Se estimó la tasa de crecimiento del consumo por usuario de la misma manera que en el caso de los usuarios residenciales.

IV.2.2.3. Demanda industrial y oficial

Se aplica la misma metodología que para la demanda comercial.

IV.2.2.4. Demanda para alumbrado público

Se asume que se mantiene constante en el período de estudio, asumiendo el último valor disponible.

En la Tabla IV-2 se presentan los parámetros iniciales utilizados en cada localidad:

Parámetro		Río Mayo	Alto Río Senguer	Aldea Beleiro	Facundo	Lago Blanco	Ricardo Rojas
Población inicial (2010 estimada)		3.104	1.917	336	157	241	248
Tasa de crecimiento poblacional		0,61%	1,35%	2,47%	0,45%	0,31%	-0,65%
Personas por hogar promedio		3,4	3,4	4,3	1,7	2,8	2,7
Consumo por usuario (kWh/usuario.año)	Residencial	2.069	1.938	1.624	1.213	1.579	2.686
	Comercial	6.501	7.577	7.174	2.926	10.373	5.318
	Oficial	22.467	11.226	5.845	1.650	5.575	3.962
	Industrial	-	-	45.463	-	-	-
Tasa de crecimiento del consumo por tipo de usuario	Residencial	1,12%	2,27%	0,17%	1,14%	3,32%	3,48%
	Comercial	3,64%	5,50%	0,52%	3,24%	5,32%	0,35%
	Oficial	0,45%	0,71%	1,96%	4,08%	1,12%	0,62%
	Industrial	0,00%	0,00%	12,59%	0,00%	0,00%	0,00%
Porcentaje respecto a usuarios residenciales	Comercial	12,45%	8,39%	12,82%	8,60%	10,59%	8,70%
	Industrial	3,28%	6,82%	14,10%	17,20%	7,06%	9,78%
	Oficial	0,00%	0,00%	1,28%	0,00%	0,00%	0,00%

TABLA IV-2. PARÁMETROS INICIALES DEL MODELO DE PROYECCIÓN DE DEMANDA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

IV.2.2.5. Resultados obtenidos

En la Figura IV-4 se puede ver el resultado de las proyecciones de demanda de energía eléctrica para cada municipio/comuna.

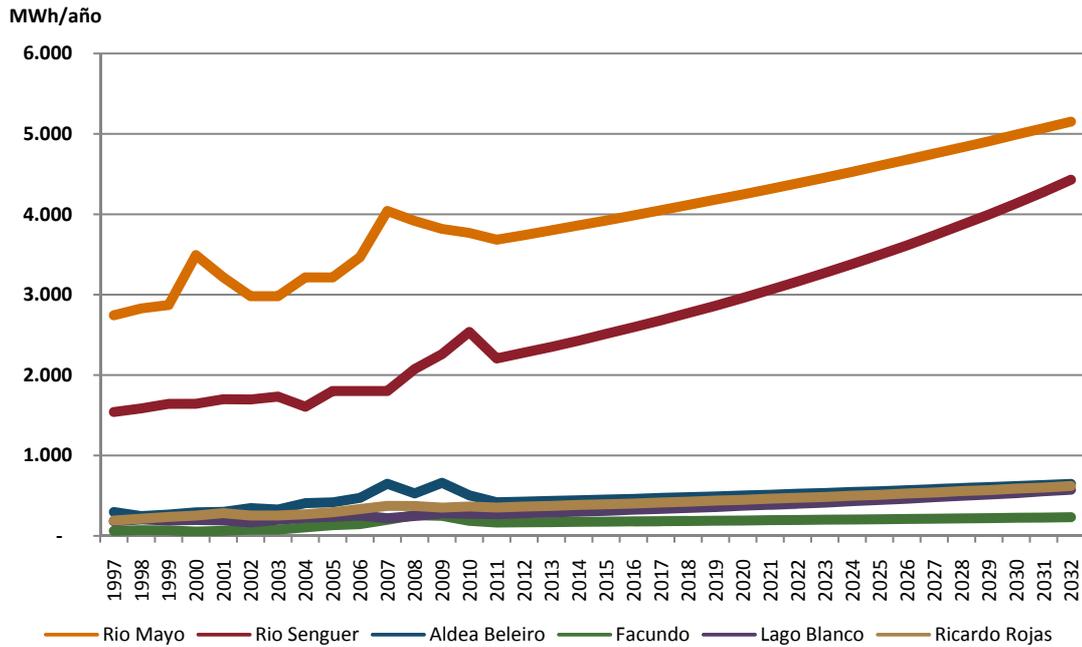


FIGURA IV-4. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA TOTAL Y POR MUNICIPIO PROYECTADA PARA EL DEPARTAMENTO DE RÍO SENGUER
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En el Anexo A: Proyección de la demanda de energía por localidad del Departamento de Río Senguer se puede encontrar el detalle de la proyección de la demanda de energía por departamento.

En la Tabla IV-3 se pueden ver las tasas anuales de crecimiento de consumo de energía que surgen de las proyecciones realizadas para el período 2010-2032:

Localidad	Tasa de crecimiento
Río Mayo	1,43%
Alto Río Senguer	2,57%
Aldea Beleiro	1,14%
Facundo	1,00%
Lago Blanco	3,40%
Doctor Ricardo Rojas	2,44%
Total	1,94%

TABLA IV-3. TASAS DE CRECIMIENTO PROYECTADAS DE CONSUMO DE ENERGÍA PARA EL DEPTO. DE RÍO SENGUER
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

IV.2.3. Demanda de potencia media

A partir de la demanda de energía anual por municipio se puede estimar la demanda de potencia media, lo que se puede observar en la Tabla IV-4:

Localidad	Potencia media (KW)	
	2010	2032E
Río Mayo	430	588
Alto Río Senguer	290	506
Aldea Beleiro	58	74
Facundo	21	74
Lago Blanco	31	65
Doctor Ricardo Rojas	42	71
Total	872	1.378

TABLA IV-4. DEMANDA DE POTENCIA MEDIA 2010 Y 2032 ESTIMADA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

IV.3. Tipos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos

Los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos son centrales hidroeléctricas de pequeña escala capaces de abastecer energía tanto al sistema interconectado nacional como también a consumos mucho menores y aislados de la red.

Estos aprovechamientos consisten en utilizar la energía potencial y cinética del agua para la generación de electricidad. Los proyectos de generación hidráulica tienen el más alto factor de disponibilidad de todas las fuentes renovables, por encima del 98%, lo que quiere decir que pueden operar continuamente sin interrupción a lo largo de todo el año, aspecto que es muy importante en la red eléctrica.

En Argentina se considera como pequeño aprovechamiento hidroeléctrico a una central hidroeléctrica con capacidad menor a 30MW.

Existen distintos tipos de centrales:

Los tipos de centrales están ordenados de menor a mayor monto de inversión necesaria.

Hidrocínética. En este tipo de centrales, la turbina se sumerge en el curso del río y se aprovecha la energía cinética del mismo generando energía eléctrica. Es la turbina de río que menos inversión requiere. La energía que genera una turbina de estas características es poca en comparación con otro tipo de aprovechamientos, por lo que por lo general se requiere instalar gran cantidad de las mismas.

Criterio de elección: caudal constante; potencia baja; profundidad suficiente.

Centrales de paso. Se caracterizan porque no existe un gran reservorio superior para acumular agua corriente arriba de las turbinas. En estos casos la generación estará directamente influenciada por el caudal del río, pudiendo haber faltantes en determinadas épocas del año como también exceso de caudal, que será desperdiciado. En ocasiones pueden contar con un embalse relativamente pequeño que se utiliza para

mantener una generación más regular. Estas centrales se suelen utilizar en ríos donde el caudal es constante a lo largo del año, para poder asegurar un suministro confiable.

Criterio: Caudal constante; potencia baja/media

Centrales a pie de presa. La casa de máquinas suele estar ubicada a pie de presa (desnivel medio), aprovechando el salto entre la presa y la sala de máquinas. Las turbinas más utilizadas para este tipo de centrales son las Pelton.

Criterio: Caudal variable; potencia media; desnivel medio/grande

Con embalse de reserva. Se trata de centrales de potencia media/alta. Pueden ser utilizadas en ríos donde el caudal tenga grandes variaciones durante el año. Cuenta con una o más presas embalsando una cantidad considerable de agua, que permite regular el caudal de agua que pasa por las turbinas. Si bien son las más versátiles, requieren de una mayor inversión y conllevan un impacto ambiental mayor que las centrales de paso.

Criterio: Caudal variable; potencia media/alta

Centrales de bombeo. Permiten almacenar energía bombeando agua a reservorios superiores en los momentos de menor demanda. Cuando la demanda de energía eléctrica alcanza su máximo nivel, las centrales de bombeo funcionan como una central convencional generando energía turbinando el volumen de agua que había sido bombeado anteriormente. Una vez que fue turbinada, se almacena el agua en un embalse inferior para ser bombeada nuevamente al embalse superior en los momentos de menor consumo de energía.

Criterio: Generación variable

A continuación se analizan los distintos tipos de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos que se podrían realizar en el departamento de Río Senguer, partiendo de aquellos que requieren una menor inversión inicial.

IV.3.1. Central hidrocínética

Al instalar el sistema en el cauce del río, es mínima la inversión en infraestructura. No requiere represas, ni reservorios, ni desviar el río de su cauce natural. Se trata del último gran avance tecnológico en generación de energía hidráulica.

El rotor de la turbina gira con la corriente, transformando la energía cinética del río en electricidad.

Puesto que se debe sumergir la turbina en el río, la profundidad del mismo es un factor determinante, ya que será la profundidad la que limite el diámetro del rotor de la turbina y por lo tanto la potencia que la misma generará



ILUSTRACIÓN IV-1. TURBINA HIDROCINÉTICA
FUENTE: [HTTP://WWW.CERPCH.UNIFEI.EDU.BR/](http://www.cerpch.unifei.edu.br/)

La siguiente expresión permite calcular la potencia que generará una turbina hidrocínética:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V^3 \times \eta$$

Siendo:

ρ : densidad del agua

A: área del rotor

V: velocidad del agua

η : rendimiento del sistema

IV.3.1.1. Variables de diseño de una central hidrocínética

IV.3.1.1.1 Velocidad

Siendo el factor más importante a la hora de dimensionar el sistema de generación, pueden observarse en la Figura IV-5 los valores históricos que tomó la velocidad de la corriente de agua del Río Senguer.

A fines de determinar la potencia que generará una turbina hidrocínética, se utilizará la velocidad menor, que se presenta en el mes de abril (1 m/s).

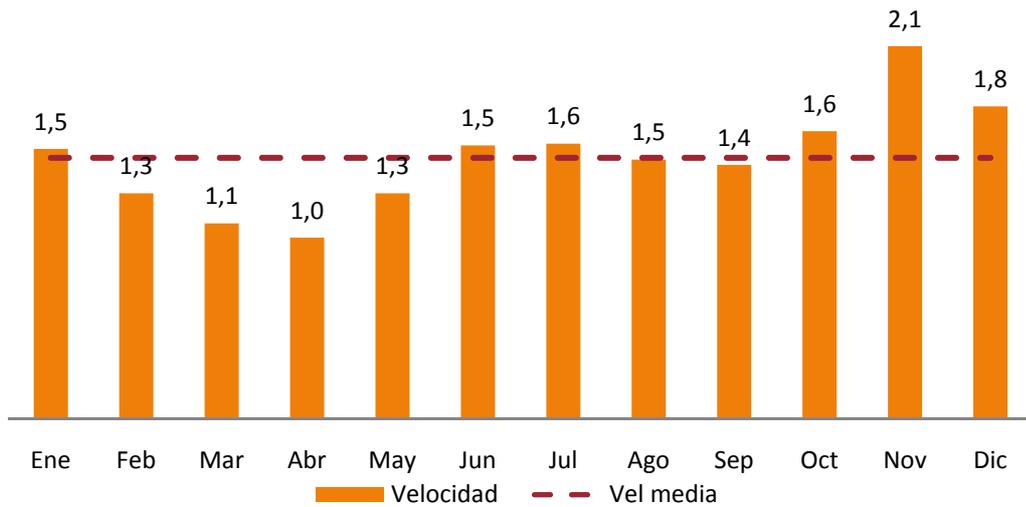


FIGURA IV-5. VELOCIDAD MEDIA DE LA CORRIENTE DEL RIO SENGUER
 FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

Profundidad

En la Figura IV-6 se observan las profundidades medias mensuales para el Río Senguer. Puesto que se busca una solución que pueda funcionar durante todo el año, la profundidad de diseño a tomar será de 0,8 m.

Asumiendo un margen de seguridad de 15 cm, se instalaría un rotor de 0,5 m de diámetro.

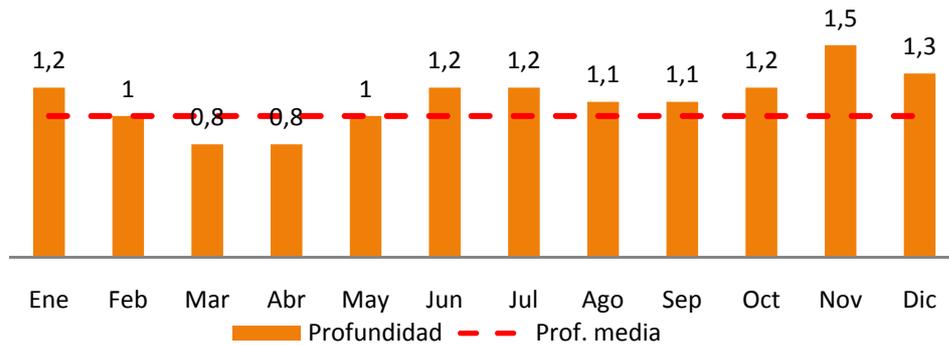


FIGURA IV-6. PROFUNDIDAD MEDIA DEL RÍO SENGUER
 FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

Para hacer el análisis se supondrá una turbina de eje inclinado. De esta forma será posible tener una turbina de mayor diámetro.

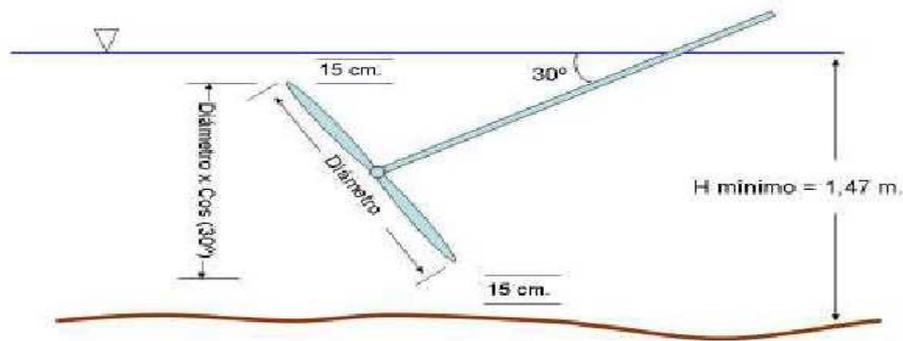


ILUSTRACIÓN IV-2. ESQUEMA DE TURBINA HIDROKINÉTICA
FUENTE: ESTUDIO HIDRÁULICO EN LA CUENCA DEL RÍO CARONÍ PARA UBICACIÓN DE UNA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA

En este caso la fórmula de potencia será:

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times \frac{\pi \times (D_{max} \times \cos 30^\circ)^2}{4} \times V^3 \times \eta$$

Tomando los valores:

$$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$D_{max} = 0,5 \text{ m}$$

$$V_{min} = 1 \text{ m/s}$$

$$V_{max} = 2,1 \text{ m/s}$$

$$\eta = 0,3$$

$$P_{min} = 30 \text{ W}$$

$$P_{max} = 273 \text{ W}$$

Analizando los resultados obtenidos se decidirá dejar de lado esta solución ya que la cantidad de turbinas a instalar sería demasiado grande como para satisfacer una demanda representativa.

Con estos valores en las variables, será utilizable únicamente para demandas de pocos hogares y está lejos de la capacidad de generación para demandas de ciudades.

IV.3.2. Central generadora de paso

En estas centrales se desviar, por medio de tuberías y canales, parte del caudal del río hasta hacerlo llegar a las turbinas aguas abajo. Una vez que el agua pasa por las

turbinas, habiendo entregado su energía potencial, ésta es devuelta al río, tal como se ve en la Ilustración IV-3.

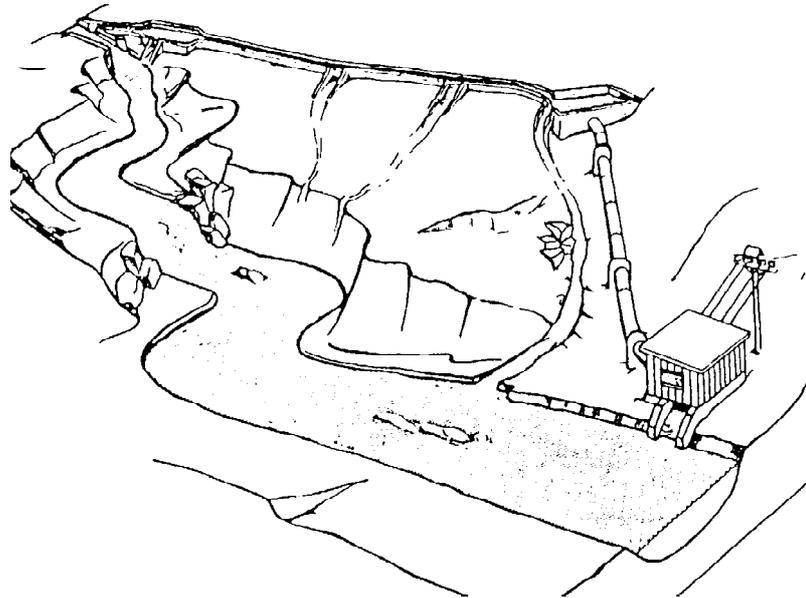


ILUSTRACIÓN IV-3. ESQUEMA DE UNA CENTRAL GENERADORA DE PASO
FUENTE: MICRO-HYDRO DESIGN MANUAL – A GUIDE TO SMALL SCALE WATER POWER SCHEMES

Debido a la infraestructura necesaria para este tipo de proyectos, la inversión es mayor que en el caso de la hidrocinética, pero mucho menor que en los casos donde se debe construir un dique. El impacto medioambiental también se será menor al de las centrales que requieren diques.

Las condiciones para la utilización de este tipo de central son:

Caudal constante: al no existir un dique para almacenar el agua, la potencia generada estará influenciada en mayor medida por las variaciones de caudal del río. En la mayoría de los casos, se construyen reservorios, para lograr mitigar pequeñas fluctuaciones en el caudal.

Salto y caudal: el principio de funcionamiento de las turbinas a utilizar está fundado en estos dos factores. El salto será la diferencia de altura entre el reservorio superior y las turbinas. La relación de estos dos parámetros será la que determinará cual será la turbina a utilizar.

IV.3.2.1. Topografía

La topografía del lugar elegido para ubicar la central eléctrica será una variable de diseño a tener en cuenta. El agua debe ser desviada de su curso en el punto más alto, este punto se denominará *toma*. Luego el agua fluirá a través de un *canal* hasta un reservorio denominado *reservorio superior*. Desde allí se transportará el agua por medio de una tubería, la *tubería forzada*, hasta la *sala de máquinas* que alojará a las turbinas. El ciclo terminará en un reservorio inferior que derivará el agua al río nuevamente.

Este esquema requiere de una topografía que permita tener todas estas instalaciones en diferentes alturas. La región donde se encuentra el Río Senguer presenta estas características aguas arriba de la ciudad de Alto Río Senguer.

Es importante entender la topografía de la región en la que se instalará la central. Puesto que no se cuenta con un estudio topográfico del río, se procederá a estimar el mismo utilizando imágenes satelitales y curvas de nivel.

La configuración de la instalación determinará en gran medida la inversión en obra civil a realizar y el salto aprovechable.

Se trabajará con las curvas de nivel existentes y se harán las estimaciones pertinentes para lograr un análisis lo más cercano a la realidad posible.

En la Ilustración IV-4 se pueden observar distintas curvas de nivel de la zona de estudio. Se han resaltado en color rojo las curvas de nivel de interés en el estudio, A y B, que se encuentran en las cotas 950 y 850 metros, respectivamente.

El triángulo rojo simboliza la toma que desviará el flujo de agua hacia el canal, representado por la línea de color amarillo. El agua fluirá a través del canal hasta el reservorio superior, representado por un triángulo verde, a continuación del cual se instalará la tubería forzada en la cual se obtendrá el salto hasta la turbina, ubicada en la casa de máquinas. Por último, se devolverá el flujo al curso natural del río.

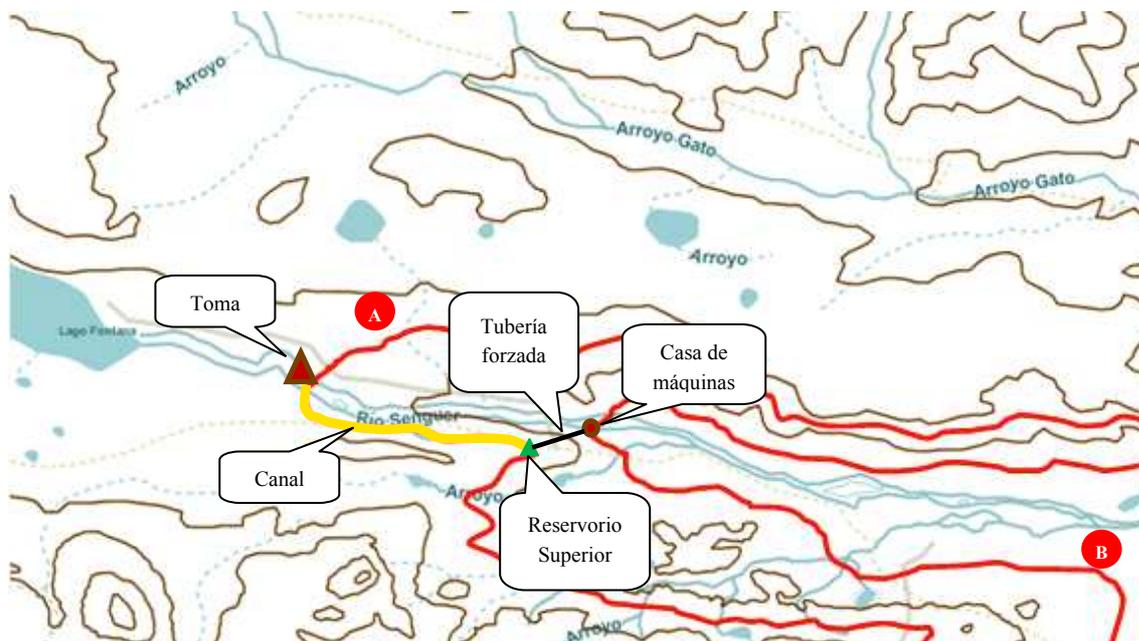


ILUSTRACIÓN IV-4. CONFIGURACIÓN PROPUESTA PARA LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA DE PASO

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DEL SIG DEL INSTITUTO GEOGRÁFICO NACIONAL

IV.3.2.2. Salto

El salto que se pueda tener entre el reservorio superior y la turbina es de suma importancia, ya que estará directamente relacionado con la potencia que generará esta última.

Con la configuración propuesta anteriormente, sería posible lograr un salto bruto de 100 metros, dado por la diferencia de alturas entre las cotas 950 y 850 metros.

IV.3.2.3. Caudal

Para el estudio del caudal del Río Senguer se dispone de una serie hidrológica obtenida de la Base de Datos Hidrológica Integrada de la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Nación.

La estación de medición de la cual se obtuvieron los datos se denomina “Estación Río Senguer – Nacimiento” y se ubica según se observa en la Ilustración IV-5.



ILUSTRACIÓN IV-5. UBICACIÓN DE LA ESTACIÓN DE MEDICIÓN RÍO SENGUER – NACIMIENTO
FUENTE: GOOGLE MAPS

Se dispone de una serie con los caudales medios diarios en el período 1952-1976 y 1984-2011. El año hidrológico para la Cuenca de los Ríos Senguer y Chico comienza en el mes de Abril y finaliza en el mes de Marzo de cada año.

En la Figura IV-7 se puede observar el histograma medio mensual del Río Senguer, elaborado en base a las mediciones anteriormente mencionadas.

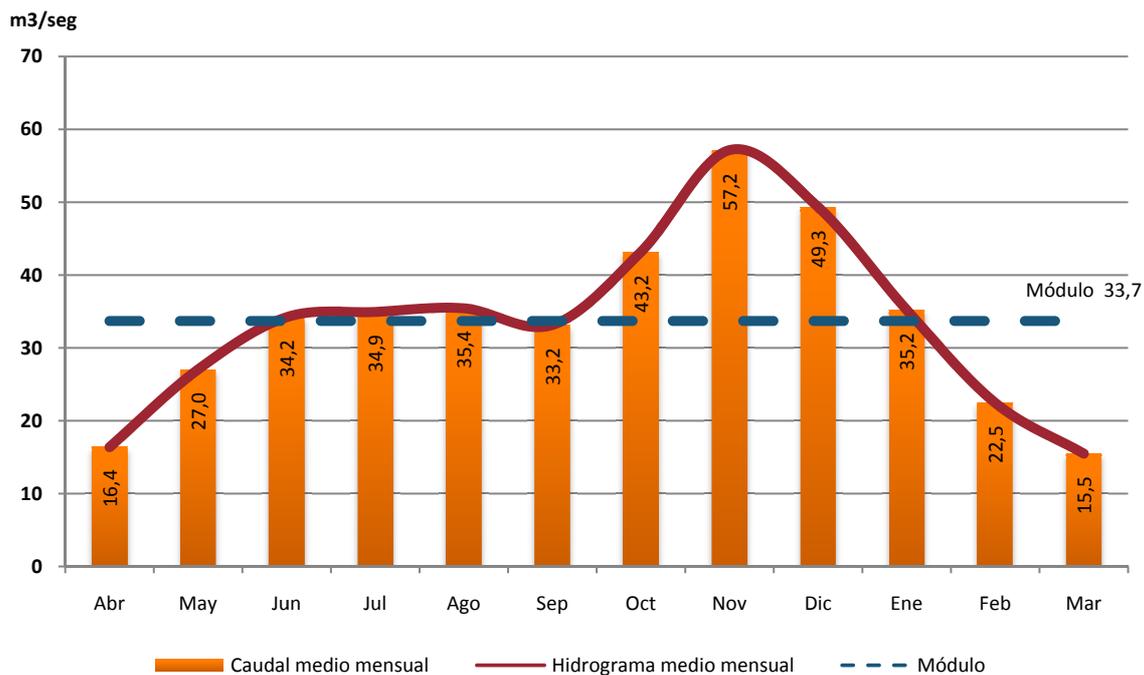


FIGURA IV-7. HISTOGRAMA MEDIO MENSUAL DEL RÍO SENGUER
 FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

De lo anterior se puede concluir que el río cuenta con un módulo de 33,7 m3/seg. Sin embargo, para el dimensionamiento de una pequeña central hidroeléctrica de paso, no basta con el estudio del caudal medio mensual, sino que es necesario hacer un estudio de los caudales medios diarios. En la Figura IV-8 se observa la evolución de los caudales medios diarios en el período Abril 2008 – Marzo 2011.

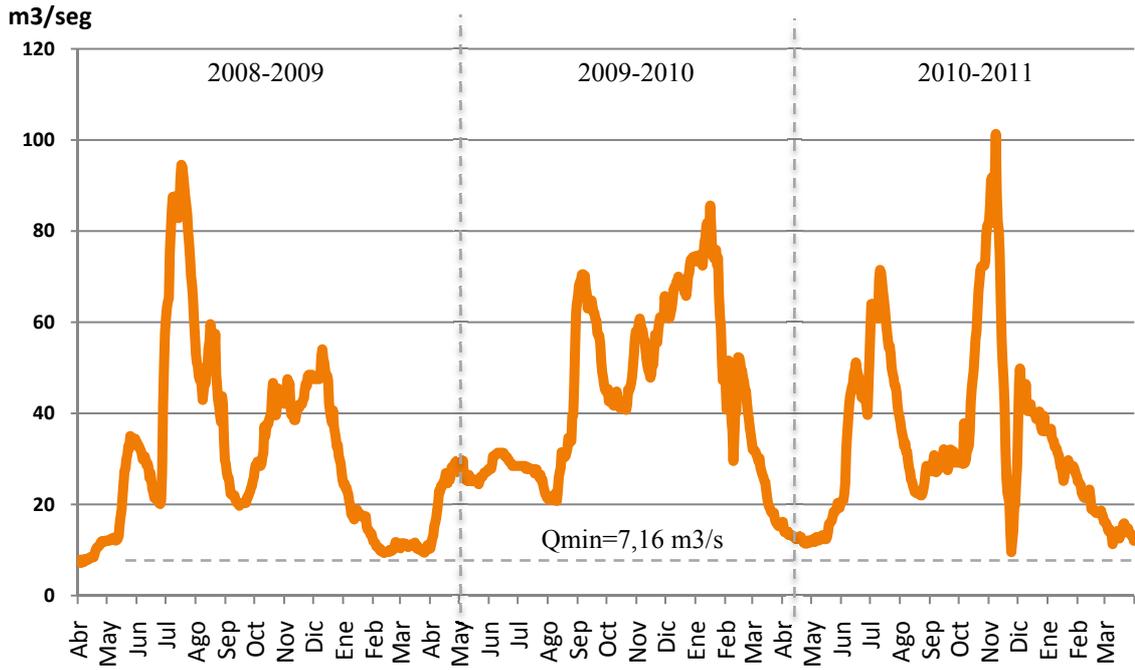


FIGURA IV-8. HISTOGRAMA MEDIO DIARIO ANUAL DEL RÍO SENGUER - AÑOS 2008-2011
 FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

El caudal del Río Senguerr tiene una gran variabilidad, con grandes caudales en las épocas de lluvias y de deshielo. Sin embargo, al tratarse de un río permanente, siempre fluye un caudal mínimo por el mismo, que en el período observado es de 7,16 m³/seg. Para estudiar la distribución del caudal del río, se construyó la curva de duración de caudales, utilizando los datos de caudales medios diarios de la serie completa, la cual permite estimar la probabilidad de que el caudal sea igual o mayor a cierto valor. La misma se construyó utilizando los datos de la serie disponible.

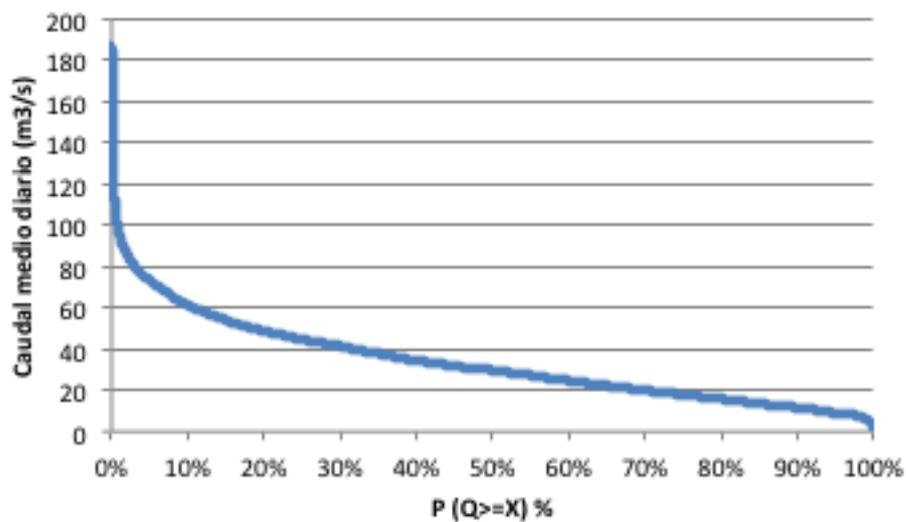


FIGURA IV-9. CURVA DE DURACIÓN DE CAUDALES MEDIOS DIARIOS
 FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A DATOS DE LA SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS DE LA NACIÓN

De la Figura IV-9 se desprende información valiosa para el estudio en cuestión. Por ejemplo, si se decidiera instalar una central con un caudal de diseño de 30 m³/s y un salto aprovechable de 100 m, asumiendo una eficiencia global del sistema del 70%, se podría obtener una potencia neta de:

$$P_{neta} = 0,7 * 9,81 * 30 * 100 = 20,6 \text{ MW}$$

Sin embargo, esta potencia estaría disponible el 50% del tiempo, es decir, 6 meses al año, ya que el resto del tiempo el caudal sería menor a 30 m³/s, no pudiendo generar dicha potencia.

De todos modos, el presente estudio pretende evaluar la viabilidad de la construcción de una minicentral hidroeléctrica y una central de 20,6 MW escapa del alcance del mismo. Asimismo, se pretende realizar una central de base cuya potencia esté disponible el 100% del tiempo.

De la bibliografía analizada, un caudal menor a 1 m³/s resulta apropiado para una central hidroeléctrica de de paso con canal y tubería forzada (Harvey, 1993). La curva de duración de caudales medios diarios permite deducir que siempre se dispondrá de dicho caudal en el río, ya que el caudal que se encuentra disponible el 100% del tiempo corresponde a 1,79 m³/s. Esto quiere decir que el caudal medio diario mínimo observado en la serie disponible es de 1,79 m³/s.

En la Tabla IV-5 se presenta la potencia neta que podría ser generada con un salto bruto de 100 m, asumiendo una eficiencia global del sistema del 70%.

% del módulo	Caudal (m ³ /s)	P neta (KW)
1,2%	0,4	275
1,5%	0,5	343
1,8%	0,6	412
2,1%	0,7	481
2,4%	0,8	549
2,7%	0,9	618
3,0%	1,0	687

TABLA IV-5. POTENCIA NETA APROVECHABLE PARA DISTINTOS CAUDALES DEL RÍO SENGUER, ASUMIENDO UNA EFICIENCIA GLOBAL DEL 70%
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Para generar la misma potencia, deberá existir un equilibrio en la relación Caudal-Salto. En el caso de no disponer de un buen salto, se deberá contar con un caudal mayor, con las diferencias en la elección de turbina que esto implicaría. En el Río Senguerr se pueden obtener 100 metros de salto bruto, lo que quiere decir que el caudal a utilizar puede ser relativamente chico.

Del análisis hidrológico del río se observa que el caudal mínimo del río es de 1,7 m³/s. Ya que se buscará mantener el caudal turbinado constante (por medio de compuertas), será obligatorio que este caudal sea menor a 1,7 m³/s. Teniendo en cuenta el impacto ambiental que generaría tomar demasiado caudal, se propone dejar en el río, en las peores condiciones, aproximadamente 1 m³/s. Por lo tanto el caudal de diseño será de 0,7 m³/s

IV.3.2.4. Obras civiles

Habiendo hecho el estudio que permite estimar el salto disponible y el caudal a turbinar, el paso siguiente consiste en dimensionar las obras civiles de la instalación, entre las cuales las más importantes son:

- Presa de desviación
- Toma de agua
- Compuertas de regulación
- Aliviadero
- Vertederos
- Sedimentador
- Canal
- Reservorio superior
- Tubería forzada
- Casa de máquinas
- Canal de descarga

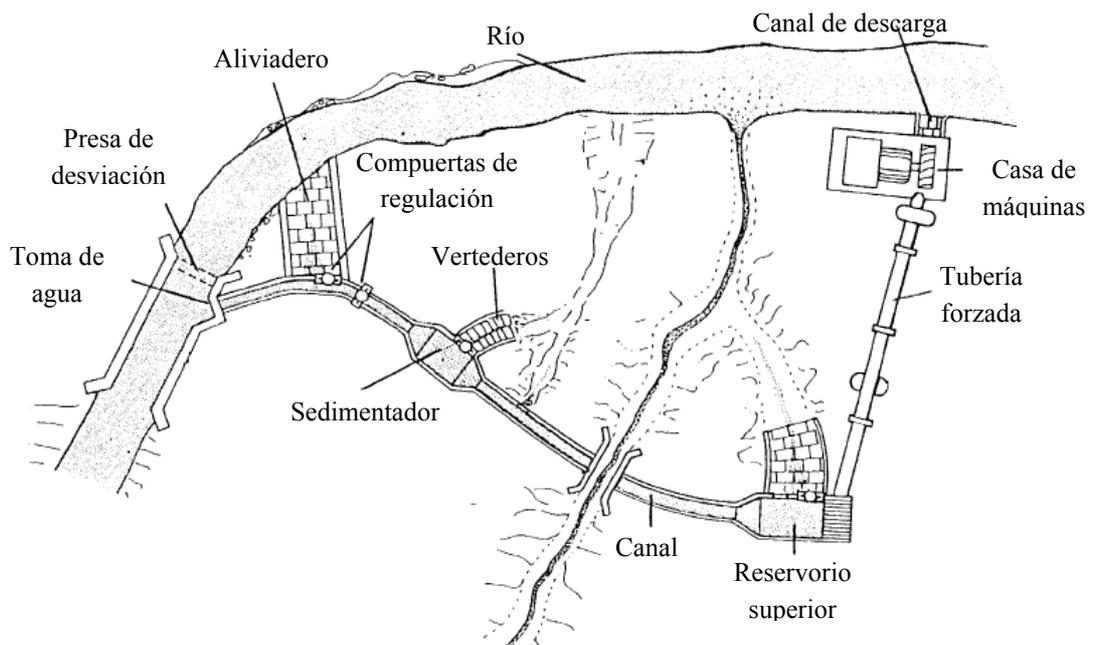


ILUSTRACIÓN IV-6. COMPONENTES DE UNA MINI CENTRAL HIDROLÉCTRICA
FUENTE: MICRO-HYDRO DESIGN MANUAL – A GUIDE TO SMALL SCALE WATER POWER SCHEMES

Como se observa en la Figura IV-10 el costo de la tubería forzada, el canal y las obras electro-mecánicas suman aproximadamente el 61% de la inversión necesaria en una minicentral hidroeléctrica. Al tratarse de los principales componentes del costo de capital, serán estos tres elementos los que se dimensionarán para la central en estudio.

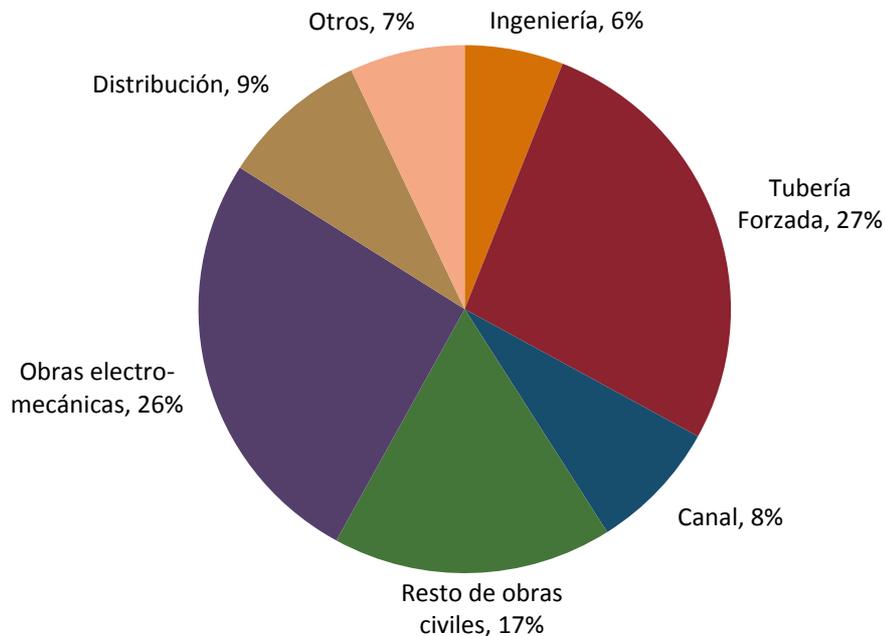


FIGURA IV-10. DISTRIBUCIÓN DEL COSTO DE CAPITAL PROMEDIO DE UNA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA

FUENTE: MICRO-HYDRO DESIGN MANUAL – A GUIDE TO SMALL SCALE WATER POWER SCHEMES

IV.3.2.5. Canal

El agua debe ser transportada desde la toma hasta el reservorio superior.

Si bien lo ideal sería aprovechar todo el salto posible con una única tubería forzada desde la toma hasta la casa de máquinas, esto resulta muy costoso ya que los costos de construcción de la tubería forzada son considerablemente mayores a los de la construcción del canal. Es por ello que se utiliza un canal hasta una posición donde se pueda conseguir el mayor salto posible en un tramo corto, minimizando así los costos de la tubería forzada.

Dependiendo de las características del terreno, será necesario utilizar distintos tipos de canal, entre los cuales se destacan:

- Canal simple: sobre la tierra. Para largas distancias donde no haya peligro de colapso de paredes del canal.
- Canal sellado: con una capa de cemento o ladrillo para disminuir la fricción y consecuente pérdida de carga (no proporciona fuerza estructural). Para distancias largas y de poca pendiente. En zonas donde no haya peligro de colapso de las paredes laterales del canal.

- Canal revestido: lleva un revestimiento de piedra y mortero para otorgar fuerza estructural. Para zonas donde debido a la poca compactación del suelo, las paredes del canal estén expuestas al colapso.
- Canal de acero: de acero galvanizado. Pueden ser acueductos o cañerías cortadas a la mitad. Es utilizado para distancias cortas por su elevado costo y son elegidas en zonas donde se necesite la mínima fricción.
- Canal de concreto cubierto: lleva una tapa para evitar que ingresen elementos al canal. Es de gran utilidad en zonas montañosas de gran pendiente debido a que impide que las rocas que caen por la ladera ingresen al canal.

El tipo de canal a utilizar en este proyecto será el canal sellado. El suelo compactado aporta a las paredes del canal la suficiente resistencia como para no necesitar revestimiento. Por otro lado, las grandes extensiones que deberá recorrer el canal y el poco margen de pérdida de salto hace que sea necesario sellar el canal con concreto para minimizar las pérdidas.

IV.3.2.5.1 Dimensionamiento del canal

El canal tendrá una sección como la que se observa en la Figura IV-11.

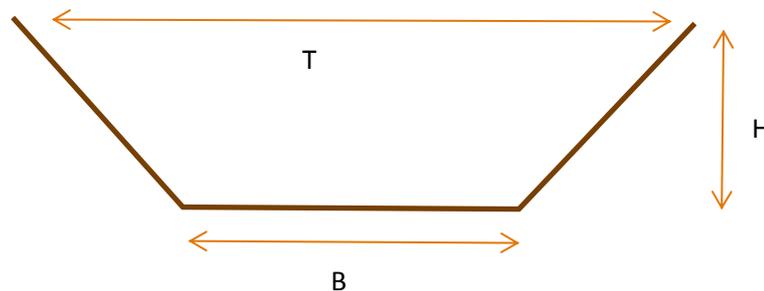


FIGURA IV-11. PERFIL DEL CANAL
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

El primer paso para el dimensionamiento del canal, siguiendo la metodología propuesta por (Harvey, 1993) será elegir el material apropiado para su construcción. El material a utilizar es concreto. Cabe destacar que al tratarse de un canal de tipo sellado, el concreto no aporta fuerza estructural, sino que sirve para disminuir la fricción y la consecuente pérdida de carga. Para un canal sellado de concreto, la pendiente de los lados del canal debe ser de $N=0,58$.

La velocidad con la cual fluirá el agua a través del canal deberá estar dentro de un rango determinado. Si la velocidad es muy pequeña, se depositarán elementos sólidos en el canal, y si es muy grande, provocará una mayor erosión del mismo.

Para un canal de concreto de poco más de 1 metro de profundidad la velocidad máxima aceptada es de unos 2 m/s. La velocidad mínima que podrá tomar el fluido es de 1 m/s.

Asimismo debido a que es necesario evitar desbordes, se lo otorgará al canal una altura un 30% en exceso. Para ello se utilizará el valor $F=1,3$.

Como ya se determinó, el caudal nominal será de $0,7 \text{ m}^3/\text{s}$.

La rugosidad del material será igual a $n=0,015$

Una vez determinados estos parámetros se calcularán las dimensiones del canal.

El primer paso consiste en establecer la velocidad del agua, que será asumirá en $1,5 \text{ m/s}$.

Luego se calculará la superficie de la pared de agua:

$$A = \frac{Q \times F}{V} = 0,607 \text{ m}^2$$

Para calcular H, B y T se utilizará una variable auxiliar X:

$$X = 2 * \sqrt{(1 + N^2)} - 2 * N = 1,152$$

A partir del valor de X, se calculan H, B y T:

$$H = \sqrt{\frac{A}{X + N}} = 0,59 \text{ m}$$

$$B = H * X = 0,68 \text{ m}$$

$$T = B + 2 * H * N = 1,37 \text{ m}$$

Una vez obtenidas las dimensiones de la sección del canal, será necesario estimar la pendiente necesaria, para lo cual se procederá a calcular el perímetro mojado P, el radio hidráulico R y la pendiente S:

$$P = B + 2 * H * \sqrt{1 + N^2} = 2,05 \text{ m}$$

$$R = \frac{A}{P} = 0,296$$

$$S = \left(\frac{n * V}{R^{0,667}} \right)^2 = 2,57 * 10^{-3}$$

Finalmente se calcula la altura del canal HL como:

$$HL = S * L = 14,1 \text{ m}$$

Donde L es la longitud del canal, que se estima en 5.500 m.

IV.3.2.5.2 Tubería forzada

La tubería forzada constituye uno de los elementos más costosos en la construcción de una mini central hidroeléctrica. Esto se debe a que la tubería debe estar diseñada para soportar las presiones de trabajo así como también las altas presiones que pueden surgir como consecuencia de una obstrucción repentina en la instalación. Estas elevadas presiones ocurren únicamente en un período de tiempo reducido y se conoce comúnmente como golpe de ariete.

Para la elección de la tubería a utilizar se siguieron los siguientes pasos, siguiendo la metodología propuesta por (Harvey, 1993):

1. Se confeccionó una tabla para comparar tuberías de distintos materiales y diámetros. Cada una de las alternativas tiene distintas implicancias en cuanto a costo de capital y rendimiento.
2. Para cada alternativa se calculó la pérdida de presión en el caño por fricción, así como por pérdidas localizadas.
3. En cada caso se evaluó las presiones que surgirían en la tubería por efecto de una obstrucción repentina.
4. Por último, se estimó el costo total y el rendimiento de cada alternativa de forma tal de elegir la opción más conveniente en cuanto a relación costo-beneficio. La elección de una tubería con mayores pérdidas representará menores costos; en contrapartida la energía generada será menor.

IV.3.2.5.2.1 Estimación de la pérdida de presión en la tubería

Para la estimación de la pérdida de presión se partió del caudal de diseño establecido previamente y de la altura bruta aprovechable. El caudal de diseño para la turbina es de 0,7 m³/s y la altura bruta aprovechable es de 100m.

Para estimar la longitud de la tubería forzada se supuso que se trata de una tubería recta, sin codos, con lo cual se aplicó la siguiente relación:

$$L_{tubería} = \sqrt{L_{horizontal}^2 + h_{bruta}^2} = 905 \text{ m}$$

A modo de ejemplo, se procederá a realizar los cálculos con una tubería de PRFV (plástico reforzado con fibra de vidrio) de diámetro nominal 600 mm (PRFV DN600-PN16). Las características de esta tubería son su diámetro externo (D), su diámetro interno (d) y su espesor de pared (t):

$$D = 616,5 \text{ mm}$$

$$d = 609,8 \text{ mm}$$

$$t = 6,72 \text{ mm}$$

La rugosidad normal de este tipo de material (k) se tomó del catálogo del fabricante y es de:

$$k = 0,01 \text{ mm}$$

En base a la rugosidad y el diámetro interno del tubo, se estimó el factor de fricción (f), con la siguiente expresión:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 * \log_{10} \left[\frac{6,9}{Re} + \left(\frac{k/d}{3,7} \right)^{1,11} \right]$$

Donde Re es el número de Reynolds:

$$Re = \frac{4Q}{\pi v d}$$

De lo anterior, resulta un factor de fricción de:

$$f = 0,01128$$

Reemplazando en la siguiente fórmula, se obtiene la pérdida de carga por fricción:

$$h_{fricción} = \frac{f * L_{tubería} * 0,08 * Q^2}{d^5} = 4,8 \text{ m}$$

Luego, se estimó las pérdidas localizadas, asumiendo que se dispone de una toma de aristas rectas ($K=0,5$) y una válvula completamente abierta ($K=0,1$) al final de la tubería:

$$h_{pérdidaslocalizadas} = \frac{v^2}{2g} (K_{entrada} + K_{válvula}) = 0,18 \text{ m}$$

La pérdida total de carga resulta:

$$h_{pérdida} = h_{fricción} + h_{pérdidaslocalizadas} = 5 \text{ m}$$

Esto representa una pérdida porcentual de:

$$h_{p\acute{e}rdida} = 4,9\%$$

La altura neta aprovechable es de:

$$h_{neta} = 100 \text{ m} - 5 \text{ m} = 95 \text{ m}$$

IV.3.2.5.2.2 Espesor de pared de la tubería forzada

Para cada una de las opciones establecidas, se verificó si el espesor de pared era el apropiado para soportar las presiones internas en la tubería en el caso de una obstrucción repentina.

A continuación se ejemplifica el procedimiento de cálculo utilizado, siguiendo con la tubería usada en el punto anterior.

En primer lugar, se estimó la velocidad de la onda de presión utilizando la siguiente expresión:

$$a = \frac{1400}{\sqrt{1 + \left(\frac{2,1 \cdot 10^9 \cdot d}{E \cdot t}\right)}} = 502,5 \text{ m/s}$$

Donde E es el módulo de elasticidad del material.

Con la velocidad de la onda de presión, se calculó el incremento de presión por efecto del golpe de ariete, suponiendo una obstrucción total instantánea:

$$h_{golpedeariete} = \frac{av}{g} = 122,8 \text{ m}$$

Por ende, la presión interna que debería soportar la tubería, es:

$$h_{total} = h_{bruta} + h_{golpedeariete} = 222,8 \text{ m}$$

Con los datos anteriores se calcula un factor de seguridad FS:

$$FS = \frac{t \cdot S}{5 \cdot h_{total} \cdot 10^3 \cdot d} = 3,9$$

La regla de decisión es la siguiente: si el factor de seguridad es menor a 3, se debe rechazar la tubería ya que no sería segura en el caso de una obstrucción y se debe probar con otro espesor de pared.

IV.3.2.5.2.3 Elección de la tubería a instalar

Para la elección de la tubería, se consideraron las siguientes opciones de materiales y diámetros:

- Plástico reforzado con fibra de vidrio (PRFV):
 - DN 24’’
 - DN 20’’
 - DN 16’’
- PVC:
 - DN 24’’
 - DN 20’’
 - DN 16’’
- Acero:
 - DN 24’’
 - DN 20’’
 - DN 16’’

Variable	Unidad	PRFV	PRFV	PRFV	PVC	PVC	PVC	Acero	Acero	Acero
Diámetro nominal	pulgadas	24	20	16	24	20	16	24	20	16
Diámetro interno	m	0,610	0,524	0,422	0,573	0,476	0,379	0,575	0,478	0,381
Espesor	mm	6,7	5,9	4,9	37,0	31,9	26,9	17,5	15,1	12,7
Velocidad de la ola	m/s	503	512	525	394	401	412	1.207	1.213	1.221
Altura total estimada	m	95,1	89,6	70,1	93,3	83,5	49,5	91,8	79,1	33,1
Espesor efectivo	mm	6,72	5,90	4,87	36,98	31,93	26,92	17,48	15,09	12,70
FS calculado		4,0	3,3	2,5	1,7	1,4	1,1	5,6	4,3	3,1
FS aceptable?		SI	SI	NO	NO	NO	NO	SI	SI	SI
Rugosidad	mm	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,10	0,10	0,10
Pérdida de carga	%	5%	10%	30%	7%	17%	51%	8%	21%	67%
Costo	US\$	188.384	149.519	-	-	-	-	186.275	133.801	89.886
Potencia neta	KW	653	616	481	641	573	340	631	543	227
Costo por KW	US\$/KW	289	243	-	-	-	-	295	246	395

TABLA IV-6. COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS PARA TUBERÍA FORZADA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En base a la Tabla IV-6, se pueden comparar las distintas alternativas. El primer filtro que debe pasar cada una de las opciones consideradas es si cumplen con el factor de

seguridad en caso de una obstrucción repentina en el sistema. Así, se descartan las opciones de tubería de PVC por no contar con la resistencia necesaria en el caso de producirse un golpe de ariete.

Con el fin de determinar, entre las opciones restantes, cuál sería la óptima, se calculó el costo de la tubería en relación a la potencia neta que se podría obtener del sistema. De esta forma, aquellas alternativas que tengan un costo bajo y entreguen mayor potencia serán las que mejor relación costo-beneficio otorguen al proyecto.

Se descartan del análisis las tuberías de acero ya que tienen altas pérdidas por fricción (efecto que se ve incrementado al disminuir el diámetro de la cañería) y un costo elevado en relación a la potencia que pueden transmitir.

Finalmente, se optó por utilizar para el diseño de la central en cuestión una tubería de plástico reforzado con fibra de vidrio de 600 mm de diámetro nominal (DN 600 – PN 16). A pesar de que la alternativa de 500 mm tiene un costo menor en relación a la potencia que puede brindar, por el caudal que se está manejando se eligió la tubería de mayor diámetro. De esta forma, las pérdidas por fricción son menores porque la velocidad del fluido en el caño es menor. Así mismo, en el caso de un golpe de ariete, la tubería elegida es más resistente.

IV.3.2.6. Turbinas

La turbina es el elemento principal de la central hidráulica, responsable de transformar la energía del agua en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica por medio de un alternador acoplado al eje de la turbina.

En el mercado se pueden encontrar distintos tipos de turbinas que estarán condicionadas por las características del aprovechamiento y por la velocidad deseada de giro del generador. Todas las turbinas van a tener una característica potencia-revoluciones y eficiencia-revoluciones.

Tipos de turbinas

Se dividen las turbinas en dos categorías según el tipo de funcionamiento: de acción y de reacción.

Turbinas de acción vs turbinas de reacción

Las turbinas de acción aprovechan únicamente la velocidad del flujo del agua, mientras que en las turbinas de reacción, el diseño del rotor permite aprovechar la presión del agua cuando entra al rotor, convirtiéndola en energía cinética. Las turbinas de reacción deberán estar cuidadosamente presurizadas y para las mismas condiciones de salto y caudal se obtendrá una velocidad de rotación mayor que con las de acción. La velocidad de rotación puede llegar a ser tan alta que permite acoplar el eje del rodete directamente

al generador. Las turbinas de reacción requerirán mayor mantenimiento y su fabricación será más costosa que en el caso de las turbinas de acción.

El conjunto de las turbinas de acción abarca: Pelton, Turgo y Flujo Cruzado, mientras que las turbinas de reacción comprenden: Francis, Kaplan, Hélice.

IV.3.2.6.1 Turbinas Pelton

Es una turbina de acción. Se proyecta por medio de inyectoros uno o más chorros de agua sobre las paletas de la turbina. Este chorro, de dirección tangencial impulsará el rotor haciéndolo girar junto al eje.

El eje puede estar dispuesto en forma vertical u horizontal, permitiendo la primera hasta seis inyectoros y la segunda solo uno.

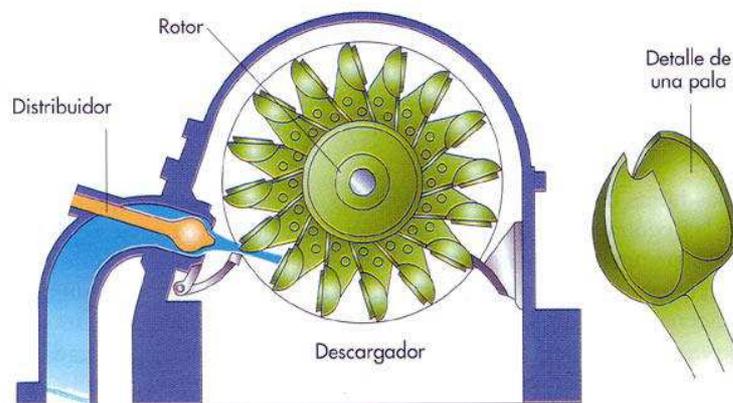


ILUSTRACIÓN IV-7. ESQUEMA DE UNA TURBINA PELTON DE EJE HORIZONTAL
FUENTE: WKV INC

La pala tiene forma de doble cuchara, dividiendo en dos el chorro que incide en la arista media. A la salida de la pala el agua lleva un ángulo de aproximadamente 180° respecto de la entrada, de manera que se maximiza el empuje del chorro. La potencia se regula a través de los inyectoros, incrementando o disminuyendo el caudal de incidencia.

Las ventajas de utilizar múltiples inyectoros son:

- Altas velocidades de rotación (lo que implica rodetes de menor tamaño)
- Reducción del golpe de ariete
- Costo más bajo.

Dentro de las desventajas de utilizar este tipo de turbina se encuentran:

- Más elementos que pueden dejar de funcionar
- Mayores pérdidas por fricción



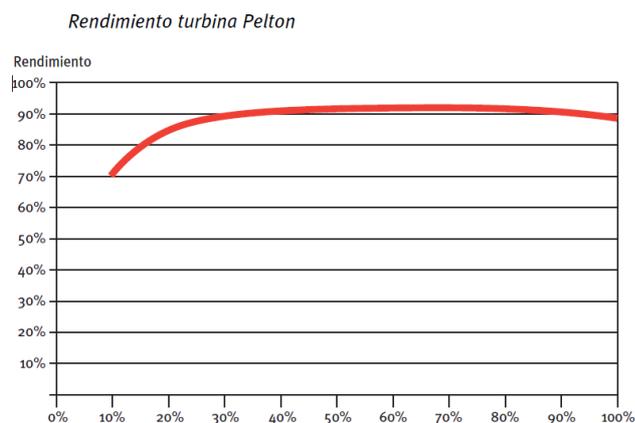
ILUSTRACIÓN IV-8. TURBINA PELTON DE SEIS INYECTORES

FUENTE: [HTTP://MEMBERS.TRIPOD.COM/MQHD_ITA.MX/TURBINAPELTON01.JPG](http://members.tripod.com/mqhd_ita.mx/turbinaPelton01.jpg)

Este tipo de turbina se utiliza para saltos elevados que tienen poco caudal (salto entre 30 y 1000 m y caudal entre 0 – 2 m³/s). La disponibilidad en estas turbinas es alta, mientras que el costo de mantenimiento se mantiene bajo.

El mantenimiento es relativamente sencillo. Los elementos mecánicos a observar son las boquillas de los inyectores y los ángulos de las palas debido a la acción abrasiva de la arena.

Rendimiento: es superior al 90% en condiciones de diseño. Como se puede observar en la Figura IV-12 la curva de rendimiento es prácticamente constante. Una característica fundamental de estas turbinas es que logran un elevado rendimiento aún con baja carga. Asimismo, el rendimiento se mantiene inelástico a las variaciones de caudal, manteniéndose por encima al 80% para un caudal del 20% del nominal. Este tipo de turbina también mantiene alto el rendimiento trabajando con carga parcial.

FIGURA IV-12. RENDIMIENTO DE UNA TURBINA PELTON EN FUNCIÓN DEL CAUDAL DE DISEÑO
FUENTE: IDAE

IV.3.2.6.2 Turbinas Turgo

Es una turbina de acción, similar a la Pelton. La principal característica que las diferencia es que el chorro de agua proveniente de los inyectores impactará las cucharas del rotor con un ángulo determinado y no de manera perpendicular como en el caso de las turbinas Pelton. Este ángulo es por lo general de 20° . Para lograr esto, las palas del rotor deberán ser distintas ya que el agua debe ingresar por un lado y salir por el otro, aportando empuje en el cambio de dirección del chorro de agua.

Esta diferencia entre las dos turbinas permite que en las turbinas Turgo no esté limitado el caudal por la interferencia del mismo, lo que no ocurre en las turbinas Pelton. Es por esto que la turbina Turgo admite, para un mismo caudal, un rotor de menores dimensiones, lo que se traduce en una mayor velocidad de rotación del rotor.

Al igual que en la turbina Pelton, la turbina Turgo es eficiente para un amplio espectro de velocidades.

La desventaja principal que esta turbina tiene sobre la Pelton es que su construcción es de mayor complejidad, lo que la hace más costosa. Otro aspecto negativo es la carga axial que presenta la turbina.

Esta turbina se suele utilizar para saltos entre 50m y 250m. El rango de caudales que puede utilizar es también amplio ($0 - 10 \text{ m}^3/\text{s}$), por lo que los constructores las aconsejan para proyectos donde se esperen importantes variaciones de flujo de agua.

Este último aspecto es muy importante desde el punto de vista de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos de paso ya que al depender fuertemente del caudal del río, las variaciones en el flujo de agua pueden llegar a ser grandes.

Rendimiento: al igual que en la turbina Pelton, el rendimiento en condiciones nominales supera el 90 %, con un comportamiento similar al de la Pelton.

IV.3.2.6.3 Turbinas de Flujo Cruzado

Las turbinas de flujo cruzado o Banki, se caracterizan por poseer un rodete en forma cilíndrica con paletas horizontales. Este rodete recibe el agua de un inyector de sección rectangular provisto de un álabe longitudinal. El álabe dará la posibilidad de regular y orientar el caudal que entra a la turbina. El agua atravesará el rodete de manera que aporte energía al sistema a la entrada y también a la salida (al caer por el tubo de aspiración).

Este tipo de turbina se puede usar en saltos entre 3 y 200 metros con un rango de variación de caudales muy grande ($0,3 - 8 \text{ m}^3/\text{s}$), pero vale aclarar que la potencia estará limitada a aproximadamente 1 MW. Cuanto menor sea el salto, más largo deberá ser el rodete, pudiendo ser tan largo como sea necesario, sin perder las características hidráulicas de la turbina (el limitante será la flexión en las hojas al ser muy largas).

Una ventaja esencial de este tipo de turbina es la simplicidad de su diseño, permitiendo bajos costos de fabricación para una turbina muy versátil en cuanto a las alturas y caudales de funcionamiento.

Rendimiento: el rendimiento dependerá de cuán sofisticado sea el diseño de la turbina (por ejemplo, si está diseñada para funcionamiento en vacío). Para una turbina de gran diseño, el rendimiento es inferior al de la Pelton, llegando a 85%, mientras que para un diseño más simple el rendimiento suele ubicarse entre 60% y 70%. Debido a la flexibilidad de caudales que tiene la turbina, el rendimiento se mantiene constante aún con un caudal diez veces menor al de diseño, lo que se observa en la Figura IV-13.

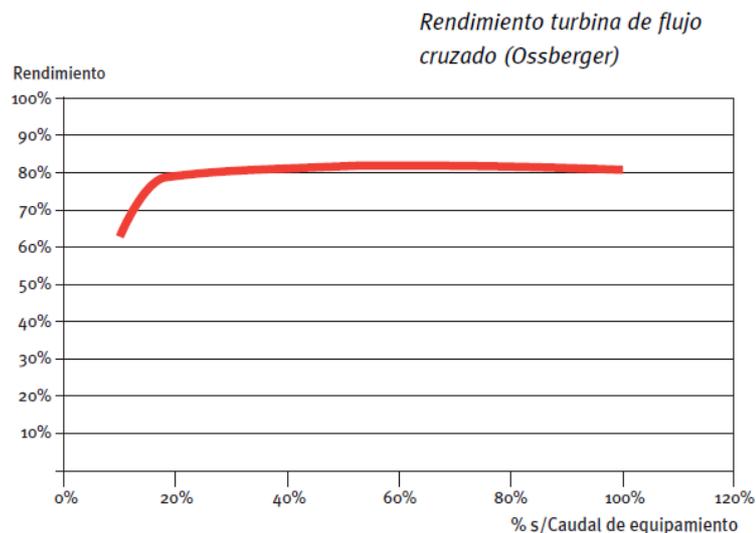


FIGURA IV-13. RENDIMIENTO DE UNA TURBINA DE FLUJO CRUZADO
FUENTE: IDAE

IV.3.2.6.4 Turbinas Francis

Es una turbina de reacción, donde el flujo ingresa en forma radial y a medida que el fluido recorre la máquina hasta la salida se convierte en dirección axial y con admisión completa.

Posee un distribuidor con álabes regulables y un rodete con álabes fijos.

Como estas turbinas utilizan la presión con la que viene el agua, desde el momento en que entra el agua al sistema en ningún momento entra en contacto con la atmósfera.

El agua es conducida al rodete a través del distribuidor.

El agua ingresa por el estator aumentando su velocidad y perdiendo presión a medida que se acerca al centro, donde se encuentra el rotor. El rotor tiene un radio creciente para que de esta manera disminuya la presión del fluido y aumente la velocidad de rotación.

El distribuidor tiene como misión dirigir el agua hacia los álabes del rodete, regulando el caudal admitido, modificando de esta forma la potencia de la turbina. Esto le permite a este tipo de turbinas ajustarse a las variaciones de la red eléctrica. En la Ilustración IV-9 se observa la complejidad de la construcción de estas turbinas, lo que las hace costosas frente a las turbinas de acción.



ILUSTRACIÓN IV-9. TURBINA FRANCIS

Este tipo de turbinas se adapta muy bien a todo tipo de saltos y caudales. El rango de utilización va desde 10 metros hasta 400 metros de salto y caudales entre 0,5 y 22 m³/s.

Rendimiento: En condiciones óptimas, el rendimiento es superior al 90%, pero disminuirá notablemente si el caudal cae. Permite variaciones de entre 40% y 105% del caudal nominal y variaciones en el salto de entre 60% y 125% del nominal. Esto lleva a que en las centrales hidroeléctricas se utilicen varias turbinas de menor capacidad para que ninguna trabaje a menos del 60% de carga.

Para mejorar el rendimiento de esta turbina se suele utilizar un tubo de aspiración. Esto se logra sumergiendo el canal de salida, consiguiéndose un efecto succión.

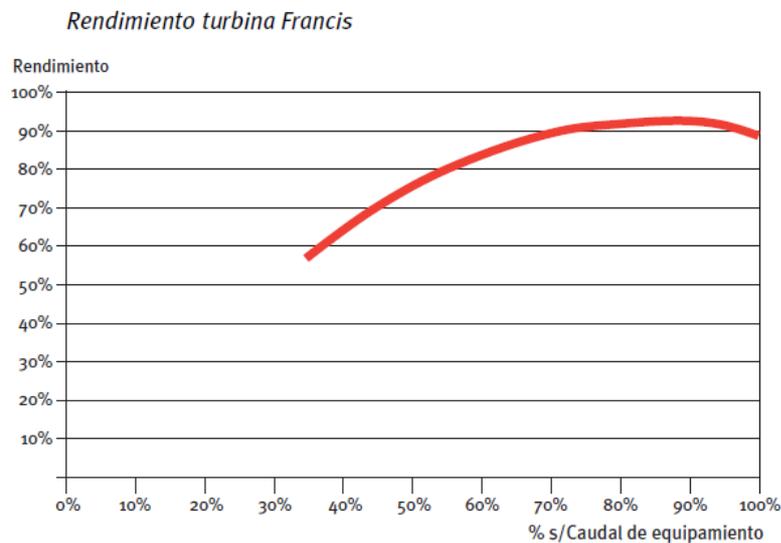


FIGURA IV-14. RENDIMIENTO DE UNA TURBINA FRANCIS
FUENTE: IDAE

IV.3.2.6.5 Turbinas de Hélice, Semikaplan y Kaplan

Consiste en una hélice dentro del tubo de la tubería forzada. Se suelen utilizar entre tres y seis palas (cuanto menor sea el salto, menos palas se utilizan).

Las Semikaplan y Kaplan son variantes de la turbina Hélice a las cuales se les pueden regular las palas. El rodete con palas ajustables le da a las Kaplan y Semikaplan la posibilidad de funcionar con un mayor rango de caudales.

Entre la Kaplan y la Semikaplan la diferencia será que la primera incorpora un distribuidor regulable que le da un mayor rango de funcionamiento con mayores rendimientos, siempre a cambio de un mayor costo y complejidad.

Si bien en centrales de gran escala se utilizan versiones sofisticadas de este tipo de turbina, una característica relevante para el caso de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos es la simpleza y el bajo costo con las que se pueden fabricar.

Las turbinas tipo Hélice se emplean generalmente para saltos pequeños y caudales grandes.

Para una central de paso con un salto constante y caudal muy variable se aconseja utilizar una turbina Kaplan o Semikaplan.

Para centrales con embalse y regulación propia de caudal se suele utilizar una turbina de Hélice.

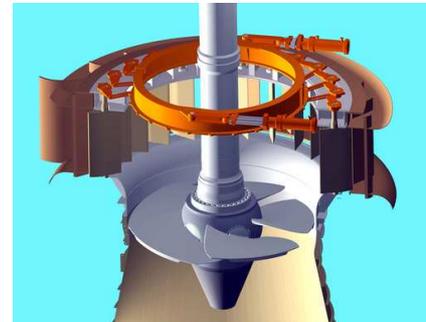
En cuanto al salto, el rango es de 3 a 70 m y para el caudal de 0 a 50 m³/s.

En cuanto al mantenimiento de estas turbinas, se las puede clasificar dentro de las turbinas de mantenimiento complejo. El motivo de esto es que es necesario comprobar periódicamente la estanqueidad del núcleo de las palas motoras. Adicionalmente las turbinas que tengan álabes regulables y que experimenten fuertes variaciones de carga, exigen que se revise con cierta regularidad la rueda motriz.

Rendimiento: El rendimiento con caudales distintos al nominal suele ser pobre. Para el caudal nominal el rendimiento es superior a 90%, lo que se ve en la Figura IV-15.

Para los tres tipos se admitirá una variación en el salto entre 60% y 140% del nominal.

En cuanto al caudal se admitirá entre 40% y 105% para la Hélice, entre 15% y 110% para las Kaplan y un valor intermedio para las Semikaplan.



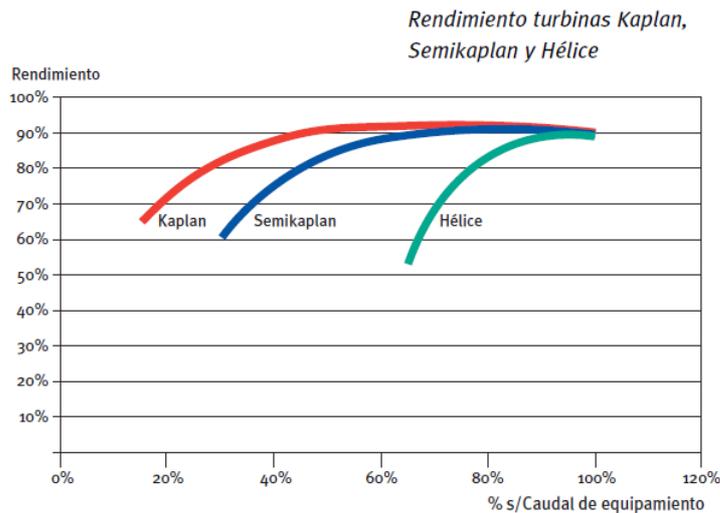


FIGURA IV-15. RENDIMIENTO DE TURBINAS KAPLAN, SEMIKAPLAN Y HÉLICE
FUENTE: IDAE

IV.3.2.6.6 Resumen y comparación de turbinas

La elección de la turbina a utilizar en la micro-central de Río Senguerr dependerá de tres atributos “pasa/no pasa” y otros cuatro a los cuales se les atribuirá un factor de ponderación:

- Rango de Salto (pasa/no pasa)
- Rango de Caudal (pasa/no pasa)
- Potencia (pasa/no pasa)
- Amortiguación de variaciones de caudal
- Rendimiento en condiciones nominales
- Inversión
- Complejidad y costo de mantenimiento

En la Figura IV-16 se observa comparativamente la variación del rendimiento con respecto al caudal de trabajo de los tipos de turbina más comunes. En el caso de caudales con gran variabilidad, este será un elemento decisivo a la hora de determinar la turbina a instalar.

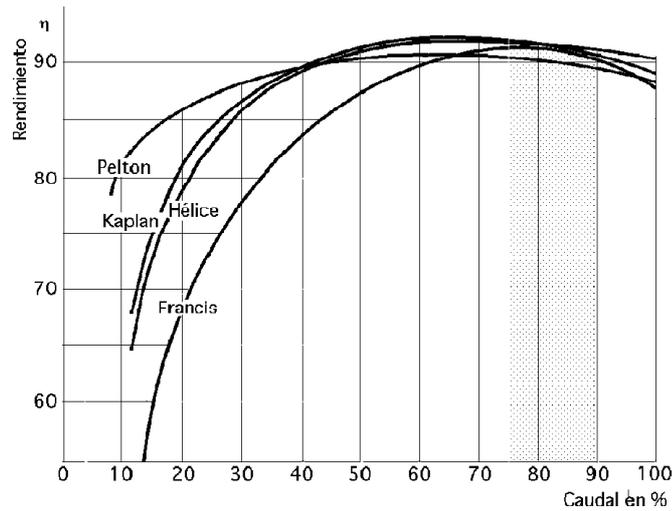


FIGURA IV-16. COMPARACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LAS TURBINAS MÁS COMUNES
FUENTE: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y ENERGÉTICA - UNIVERSIDAD DE CANTABRIA

En el caso de los atributos “pasa/no pasa”, se utilizará la Figura IV-17. En la misma se observan los rangos de funcionamiento para cada tipo de turbina. Estos rangos son los mismos que se detallaron en la descripción de cada turbina, pero en este caso se puede ver no solo las cotas superior e inferior, sino que también la variación de una con respecto a la otra.

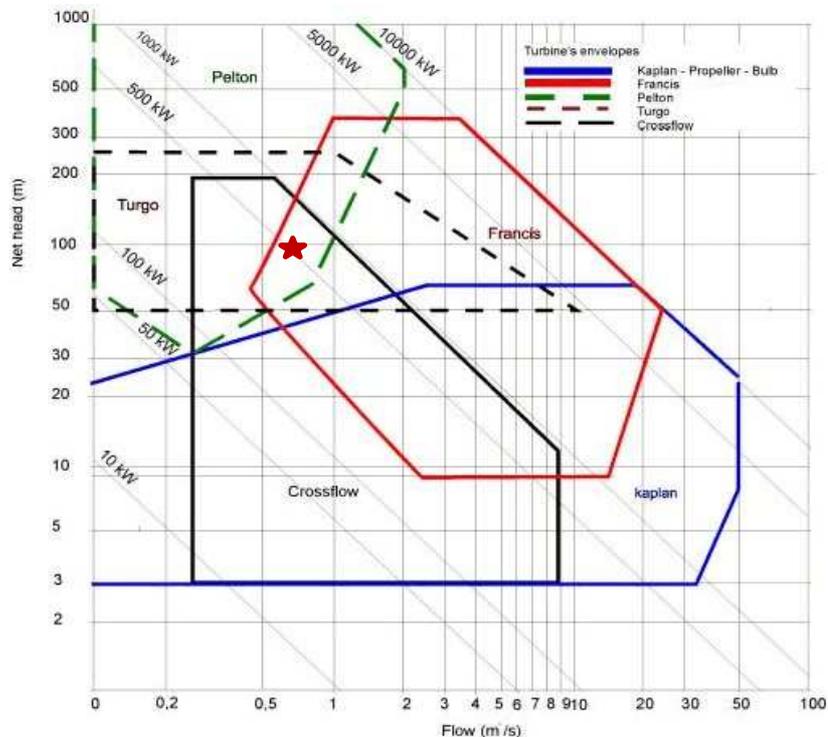


FIGURA IV-17. ELECCIÓN DE LA TURBINA A UTILIZAR
FUENTE: [HTTP://WWW.PUMPFUNDAMENTALS.COM](http://www.pumpfundamentals.com)

En la Tabla IV-7 se presenta un resumen de las características principales de los diferentes tipos de turbinas y para qué tipo de pequeño aprovechamiento hidroeléctrico se recomienda cada una. La elección de la turbina dependerá de cuál sea la potencia que se quiera obtener y las características de caudal y salto. La turbina Kaplan no se recomendará para ningún tipo de pequeña central, ya que está orientada a las grandes centrales.

	Pelton	Flujo Cruzado	Turgo
Caudal (m3/s)	0 - 2	0,3 - 8	0 - 10
Salto (m)	30 - 1000	3 - 200	50 - 250
Rendimiento nominal	91%	83%	90%
Variabilidad de caudal (respecto del nominal)	30% a 105%	20% a 120%	30% a 105%
Complejidad en la construcción	baja	baja	media
Potencia (kW)	100 kw- 10000kw	10 kw- 1000kw	100 kw- 1000kw
Tipo de pequeño aprovechamiento hidroeléctrico	Gran salto	Salto chico	Salto medio
	Caudales chicos	Caudales medios	Caudales medios
	Caudal variable	Caudal variable	Caudal variable
	Bajo Costo	Bajo Costo	Costo medio
	Pot. Media / alta	Pot. Baja/media	Pot media

	Francis	Kaplan	Hélice
Caudal (m3/s)	0,5 - 22	0 - 50	0 - 50
Salto (m)	9 - 400	0 - 70	0 - 70
Rendimiento nominal	92%	94%	90%
Variabilidad de caudal (respecto del nominal)	60% a 125%	40% a 115%	80% a 100%
Complejidad en la construcción	alta	alta	baja
Potencia (kW)	300 kw- 10000kw	Desde 1000kw	10 kw- 1000kw
Tipo de pequeño aprovechamiento hidroeléctrico	Salto chico	Salto Chico	Salto Chico
	Caudal medio a grande	Caudal Grande	Caudal medio
	Caudal constante	Caudal variable	Caudal constante
	Costo medio/alto	Costo alto	Bajo Costo
	Pot media / alta	Pot. Alta	Pot. Baja/media

TABLA IV-7. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE CADA TIPO DE TURBINA
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Ya realizado este análisis se pasará a analizar el caso del proyecto en Río Senguer. Como se observa en la Figura IV-17, el salto y caudal disponibles, ubicarán a la turbina como se indica con la estrella.

Las turbinas que se adaptan al salto y al caudal disponible en el proyecto de Río Senguerr son las turbinas Pelton, Francis, Flujo Cruzado (Banki) y Turgo. Las Kaplan y Hélice quedarán fuera del análisis porque el salto que tiene el proyecto de Río Senguerr es superior al rango de estas turbinas.

Comparativamente las turbinas de acción respecto de las de reacción, tendrán las siguientes ventajas:

- Serán más tolerantes a la arena
- Mantenimiento sencillo y fácil acceso a las partes de la turbina
- Están menos sujetas a cavitación
- Las curvas de eficiencia son más planas
- El costo de fabricación es menor por la simplicidad de los álabes

Con esta preselección de turbinas se confeccionó la Tabla IV-8.

	Pelton	Francis	Flujo Cruzado	Turgo
Rendimiento	+90%	+90%	80%	+90%
Pond. Rendimiento (0 - 10)	10	10	8	10
Incidencia Rendimiento (0% - 100%)	10%	10%	10%	10%
Pts. Rendimiento	1	1	0,8	1
Inversión	Baja	Media/alta	Baja	Media
Pond. Inversión (0 - 10)	10	5	10	8
Incidencia Inversión (0% - 100%)	50%	50%	50%	50%
Pts. Inversión	5	2,5	5	4
Complejidad de mantenimiento	Baja	Alta	Baja	Baja
Pond. Complejidad de mantenimiento (0 - 10)	10	6	10	9
Incidencia Complejidad de mantenimiento (0% - 100%)	30%	30%	30%	30%
Pts. Complejidad de mantenimiento	3	1,8	3	2,7
Rango de carga en niveles de Rend alto	30% a 100%	60% a 100%	20% a 100%	30% a 100%
Pond. Rango de carga en niveles de Rend alto (0 - 10)	7	4	8	7
Incidencia Rango de carga en niveles de Rend alto (0% - 100%)	10%	10%	10%	10%
Pts. Rango de carga en niveles de Rend alto - Caudal	0,7	0,4	0,8	0,7
Calificación	9,7	5,7	9,6	8,4

TABLA IV-8. MATRIZ DE DECISIÓN PARA LA ELECCIÓN DE LA TURBINA A UTILIZAR
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Vale aclarar que la incidencia del “Rango de carga en niveles de alto Rendimiento” dependerá del tipo aprovechamiento que se esté analizando. En casos en que el valor del caudal sea muy variable, la incidencia de este ítem será mayor. Para el caso del aprovechamiento del Río Senguer, esta característica no va a ser de gran incidencia ya que el caudal que se espera tener es constante durante todo el año.

En base a lo analizado, se seleccionó para el emprendimiento una turbina Pelton para un salto neto de 95 metros y un caudal 0,7 m³/s.

IV.4. Potencia generada por la central

A continuación se resumen las variables de diseño de la central proyectada:

Caudal de diseño: 0,7 m³/s.

Altura bruta: 100 m.

Pérdidas de carga en tubería por fricción: 4,9 m.

Altura neta: 95,1 m.

Eficiencia combinada turbina-generador: 91%.

Potencia neta de la central: 594 kW.

Energía generada anual: 5.200 MWh.

IV.5. Transporte de energía eléctrica

La energía generada por la mini-central será inyectada en el Sistema Interconectado Suroeste de la provincia de Chubut el cual integra los pueblos ubicados en el departamento de Alto Río Senguer.

En la Ilustración IV-10 se puede observar el esquema unifilar del sistema interconectado en cuestión. Los puntos representan los centros de generación y consumo de energía eléctrica. Las líneas representan las líneas de transmisión existentes y la línea punteada representa la línea de transmisión proyectada para conectar la mini-central.

Como la línea de tensión más cercana al emprendimiento es de 33 kV, se elevará la tensión a dicho valor para conectarse. A raíz de lo anterior, se instalará junto a la central una estación transformadora elevadora de 0,4/33 kV.

Se construirá una línea aérea de aproximadamente 15 km de longitud.

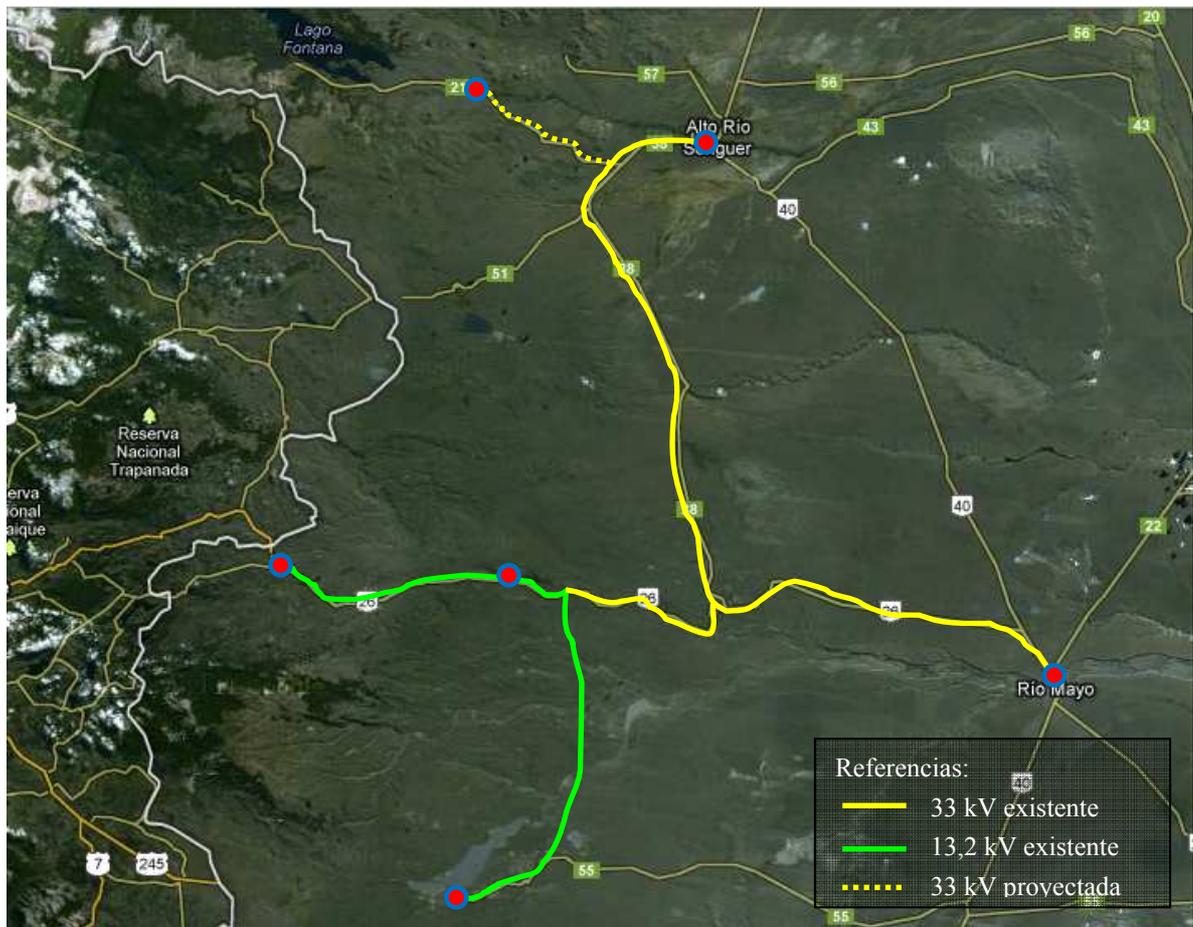


ILUSTRACIÓN IV-10. ESQUEMA DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL DEPTO. DE RÍO SENGUER

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A PLAN ESTRATÉGICO DE INFRAESTRUCTURA 2006-2016 PROVINCIA DE CHUBUT

IV.6. Inversiones

Las inversiones requeridas para el proyecto comprenden:

- Obra civil
 - Canal
 - Tubería forzada
 - Resto de obra civil (presa de desviación, toma de agua, compuertas de regulación, aliviadero, vertederos, sedimentador, reservorio superior, casa de máquinas, canal de descarga)
- Equipamiento electro-mecánico (turbina, caja multiplicadora, generador, transformador elevador de tensión).
- Transmisión de energía

Para estimar el costo de la central hidroeléctrica se recurrió a las siguientes expresiones del libro “The costs of small-scale hydropower production: Impact on the development of existing potential” (Aggidis, Luchinskaya, Rothschild, & Howard, 2010):

$$C_{Pr} = 68.250 \times \left(\frac{kW}{H^{0,3}} \right)^{0,6} \quad (u\$s)$$

Donde kW es la potencia nominal del proyecto y H la altura del salto. La ecuación anterior permite estimar el costo total de una central incluyendo obra civil y equipamiento electromecánico (excluye costo de equipamiento de transmisión de energía eléctrica).

Para los parámetros del proyecto (kW = 594 kW; H= 100m), C_{Pr} toma el valor de aproximado de u\$s 1.250.000.

El costo del equipamiento electro-mecánico está dado por la siguiente expresión:

$$C_{EM} = 18.000 \times \left(\frac{kW}{H^{0,2}} \right)^{0,56} \quad (u\$s)$$

Sustituyendo por los valores correspondientes, el costo del equipamiento electromecánico es de aproximadamente u\$s 384.000.

Sabiendo que el costo de la tubería forzada, en base a los cálculos realizados es de u\$s 188.000 y que el costo del canal es de u\$s 100.000, por diferencia se estima el costo del resto de las obras civiles en u\$s 578.000.

Para el tendido de distribución de energía se consultó a la empresa TRANSPA S.A. (empresa distribuidora de energía eléctrica) que estima el costo de construcción de una línea de 33 kV en u\$s 30.000 por kilómetro. Sabiendo que se debe trazar una línea de 15 km, el costo total de transmisión será de u\$s 450.000.

Con estos valores, la inversión total del proyecto se estima en u\$s 1.700.000 (no incluye IVA).

IV.7. Generación térmica a reemplazar

IV.7.1. Estructura de costos de generación térmica

Actualmente las regiones aisladas a las que apunta este estudio satisfacen la demanda de energía eléctrica utilizando generadores de DieselOil y FuelOil.

Como ya se detalló, el costo operativo en estas centrales generadoras es muy alto debido al alto costo del combustible. A continuación se detalla en la Tabla IV-9 la estructura de costos de estas centrales. Los resultados son valores promedio tomados a partir de datos de la base de datos de CAMMESA.

	Combustible (\$/MWh)	No Comb. (\$/MWh)	Mantenimiento (\$/MWh)	TOTAL (\$/MWh)	TOTAL (USD/MWh)
Fuel Oil	640	7	22	669	150
Diesel Oil	1.296	8	30	1.334	296
Gas Natural	157	8	16	181	40

TABLA IV-9. ESTRUCTURA DE COSTOS OPERATIVOS DE CENTRALES TÉRMICAS EN EL MEM
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA EN BASE A ESTRUCTURA DE COSTOS OPERATIVOS DE CENTRALES TÉRMICAS EN EL MEM -DATOS CAMMESA

Se observan los tres tipos de centrales térmicas más comunes en la Argentina.

Debido a que la generación que se está apuntando a remplazar es la de las centrales de Diesel-Oil, se analizará este caso en particular. De los tres tipos de central, solo las de Diesel Oil son utilizadas para zonas aisladas. Estos costos son los costos promedio del mes de Octubre de 2011 de todas las centrales de cada tipo dentro del MEM.

En las centrales Diesel el combustible es responsable del 97% del costo operativo, mientras que el mantenimiento y los costos no combustibles (impuestos, personal, etc.) son responsables del 3% restante.

Según los datos de CAMMESA, dentro del MEM existen 58 centrales generadoras a Gas Oil. Con un promedio ponderado se puede estimar un costo de 296 u\$s/MWh para la generación de energía. Debido a que dentro del MEM se generan alrededor de 1.800.000 MWh al año (en base 2010) provenientes de fuentes de generación con base en combustibles líquidos, se puede estimar un costo anual de u\$s 532 millones.

En estos valores se observa el gran potencial de reducción de costos que generarían las energías renovables. Si bien por cuestiones técnicas no se puede remplazar el 100% de este tipo de generación Diesel por energías renovables, se destaca que con un nivel bajo de sustitución del tipo de generación, el ahorro es muy grande.

Es importante aclarar que con los generadores más modernos el consumo de combustible diesel se reduce significativamente logrando costos de 550 \$/MWh. Lamentablemente, el país no cuenta con un gran número de estos generadores.

IV.7.2. Nuevos costos operativos: Alto Río Senguer

Utilizando los datos de la Secretaría de Energía resumidos en la Tabla IV-10 se logra comparar los costos operativos de la generación Diesel y la generación con el pequeño aprovechamiento hidroeléctrico.

En el departamento de Río Senguerr se utilizan hoy en día dos generadores diesel de 700 kW cada uno. La energía generada durante un año es de 9.464 MWh, consumiendo 409 l/MWh. A un precio mayorista de 4 \$/l el costo por MWh es de 364 dólares.

Ya que el proyecto de la pequeña central hidroeléctrica aportaría una potencia de 594 kW y 5.200 MWh de energía al año y estimando un costo operativo equivalente al 3% de la inversión inicial del proyecto, se llega a un costo erogable de 11 u\$s/MWh.

PAH Río Senguerr		Centrales térmicas en R. Senguerr	
horas año	8.760	horas año	8.760
Potencia (kw)	594	Potencia kW	1.400
Energía MWh/año	5.204	Energía MWh/año	9.464
Combustible (Its.)	-	Combustible (Its.)	3.875.294
Costo combustible (\$/l)	-	Costo combustible (\$/l)	4
Costo combustible (u\$/l)	-	Costo combustible (u\$/l)	0,9
Tipo de cambio	4,5	Tipo de cambio	4,5
Costo total USD	51.400	Costo total comb USD	3.444.706
Costo USD/MWh	10,5	Costo USD/MWh	364

TABLA IV-10. COMPARACIÓN DE COSTOS DE GENERACIÓN DIESEL E HIDROELÉCTRICA EN RÍO SENGUER

FUENTE: DATOS DE PROPIO PROYECTO Y CAMMESA

El nuevo costo operativo por MWh de generación de la Pequeña central hidroeléctrica de Río Senguerr, será mucho menor al actual.

IV.8. Modelo de negocios propuesto

IV.8.1. Atractivo para el inversor

Para llevar a cabo el aprovechamiento hidroeléctrico en la localidad de Río Senguerr se propone que el gobierno provincial de Chubut licite las obras enumeradas anteriormente para que un privado las lleve a cabo.

Se propone celebrar un contrato entre el privado y el estado provincial estableciendo la tarifa que cobrará la empresa que obtenga la concesión del aprovechamiento de forma tal de obtener un cierto valor de rentabilidad acordado por las partes.

Para obtener una tasa interna de retorno del proyecto de 14,7% anual en dólares, se necesitaría percibir una tarifa de 80 u\$/MWh. Este valor está en línea con los valores utilizados actualmente en los contratos de Energía Plus.

	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
Ingresos (u\$s)					
Energía generada (kWh)		5.204.457	5.204.457	5.204.457	5.204.457
Precio (u\$s/kWh)		0,08	0,08	0,08	0,08
Ingresos (u\$s)		416.357	416.357	416.357	416.357
Egresos (u\$s)					
Egresos (u\$s)		-51.048	-51.048	-51.048	-51.048
Inversiones (u\$s)					
Inversión (u\$s)	-1.701.604				
IVA Inversiones (u\$s)					
IVA Inversión (u\$s)	-357.337	357.337			
Amortizaciones (u\$s)					
Civil		-26.347	-26.347	-26.347	-26.347
Equipamiento EM		-38.427	-38.427	-38.427	-38.427
Total amortizaciones		-64.774	-64.774	-64.774	-64.774
Impuesto a las ganancias (u\$s)					
IIIGG (u\$s)		-105.187	-105.187	-105.187	-105.187
Flujo de Fondos (u\$s)					
Flujo de Fondos (u\$s)	-2.058.940	617.458	260.121	260.121	260.121
Tasa interna de retorno	14,7%				

TABLA IV-11: FLUJO DE FONDOS DEL PROYECTO
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Como se puede observar en la Tabla IV-11, la rentabilidad del privado sería del 14,7%, la cual debería ser comparada con su costo de capital. En el Anexo B se puede encontrar el flujo de fondos completo.

Ahora bien, la tarifa de energía eléctrica en Río Senguer está regulada por la Dirección General de Servicios Públicos. Según los últimos datos, la tarifa residencial está regulada en 236 \$/MWh (52 u\$s/MWh). Como los ingresos del proyecto están calculados en base a la tarifa acordada de 80 u\$s/MWh, el estado provincial se hará cargo de la diferencia existente, debiendo pagar 28 u\$s/MWh al concesionario de la central. Si la empresa generadora recibiera solo los 52 u\$s/MWh, la rentabilidad del proyecto sería de 6,3% haciéndolo poco atractivo para la inversión.

IV.8.2. Atractivo para el estado

Hay que recordar que la energía generada por el proyecto reemplaza energía generada actualmente por ciclos Diesel. Según datos del Informe de Cooperativas del Sector Eléctrico elaborado por la Secretaría de Energía de la Nación, la autonomía promedio de

los generadores actuales del Departamento del Río Senguer es de 2,44 kWh/litro, lo que equivale a un costo de generación aproximado de 360 u\$s/MWh considerando únicamente el costo del combustible. El Estado se encarga de solventar la diferencia existente entre el precio pagado por la demanda y el costo de los generadores.

La Ley 15.336 (luego modificada por la Ley 24.065) creó el Fondo Nacional de la Energía Eléctrica. El mismo es administrado por el Consejo Federal de Energía Eléctrica y se destina a:

- El sesenta por ciento (60%) para crear el Fondo Subsidiario para Compensaciones Regionales de Tarifas a Usuarios Finales (FCT), que asignara anualmente el Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE), distribuyéndolo entre las jurisdicciones provinciales que hayan adherido a los principios tarifarios contenidos en esta Ley.
- El cuarenta por ciento (40%) restante para alimentar el Fondo para el Desarrollo Eléctrico del Interior (FEDEI), el CFEE distribuirá los fondos en función de los índices repartidores vigentes ó a los que dicho Consejo determine en el futuro.

En la Provincia de Chubut, la Dirección General de Servicios públicos es la encargada de destinar los montos del FCT a las entidades productoras o distribuidoras cuando los costos de generación superan los ingresos percibidos.

Es decir que el estado provincial debe solventar la diferencia entre los 52 u\$s/MWh pagados por la demanda y el costo de 360 u\$s/MWh, un total de 308 u\$s/MWh.

El impacto del proyecto para el estado provincial será que dejará de pagar 308 u\$s/MWh, pero deberá pagar 28 u\$s/MWh. El ahorro neto será de 280 u\$s/MWh, lo que le significa un ahorro de aproximadamente 1,5 MMu\$s anuales.

Se estima que en las condiciones expuestas, el potencial de eliminar del todo la generación diesel en zonas aisladas representaría un ahorro para el estado de aproximadamente u\$s 95 millones al año.

IV.9. Emisiones de CO₂

Una de los mecanismos existentes para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero son los bonos de carbono o CERs (de la traducción del inglés de certificados de reducción de emisiones).

Básicamente, se establece un cupo de emisiones que puede generar cada país y si este excede este cupo, tendrá que comprar bonos de carbono a los países que tengan sobrante (o sea que estén por debajo de las emisiones límites). Es por esto que por lo general son los países desarrollados los que compran bonos de carbono y los países en vías de desarrollo quienes los venden.

Hoy este certificado de reducción de emisiones tiene un precio promedio ponderado de 5 dólares y equivale cada uno a una tonelada de CO₂. (Deloitte -“Introducción al Mercado de Bonos de Carbono”)

En la Tabla IV-12 se observa el factor de emisión para cada tipo de combustible en la generación de energía eléctrica.

Tipo de Combustible	Factor de emisión de CO ₂ (tn CO ₂ /MWh)
Fuel Oil	1,018
Diesel (motor Viejo)	0,952
Diesel (motor promedio)	0,897
Carbon	0,983
Turbina Gas	0,900
Ciclo Combinado	0,560

TABLA IV-12. FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ PARA DISTINTOS TIPOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA

FUENTE: FENERCA “UNA GUIA PARA EMPRESARIOS DE ENERGÍA RENOVABLE”

Tomando en cuenta que el proyecto estima una generación de 5.204 MWh/año, puede demostrarse que la reducción anual de emisiones de gases de efecto invernadero atribuibles a la operación del proyecto es de 4.668,5 toneladas de CO₂/año. Esto significa que el proyecto generaría anualmente la posibilidad de que se vendan 23.342 u\$4 de CERs.

CAPÍTULO V. PEQUEÑOS APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS EN EL MUNDO

Con el fin de entender el potencial de este tipo de generación de energía renovable, se planteará a continuación el caso de España, una potencia a nivel mundial en cuanto a pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

España es líder en generación de energía en base a pequeñas centrales hidroeléctricas en Europa.

Hacia fines del siglo XIX comenzaron a surgir centrales de pequeña y mediana potencia en las zonas rurales para suministrar energía. Durante el primer cuarto de siglo, el desarrollo de estas centrales fue cada vez mayor hasta llegar a 1.700 centrales en la década del sesenta. A partir de allí comenzó un retroceso de este tipo de generación. Debido al bajo precio del petróleo y la poca conciencia medioambiental de fines del siglo XX se cerraron numerosas minicentrales, pasando de 1.700 a 600 aprovechamientos en tan solo 20 años. (Fuente: EVE – Ente Vasco de Energía)

Sin embargo en la década de los 80, con la crisis del petróleo, comienzan a resurgir las pequeñas centrales y entró en vigor una ley de conservación de la energía que ampara la construcción, ampliación y adaptación de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kW. Hoy en día se le suma a esto la nueva sensibilidad social hacia las fuentes de energía renovables. (Fuente: 4 Alternatives – Base de conocimientos de energías renovables)

Otro motivo por el cual las pequeñas centrales estén tomando cada vez más importancia es que la explotación de grandes centrales hidroeléctricas está llegando a su madurez y esto hace que queden pocas ubicaciones atractivas para desarrollar nuevas centrales hidroeléctricas. Las minicentrales permiten explotar esas ubicaciones no atractivas para una gran central, siendo mucho más respetuosas con el medio ambiente, logrando un rendimiento y una viabilidad económica razonable.

En la Figura V-1 se observa la evolución en los últimos años de las pequeñas centrales hidroeléctricas y en la Figura V-2 se ve como está distribuida esta potencia.

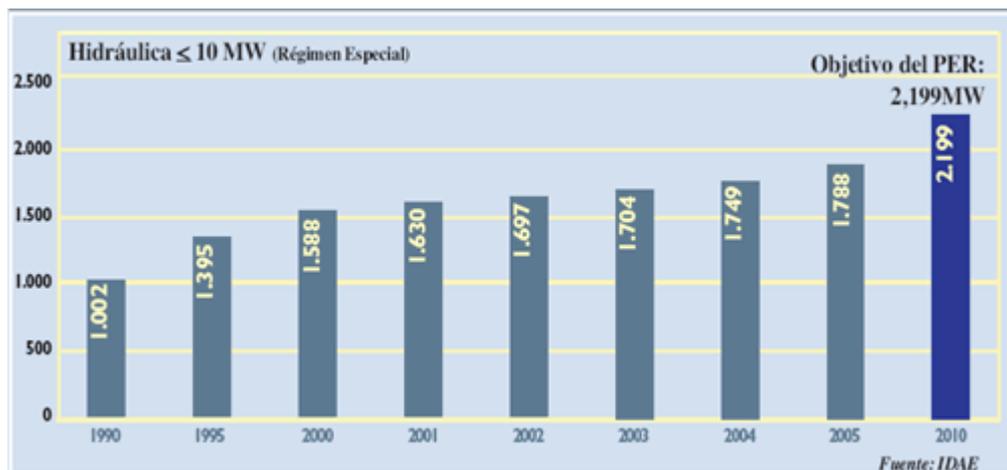


FIGURA V-1. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE PAH EN ESPAÑA
 FUENTE: PORTAL DE ENERGÍAS RENOVABLES – MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN – GOB DE ESPAÑA

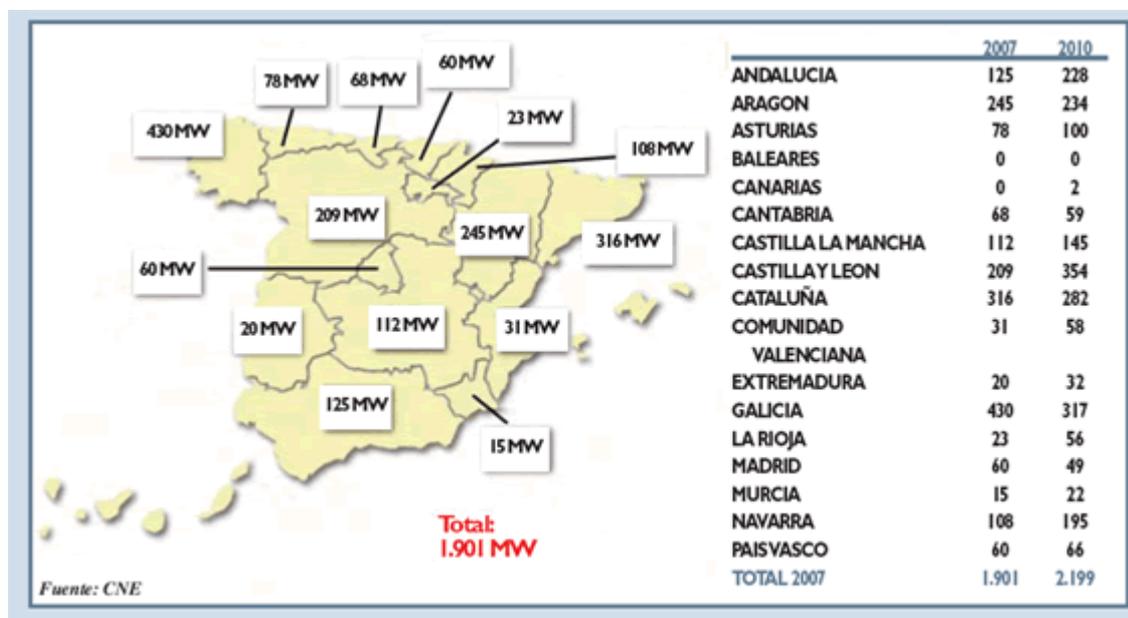


FIGURA V-2. DISTRIBUCIÓN DE PAH EN ESPAÑA
 FUENTE: PORTAL DE ENERGÍAS RENOVABLES – MINISTERIO DE CIENCIA E INNOVACIÓN – GOB DE ESPAÑA

V.1. Ejemplos de aplicación en España

V.1.1. Central hidroeléctrica: Patala

DATOS UBICACIÓN

Municipio: BERRIZ (ESPAÑA)

Río: GARAI (arroyos Urcillo, Arlaban, Akelkorta)

Cuenca: IBAIZABAL

DATOS TÉCNICOS

Caudal (l/s): 240 y 130

Potencia instalada (kW): 528

Salto bruto (m): 208 y 104

Producción media (kWh/año): 2.500.000

Equipamiento: Tres turbinas Pelton acopladas a tres generadores asíncronos; dos de 316 kVA y uno de 250 kVA y en paralelo con la red a 13,0 kV.

Observaciones: La Central se puso en funcionamiento, con la maquinaria descrita, en 1951. Tiene dos saltos de agua denominados salto grande y salto pequeño de Garai.



ILUSTRACIÓN V-1. GRUPOS DE LA TURBINA DE LA CENTRAL PATALA EN ESPAÑA

V.1.2. Central hidroeléctrica: Ubao – Tokillo

UBICACIÓN:

Municipio: OÑATI

Río: OÑATE

Cuenca: DEBA

DATOS TÉCNICOS:

Caudal (l/s): 225

Potencia instalada (kW): 577

Salto bruto (m): 305,5

Producción media (kWh/año): 800.000

Equipamiento: Una turbina Pelton acoplada a un generador asíncrono de 756 kVA, en paralelo y en isla con la red a 13,2 kV.

Observaciones: Su puesta en funcionamiento se ha realizado a principios de 1995.



ILUSTRACIÓN V-2. GRUPOS DE LA TURBINA DE LA CENTRAL UBAO-TOKILLO EN ESPAÑA

CAPÍTULO VI. CONCLUSIONES

En la actualidad, los países desarrollados muestran una marcada tendencia a cambiar su matriz energética reemplazando fuentes de generación de energía eléctrica en base a hidrocarburos o generación nuclear por fuentes de energía renovables. Se espera que en los próximos 10 años las energías renovables tengan una tasa de crecimiento más alta que cualquier otra fuente de energía eléctrica y que dupliquen su participación alcanzando de esta manera a un 7%.

La generación de energía en la Argentina se basa en su gran mayoría en la explotación de hidrocarburos y grandes emprendimientos hidroeléctricos, al mismo tiempo que se observa una alta dependencia del gas natural como fuente de energía. La falta de hidrocarburos, en especial gas natural, resulta incompatible con la matriz de generación que se dispone en la actualidad, derivando en la necesidad de importación de los mismos elevando considerablemente el costo de la energía generada. Asimismo, en las zonas del país aisladas del Sistema Interconectado Nacional, la generación se realiza mayormente con ciclos diesel, que tienen un costo elevado de generación por el tipo de combustible que utilizan.

A raíz de la problemática identificada, se propone como una posible solución el desarrollo de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos. Se pretende de esta manera reemplazar la generación por medio de combustibles líquidos en sistemas aislados de la red por energía hidroeléctrica. La metodología desarrollada permite detectar zonas aisladas de la red eléctrica donde confluya demanda de energía y oferta de energía hidroeléctrica aprovechable por medio de pequeños emprendimientos.

Siguiendo la metodología descrita en el estudio, se identificó la posibilidad de realizar un proyecto de pequeño aprovechamiento hidroeléctrico en el Departamento de Río Senguer (provincia de Chubut) para abastecer de energía eléctrica a las localidades del mismo. Al dimensionar la central, se expuso cómo la topografía del lugar de emplazamiento determina en gran medida el tipo de aprovechamiento a realizar. La tipología adecuada para el caso particular estudiado resultó ser el de una pequeña central hidroeléctrica de paso con canal y tubería forzada. La potencia nominal de la central es de 594 kW, aprovechando un salto bruto de 100 metros, turbinando un caudal de 0,7 m³/s en una turbina tipo Pelton. La distribución de caudales del río, permite que la central genere en su potencia nominal el 100% del tiempo que esté en funcionamiento, transformándose en una central de base para la zona. La inversión requerida está estimada en 1,7 millones de dólares (no incluye IVA), lo que comprende la obra civil, el equipamiento electro-mecánico y las obras necesarias para la transmisión de la energía generada desde la central hasta el punto de conexión al sistema que vincula las localidades de la región.

En base a lo realizado, se propone un modelo de negocios adecuado para que estos proyectos sean atractivos tanto para los inversores como para el Estado, donde el precio

que percibirá el inversor por MWh será fijado según la tasa de retorno que se negocie entre las dos partes (inversor y Estado).

Se estima para el proyecto tipo analizado que con una tarifa fija establecida de común acuerdo de 80 u\$s/MWh, la tasa interna de retorno esperada es de 14,7%.

Desde el punto de vista del Estado, también resulta conveniente la realización de este tipo de proyectos. Tomando los valores obtenidos en el proyecto de analizado, el ahorro neto para el Estado será de 280 u\$s/MWh, lo que resulta de la diferencia entre el costo del combustible líquido utilizado actualmente, estimado en 360 u\$s/MWh y la tarifa acordada de 80 u\$s/MWh. Esto representa un ahorro neto anual para el estado de aproximadamente 1,5 millones de dólares. Se estima que en las condiciones expuestas, el potencial de eliminar del todo la generación diesel en zonas aisladas representaría un ahorro para el estado de aproximadamente u\$s 95 millones al año.

En definitiva se plantea solucionar el problema de costo vs precio de la energía para zonas aisladas del país y en zonas dentro del sistema interconectado nacional donde se utilizan combustibles líquidos, por medio de pequeños proyectos de energía renovable. De esta manera el costo pasa a estar por debajo del precio del MWh.

BIBLIOGRAFÍA

- Academia Nacional de Energía - Instituto de Energía. (2011). *Reflexiones sobre una matriz energética sostenible*. Buenos Aires.
- Academias Nacionales de Ingeniería, Ciencias Económicas y Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. (2011). *La cuestión del agua: consideraciones sobre el estado de situación de los recursos hídricos en la Argentina*. La Plata: Talleres gráficos SERVICOP.
- Unidad para el Desarrollo Energético Sustentable (UDES) (2008), “Marco de Referencia para elaborar una estrategia de foment de las Energías Renovables (ER) y la Eficiencia Energética (EE)” .
http://www.ambiente.gov.ar/archivos/web/energetico/File/marco_referencia.pdf
- Secretaría de Energía (2006). “PREMER - Estudio para mejorar el conocimiento y la promoción de oferta hidroeléctrica en pequeños aprovechamientos” http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/renovables/resumen_ejecutivo.pdf
- Aggidis, G., Luchinskaya, E., Rothschild, R., & Howard, D. (2010). The costs of small-scale hydro power production: Impact on the development of existing potential.
- Harvey, A. (1993). *Micro-Hydro Design Manual. A guide to small scale water power schemes*. London: Intermediate Technology Publications.
- REN21. (2011). *Renewables 2011 Global Status Report*. París: REN21 Secretariat.
- Secretaría de Energía de la Nación. (2008). *Energías Renovables 2008 - Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos*. Buenos Aires: Secretaría de Energía.
- U.S. Energy Information Administration 2011 *International Energy Statistics*
- Pedro Fernández Díez, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energética, Universidad de Cantabria. “Turbinas Hidráulicas”.
http://www.pttrenenergy.upc.edu/index2.php?option=com_docman&task=doc_view&gid=232&Itemid=35

- Nico Barone, Pluspetrol (2010), Congreso del Bicentenario, “El desafío de producir más energía”. <http://www.iapg.org.ar/congresos/2010/bicentenario/spanish/index.htm>
- IPCC 2009–“The IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation”.
<http://www.iccwbo.org/errorpages/404.aspx?aspxerrorpath=/uploadedFiles/ICC/policy/Environment/ICC%20IPCC%20Update%202009.ppt>
- Javier Gutiérrez Chamorro (Ingeniero de I.C.A.I.), “Generación eléctrica en plantas diesel”.
http://www.google.com.ar/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&sqi=2&ved=0CG8QFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.ica.es%2Fpublicaciones%2Fanales_get.php%3Fid%3D928&ei=9GcDUMz1NIn28wSmm9GDCA&usg=AFQjCNHnKyyAnGAUyDR8Mmqc2xfJh-oi6w
- Ente Vasco de la Energía (1995), “Minihidráulica en el país vasco”.
<http://www.eve.es/docpubli/ERen-MPV.PDF>
- Fundación de Empresas Científicas y Tecnológicas de Brasilia, “Turbina hidrocíntrica para poblaciones Aisladas”, Brasilia.
<http://www.solucionespracticas.org.pe/td/pdf/turbrio.pdf>
- CAMMESA (2010), “Informe anual”, Buenos Aires
<http://portalweb.cammesa.com/MEMNet1/Documentos%20compartidos/VAnua110.pdf>
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, (2006, Madrid), “Minicentrales Hidroeléctricas”.
http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10374_Minicentrales_hidroelectricas_06_d3d056dd.pdf

ANEXOS

Anexo A: Proyección de la demanda de energía por localidad del Departamento de Río Senguer

Los siguientes gráficos muestran la demanda histórica de energía eléctrica y las proyecciones para cada municipio o comuna por tipo de usuario y a nivel total.

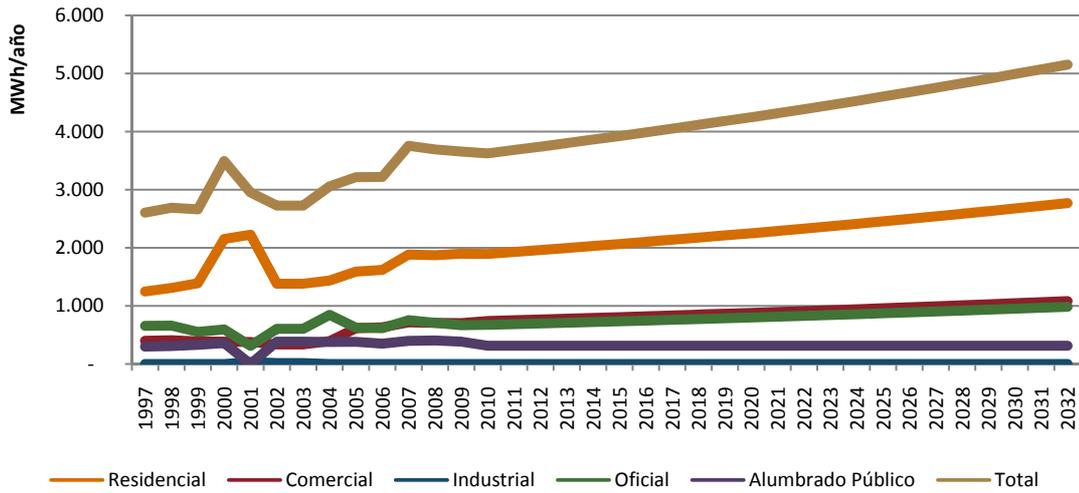


FIGURA 0-1. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE RÍO MAYO POR TIPO DE USUARIO
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

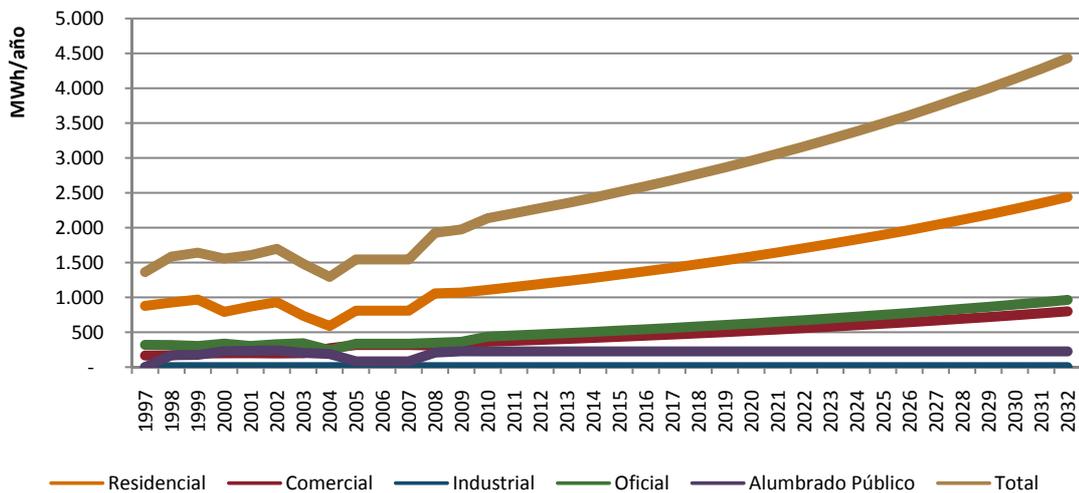


FIGURA 0-2. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ALTO RÍO SENGUER POR TIPO DE USUARIO
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

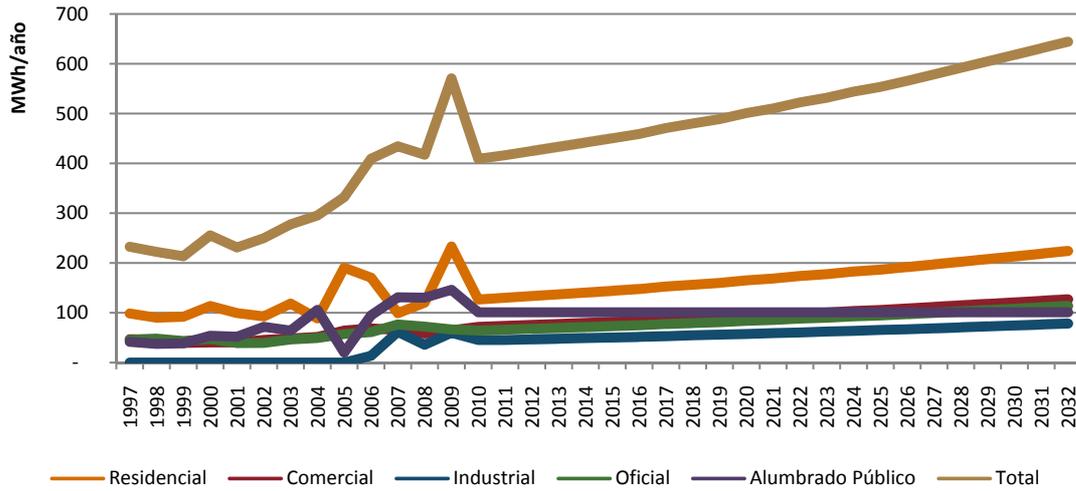


FIGURA 0-3. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ALDEA BELEIRO POR TIPO DE USUARIO
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

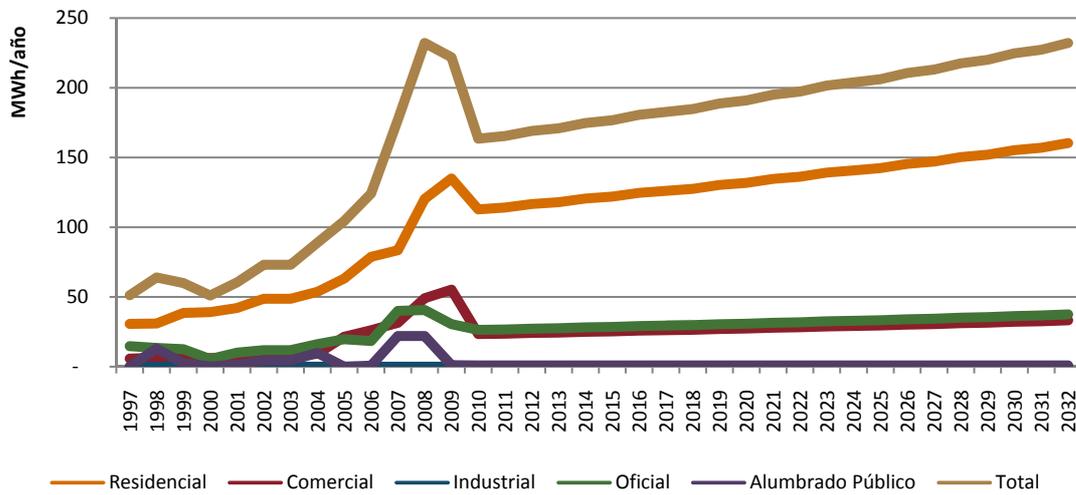


FIGURA 0-4. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE FACUNDO POR TIPO DE USUARIO
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

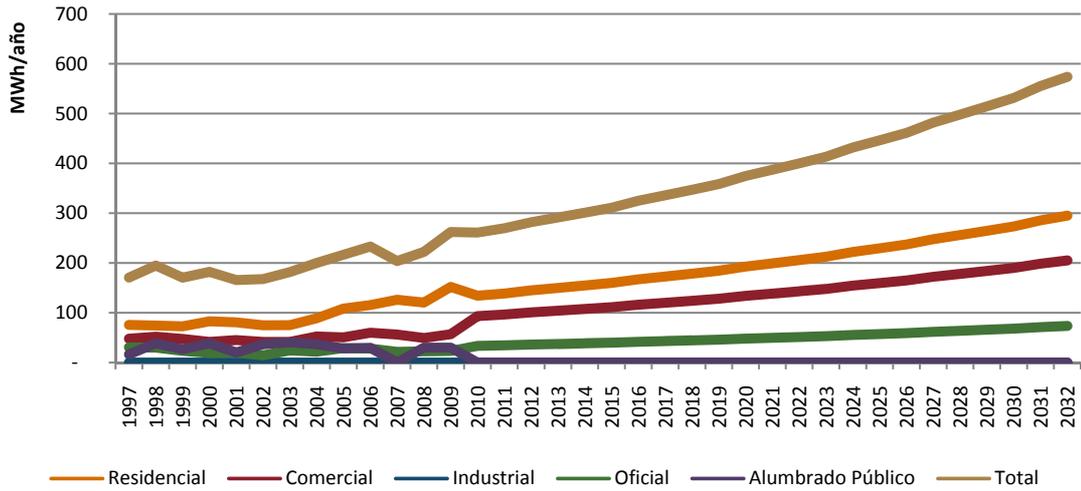


FIGURA 0-5. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAGO BLANCO POR TIPO DE USUARIO
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

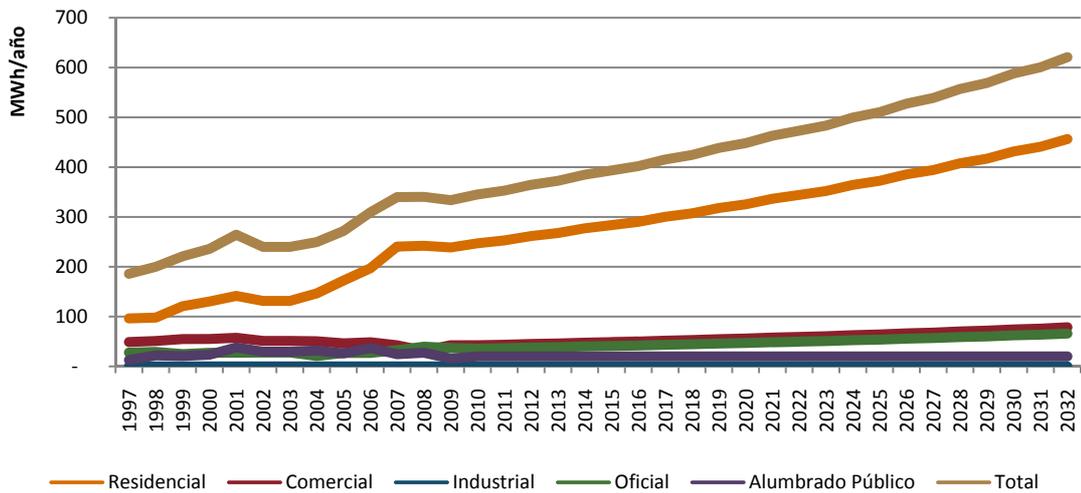


FIGURA 0-6. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE DOCTOR RICARDO ROJAS POR TIPO DE USUARIO
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Anexo B: flujo de fondos del proyecto

	Año 0	Año 1	Año 2	...	Año 20
Ingresos (u\$s)					
Energía generada (kWh)		5.204.457	5.204.457		5.204.457
Precio (u\$s/kWh)		0,08	0,08		0,08
Ingresos (u\$s)		416.357	416.357		416.357
Egresos (u\$s)					
Egresos (u\$s)		-51.048	-51.048		-51.048
Inversiones (u\$s)					
Inversión (u\$s)	-1.701.604				
IVA Inversiones (u\$s)					
IVA Inversión (u\$s)	-357.337	357.337			
Amortizaciones (u\$s)					
Civil		-26.347	-26.347		-26.347
Equipamiento EM		-38.427	-38.427		-
Total amortizaciones		-64.774	-64.774		-26.347
Impuesto a las ganancias (u\$s)					
IIGG (u\$s)		-105.187	-105.187		-118.637
Flujo de Fondos (u\$s)					
Flujo de Fondos (u\$s)	-2.058.940	617.458	260.121		246.672
Perpetuidad (u\$s)					1.679.073
Tasa interna de retorno	14,7%				

TABLA 0-1: FLUJO DE FONDOS DEL PROYECTO
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA