



**TESIS DE GRADO
EN INGENIERÍA INDUSTRIAL**

**“GENERACIÓN DE ENERGÍA MAREOMOTRIZ
EN LA ARGENTINA”**

AUTOR: EMILIANO CHAPARRO

LEGAJO: 44053

TUTOR DE TESIS: PEDRO DEL CAMPO

2010

RESUMEN EJECUTIVO

La falta de inversión en el Mercado Energético Argentino, sobre todo en lo que respecta a la instalación de nuevos Grupos Generadores y a la falta de exploración Gasífero-Petrolífera, han desencadenado una situación de contingencia en la cual no se puede asegurar el autoabastecimiento energético de la Nación en el presente, tendiendo la situación a empeorarse con el paso del tiempo.

La dependencia de la matriz energética de los hidrocarburos es cada mayor y al no haber volúmenes de producción de gas suficientes como para alimentar al parque generador eléctrico, se procede a la importación de volúmenes de combustibles líquidos a precios altísimos, sobre todo en invierno, de manera de poder generar la potencia demandada por los usuarios. Esto genera enormes déficits en CAMMESA y ENARSA que son los encargados de afrontar dichas compras, sin poder traducir los costos de las mismas a la demanda debido a las políticas nacionales de subvención energética.

Asimismo, la falta de incentivos a la oferta, principalmente la no actualización de las tarifas eléctricas, lleva a la ausencia de nuevas inversiones en generación. Esto hace que el sistema opere actualmente casi sin reservas de potencia debido a que, al incrementarse la demanda, por la recuperación que la economía ha atravesado entre 2001 y 2010, y no haberse incrementado la oferta en la misma proporción, generó un cuello de botella del cual es difícil salir si no hay nuevas inversiones.

Por lo tanto para aliviar en cierta manera las cuentas del estado y para incrementar la reserva de potencia de manera considerable se propone el estudio de la construcción de una central Mareomotriz en Puerto Madryn, más precisamente en el Golfo San José. Con la misma se podrían reemplazar grandes volúmenes de combustibles fósiles importados y de CO₂ emitido a la atmósfera por Generadoras Térmicas y aportar potencia al Sistema Interconectado Nacional, de manera de que la oferta pueda volver a operar con reservas.

Para analizar la viabilidad de este proyecto, se comparó el costo de construir una central de gran magnitud contra los beneficios que la energía provista por dicha central traería al reemplazar energía generada a partir de gas oil o fuel oil importado. Del estudio económico realizado se concluye que es realmente viable y positivo para el país en muchos aspectos la realización de esta Central.

ABSTRACT

The lack of investment in the Argentine energy market, especially regarding the absence of new installed capacity and lack of Oil and gas exploration triggered the difficult energetic situation that nowadays Argentina is going through. The main problem is that the self-sufficiency in this area cannot be assured, tending this situation to worsen as time goes by.

The dependence of the energy matrix of hydrocarbons is getting more and more significant since the gas volumes produced are not enough to feed the electric generating facilities. When this occurs, especially during winter and autumn, the authorities proceed to import volumes of liquid fuels paying extremely expensive prices which are even higher than international prices, in order to generate the capacity required by the users. This generates huge deficits to ENARSA and CAMMESA which are responsible for facing the costs of such purchases, being unable to translate this cost to the users because of the national policies of energy subsidies.

As well as this, there are no incentives for new energetic companies to settle down in Argentina, mainly because of the failure to update electricity tariffs. This leads to the absence of new investment in generation, forcing the system to operate almost without capacity reserves due to the increased demand and economic recovery that the country has experienced from 2001 to 2010. So the lack of investment combined with the increased demand has generated the actual critical situation which is difficult to overcome if no new investment is done.

In order to reduce the government deficit and to increase the capacity reserves in a considerable way, the construction of a tidal energy facility on Puerto Madryn, more precisely on San José Gulf, is proposed. With the construction of this facility, big amounts of CO₂, which are released nowadays towards the atmosphere, can be replaced by clean energy. Moreover, new capacity would be added to the national system so it could operate again with reserves.

Finally, to analyze the feasibility of this project, the cost of constructing a large scale energy plant against the cost of power generated from imported gas or fuel oil is taken into account. The economic study concluded that the construction of the plant would be feasible and would be profitable for the country in many ways.

ÍNDICE

| | |
|--|----|
| RESUMEN EJECUTIVO | 1 |
| ABSTRACT | 3 |
| ÍNDICE | 5 |
| 1 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL | 7 |
| 1.1. Introducción | 7 |
| 1.2. Descripción de los participantes del mercado | 8 |
| 1.3. Evolución de la oferta y demanda Eléctrica | 9 |
| 1.4. Inconvenientes del modelo energético imperante | 11 |
| 1.4.1 Falta de potencia Firme | 12 |
| 1.4.2 Escasez de hidrocarburos a nivel nacional | 13 |
| 1.4.3 Aumento del precio de los hidrocarburos a nivel internacional | 15 |
| 1.4.4 Impacto ambiental generado por las usinas..... | 17 |
| 2 POSIBLES SOLUCIONES | 21 |
| 2.1. Alternativas como solución a la coyuntura actual | 21 |
| 2.1.1. Energía Eólica | 22 |
| 2.1.2. Energía Solar..... | 24 |
| 2.1.3. Energía Mareomotriz | 26 |
| 2.2. Elección de la Alternativa | 28 |
| 3 TEORÍA MAREOMOTRIZ | 34 |
| 3.1. Teoría de las mareas | 34 |
| 3.2. Energía Mareomotriz | 34 |
| 3.3. Funcionamiento de las centrales Mareomotrices | 36 |
| 3.3.1. Ciclos de simple efecto | 36 |
| 3.3.2. Ciclos de doble efecto con turbinas reversibles. | 38 |
| 3.3.3. Ciclos de doble efecto con bombeo..... | 39 |
| 3.4. Ciclo de Utilización de una central Mareomotriz con bombeo | 40 |
| 3.5. Central Mareomotriz de La Rance | 41 |
| 3.5.1. El dique fijo y móvil. | 42 |
| 3.5.2. La Esclusa | 43 |
| 3.5.3. Turbinas de doble paso..... | 44 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 4 | CENTRAL MAREOMOTRIZ SAN JOSÉ | 46 |
| 4.1. | Ubicación | 46 |
| 4.2. | Marco Regulatorio | 49 |
| 4.3. | Cálculos de las Capacidades y Energías en el Golfo | 51 |
| 4.4. | Selección de equipamiento y dimensionamiento | 53 |
| 4.5. | Capacidad de Generación Neta | 57 |
| 5 | ASPECTOS ECONÓMICOS | 60 |
| 5.1. | Costos Aproximados | 60 |
| 5.2. | Posible Financiamiento | 62 |
| 5.3. | Análisis Económico | 63 |
| 6 | CONCLUSIONES | 70 |
| 7 | BIBLIOGRAFÍA | 73 |

1 SITUACIÓN ENERGÉTICA ACTUAL

1.1. Introducción

El sector eléctrico en Argentina constituye el tercer mercado energético de América Latina. Depende principalmente de la generación térmica (59% de la capacidad instalada) y de la generación hidroeléctrica (33%) no estando desarrolladas las energías renovables.

A pesar de tener un gran potencial hidroeléctrico sin explotar, el modelo energético elegido por los gobernantes de los últimos quince años, tiene a la generación térmica a partir de la combustión de gas natural como principal componente y de gas oil como combustible alternativo. Esto pone en riesgo la capacidad de generación futura debido a la incertidumbre sobre el abastecimiento futuro de gas y el sostenido incremento de los precios internacionales de los hidrocarburos, en ambos temas se ahondará más adelante.

Otros temas a analizar son la oferta y la demanda de energía así como también las condiciones del mercado argentino. La creciente demanda de electricidad, más del 5% anual desde 2002 en adelante, y la ausencia de incentivos para la inversión en generación como pueden serlo las tarifas residenciales congeladas han hecho que los márgenes de reserva de potencia firme sean cada vez menores. Se entiende como margen de reserva a la diferencia entre la potencia instalada útil y la demanda real. Para satisfacer esta demanda creciente se necesitaría aumentar como mínimo la capacidad de generación en 1.000 MW por año.

Como respuesta a esto el gobierno de Argentina ha creado planes de incentivos para fomentar la instalación de nuevos grandes proyectos, tanto en el sector de la generación como en el de la transmisión. El programa Energía Plus por ejemplo es uno de ellos pero no ha tenido éxito entre los privados debido a las trabas burocráticas que hay que superar para ingresar al mismo, este programa será explicado más adelante junto con sus beneficios e inconvenientes más significativos. Además de estos inconvenientes está el más importante que es la falta de seguridad jurídica para invertir en el país, lo que afecta más directamente a negocios con largo plazo de recobro de la inversión como son este tipo de obras. Cuando se hace referencia a la falta de seguridad jurídica se habla del enorme número de notas y resoluciones que ha emitido la Secretaría de Energía y el Ministerio de Planificación Federal desde el 2002 en adelante cambiando cada una de ellas totalmente las bases de los mercados de generación, transporte y distribución de energía, petróleo y gas natural. Muchas veces siendo las mismas contradictorias, poco claras en cuanto a su interpretación y lo más grave aplicando ajustes o cambios retroactivamente, como fueron las subas de tarifas de gas y energía residencial de mediados de 2009.

Todos estos factores han hecho que una cantidad importante de estos proyectos sea financiada por el gobierno mediante fideicomisos, FONINVEMEM¹, ya que la iniciativa privada es prácticamente nula como se comentó anteriormente. Dichas inversiones significan un incremento en la capacidad instalada del orden de los 300 MW al año lo que indudablemente lleva a un cuello de botella tomando en cuenta los 1000 MW necesarios al año.

Por otro lado las reformas impuestas a principios de la década de los 90 dividieron el sector eléctrico en generación, transmisión y distribución. La generación tiene lugar en un mercado competitivo y mayormente liberalizado, con el 75% de la capacidad de generación en manos de compañías privadas las cuales venden su energía mediante contratos a término a industrias y al mercado Spot. Por el contrario, los sectores de la transmisión y la distribución están altamente regulados y son mucho menos competitivos que el sector de la generación.

1.2. Descripción de los participantes del mercado

Desde la reestructuración implementada a partir del año 1992 y con el respaldo de la Ley 24.065 sancionada en 1991 por el Congreso Nacional, el servicio eléctrico se dividió en tres etapas o subsectores: Generación (empresas que generan la energía eléctrica), Transporte (empresas que transportan la energía desde el lugar en que se genera hasta los centros urbanos), y Distribución (empresas que lo distribuyen desde los centros urbanos hasta los hogares de los usuarios).

En cuanto a la generación, se permitió la libre competencia y la liberación del precio de la electricidad a nivel mayorista, luego en 2003 topeado en 120 \$/Mwh. Esto quiere decir que el sector de generación no estaba regulado y, en consecuencia, sus precios se regían por la libre competencia del mercado, pudiendo cada Central fijar sus propios precios de acuerdo a sus costos de operación y a riesgo de no ser elegido ante mejores ofertas o de no ser despachados por CAMMESA², ya que dicho organismo despacha primero a las máquinas más eficientes asegurando cubrir la demanda con el menor coste posible. Es decir que la empresa generadora que ofrezca mejores precios al mercado se asegurará el despacho, frente a otra que provea electricidad más cara, y elevará su facturación, ya que el precio final de la energía comprada es el mismo que ofrece la central despachada con precios más caros.

Entonces la Generación quedó determinada como una actividad de “Interés público”, pudiendo ser ejercida libremente por cualquier empresa, siempre y cuando cumpla con las normas de despacho, operación, seguridad y medioambientales vigentes en el mercado y las disposiciones específicas correspondientes al conjunto de reglamentaciones de carácter nacional en las distintas materias que corresponda.

¹ FONINVEMEM: Fondo para inversiones necesarias que permitan incrementar la oferta de energía eléctrica en el mercado eléctrico mayorista. Dicho fondo se creó en 2005 con la plata adeudada por CAMMESA a los generadores privados, con el fin de instalar dos centrales térmicas y hacerlos socios en su operación a partir de la habilitación comercial de las mismas.

² Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.

Este subsector de producción funciona en un Sistema Mixto donde el Estado Nacional preserva bajo su jurisdicción las Centrales Nucleoeléctricas Atucha y Embalse Río III, y las Hidroeléctricas Yacyretá y Salto Grande, mientras que la Provincia de Buenos Aires opera las centrales de la costa atlántica. Además, existen otras Centrales eléctricas pertenecientes a capitales privados: algunas pocas que pasaron de manos del Estado a manos privadas y otras centrales nuevas que se instalaron con capitales privados en los últimos doce años.

En total existen al día de hoy unas 43 Centrales, algunas de ellas, construidas desde cero en los últimos 8 años con tecnología de última generación e inversiones globales de U\$S7.000 millones perteneciendo a este grupo por ejemplo la Central San Martín. Una parte importante de las 43 fue instalada entre 1993 y 2001, aportando mayor eficiencia en relación al consumo de combustibles para producir electricidad, mayor disponibilidad, reducción en los costos de las tarifas del mercado mayorista y una importante reducción en la contaminación ambiental en su momento. Este “boom” de la generación se dio ya que al haber tarifas en dólares, facilitaba el recupero de la inversión, además la situación de poca oferta y facilidades de financiación. En dicho período se proyectaron, construyeron y se pusieron en marcha 12 ciclos combinados³ con un total aproximado de 6.000 MW de potencia instalada que demandó una inversión de U\$S 3.000 millones. De hecho el 90% de la energía térmica generada durante el año 2002 se produjo con máquinas instaladas en ese período.

Esta renovación e incorporación de nuevo parque térmico en Argentina permitió al país resolver su problema de desabastecimiento, exportar energía eléctrica y reducir el costo de la energía mayorista de U\$S 50 que costaba en 1992 a U\$S 8 a comienzos del 2004, este descenso puede ser asociado a la devaluación que sufrió el peso en 2002, sin embargo se sabe que el tipo de cambio para esa época había pasado de uno a dos pesos por dólar mientras que se puede observar que el precio de la energía mayorista se redujo más de un 84 %. Evidentemente este fenómeno en gran parte fue generado por un incremento considerable en la eficiencia al generar ya que si se hubiera producido solo por una variación en el tipo de cambio el mismo debería haber descendido alrededor de un 50 %. Además se logró reducir la indisponibilidad térmica del 52% al 22%. Sin embargo la devaluación y el congelamiento de las tarifas hicieron desaparecer prácticamente las inversiones en este sector, factor que combinado con el incremento de la demanda que vivió la Argentina durante los años posteriores a la crisis de 2001, llevaron a la escasez de energía en el año 2007, derivando en cortes programados a las industrias.

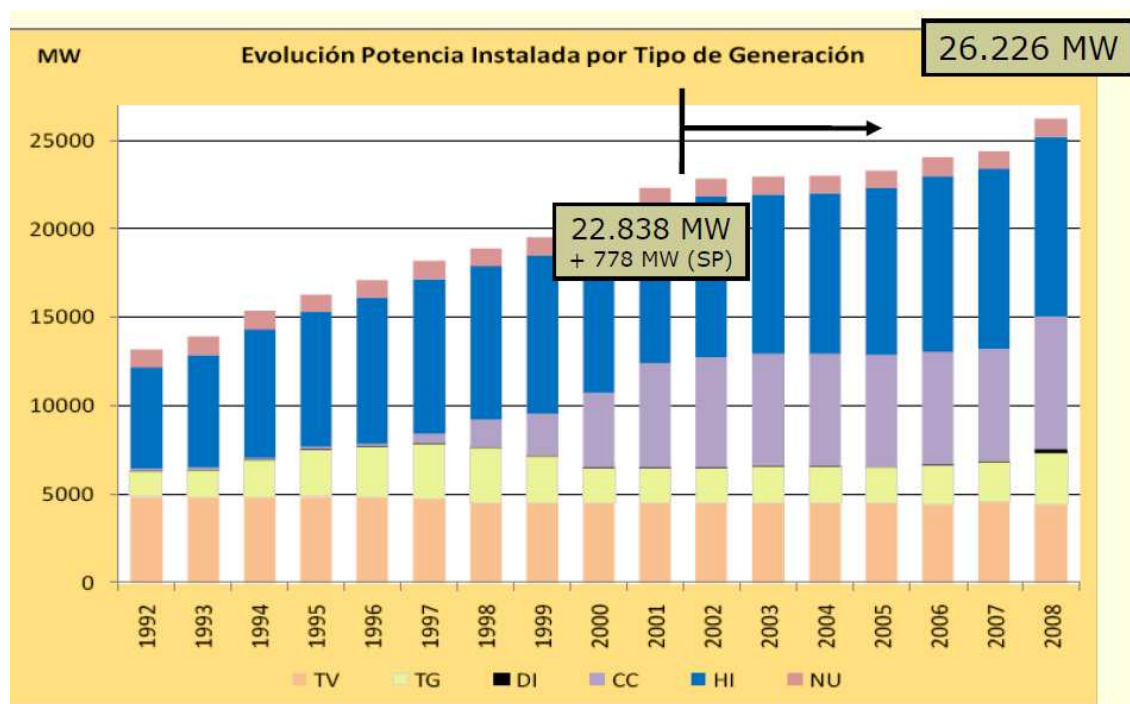
1.3. Evolución de la oferta y demanda Eléctrica

Desde 1992 a esta parte, la matriz energética de la República Argentina ha apuntado a incrementar su oferta mediante la implementación de ciclos de generación térmica haciendo altamente dependiente al sistema de los hidrocarburos, principalmente del gas natural que es el principal combustible utilizado por las usinas de generación. Dicho

³ Se denomina ciclo combinado en la generación de energía a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión.

incremento desde 2001 en adelante ha sido del orden de 564 MW/año de capacidad instalada lo que significa un incremento del 2,2% anual. Ver Figura 1

Figura 1. Generación de energía por tipo de fuente. Serie 1992-2008⁴



Este crecimiento en la inversión en capacidad instalada se dio para acompañar el crecimiento en la demanda que ha estado incrementando sus valores en un promedio del 5,5% anual debido al gran incremento que tuvo el PBI de la república Argentina desde diciembre de 2001(Ver Figura 2). De manera de poder seguir el ritmo de este crecimiento se optó por la generación térmica como política de estado ya que es la forma de obtención de energía que requiere menor tiempo de realización de obra y menor costo por MW instalado.

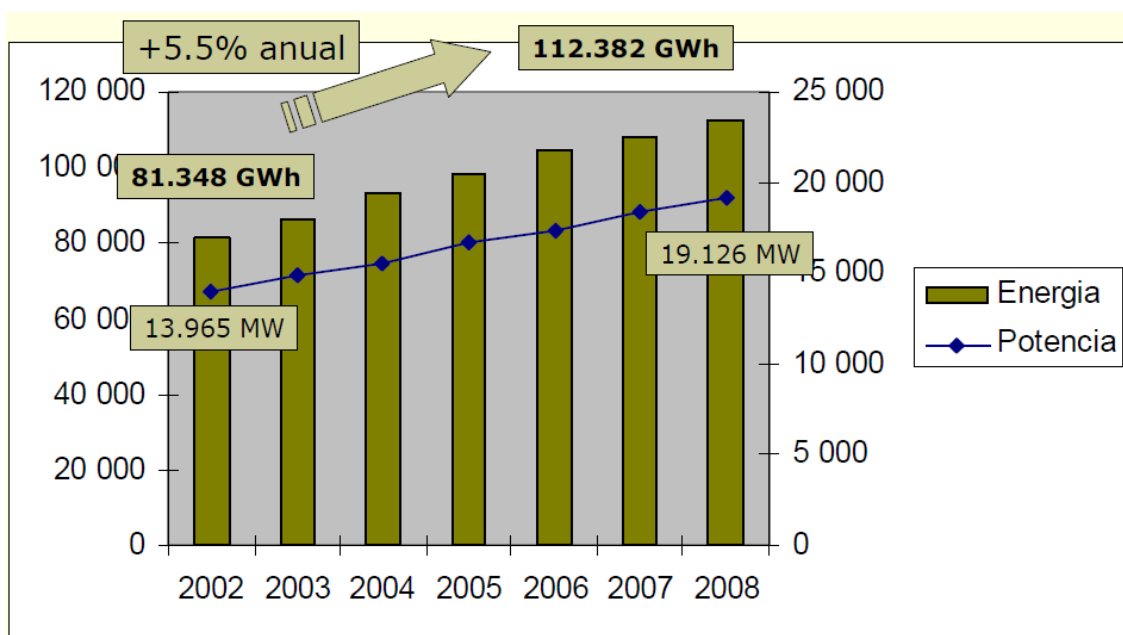
Cabe mencionar que este incremento en la oferta por ahora alcanza para abastecer a la totalidad de la demanda, sin embargo de los 26.226 MW instalados hay 5.599 MW indisponibles. Se entiende por indisponibles a máquinas de bajísima eficiencia las cuales se encuentran en desuso por fallas técnicas o elevadísimos costos de operación resultando totalmente antieconómica su reparación o despacho. Por lo tanto si se toman los valores de la demanda informados en la Figura 2 y los de la oferta disponible, 20.627 MW, se podría inferir que la Argentina se encuentra peligrosamente cerca de llegar a operar a plena carga derivando dicha situación en inminentes restricciones a la demanda.

A largo plazo esta tendencia se acentúa ya que la tasa de crecimiento de la demanda anual prácticamente duplica la de crecimiento de la oferta, siendo las mismas 5,5 % y

⁴ Fuente CAMMESA

2,2 % respectivamente. A la oferta planteada en la *Figura 1* se prevé se agregarán 778 MW de reserva de potencia bajo la modalidad Energía Delivery⁵.

*Figura 2. Evolución de la demanda. Serie 2002-2008*⁶



1.4. Inconvenientes del modelo energético imperante

El sector energético argentino enfrenta un momento bisagra dado por cuatro situaciones fundamentales de difícil solución, todas ellas generadas por la toma de malas decisiones dirigenciales siendo la principal que el abastecimiento energético del país dependa casi totalmente de los hidrocarburos. Los problemas de base son los siguientes:

1. Falta de potencia firme capaz de satisfacer un pico en la demanda
2. Escasez de hidrocarburos a nivel nacional lo que fuerza a importarlos a precios altísimos
3. Aumento del precio de los hidrocarburos a nivel internacional
4. Impacto ambiental generado por el escape de los gases de combustión emitidos por las usinas

⁵ Energía Delivery: Energía entregada mediante nueva generación ubicada en lugares donde hay indisponibilidad de transporte o restricciones en el mismo, esta energía es remunerada al generador en cuestión a un precio pactado libremente con ENARSA mediante un contrato a largo plazo firmado previamente a la instalación del grupo generador. Por ejemplo generadores diesel en el NOA, se sabe que el precio medio de dichos contratos es 600 \$/mwh, bastante más elevado que el tope de 120\$ del precio spot.

⁶ Fuente CAMMESA

Estos cuatro problemas estructurales serán detallados a continuación, demostrando como impactan en el abastecimiento energético.

1.4.1 Falta de potencia Firme

Como se expresó anteriormente para satisfacer la demanda eléctrica sin pasar sobresaltos entre otras cosas es necesaria la inclusión de 1000MW nuevos cada año al sistema interconectado nacional. Para fomentar dicho incremento el Estado Argentino creó el programa llamado Energía Plus mediante la Resolución de la Secretaría de Energía 1281/2006.

Este programa consiste en que toda la nueva oferta de generación habilitada con posterioridad a septiembre de 2006, siempre y cuando cuenten con combustible propio, puede brindar respaldo a Grandes Usuarios⁷ del MEM⁸ con demandas mayores a 300 KW. Estos contratos de abastecimiento Plus se negocian de manera bilateral entre el Generador y el Gran Usuario, sus precios están asociados a los costos de generación más un margen de rentabilidad. El promedio de los mismos en estos contratos es de aproximadamente 80 u\$d/Mwh más un costo fijo anual por potencia que en promedio de los contratos firmados da unos 300.000 USD, bastante más que los 120 \$/Mwh máximos, que puede percibir un generador que no es nueva generación. La Secretaría de Energía define en todos los contratos Plus el margen de utilidad de los generadores, quedando sujeta a la voluntad del Ministro de Planificación Federal la aprobación de los contratos sin haber un procedimiento claro para obtener la misma.

En un principio este era un gran incentivo para invertir e incluso hubo nuevas inversiones en centrales que entraron en el programa Plus. Entre ellas se encuentran las centrales Central Termoandes con 411 MW, Modesto Maranzana con 120 MW, Genelbag Plus con 100 MW y Güemes con 98 MW. Todas lograron la aprobación de los contratos de parte del Ministro salvo Termoandes. Sin embargo la única que logró dicha aprobación en un plazo menor a 6 meses de presentados los contratos fue Güemes que, en la actualidad, posee 286 contratos aprobados. Tanto Maranzana (Albanesi) como Genelbag (Petrobrás) demoraron más de un año en lograr la aprobación del ministro de Planificación Federal complicando el retorno y la sustentabilidad de sus proyectos de inversión. Esta dificultad hizo que no hubieran nuevos intentos por entrar al programa de parte de otros generadores haciendo que la oferta de nueva energía sea inferior a los 1000 MW anuales necesarios.

⁷ Brindar respaldo significa que ante restricciones programadas en la demanda debido a falta de oferta en el sistema, las Industrias que tengan contratos firmados con Generadores Plus no sufrirán dichos cortes por la demanda que exceda la demanda que dichas industrias hayan tenido en 2005. Se entiende por Gran Usuario a todo usuario de energía eléctrica con una demanda de potencia mayor a los 300 Kw.

⁸ MEM: Mercado Eléctrico Mayorista, en dicho mercado las grandes industrias suscriben contratos a largo plazo con generadores privados para asegurar precios futuros o evitar restricciones programadas en la demanda.

Figura 3. Otras Inversiones.⁹

| Grupo | Potencia MW | Fechas probables |
|------------------------|-------------|------------------|
| Cierre CC Energía Sur | 60 | Jul 09 |
| GEBA TG03 | 180 | Jul 09 |
| Pilar TG03 | 160 | Oct 09 |
| Cierre CC G San Martín | 280 | Dic 09 |
| Cierre CC G Belgrano | 280 | Feb 10 |
| Cierre CC L Lata | 180 | Oct 10 |
| VGESTG07 | 60 | Dic 10 |
| ATUCHA 2 | 745 | Mar 11 |
| Ensenada TG 02 y 03 | 2x280 | May 11 |

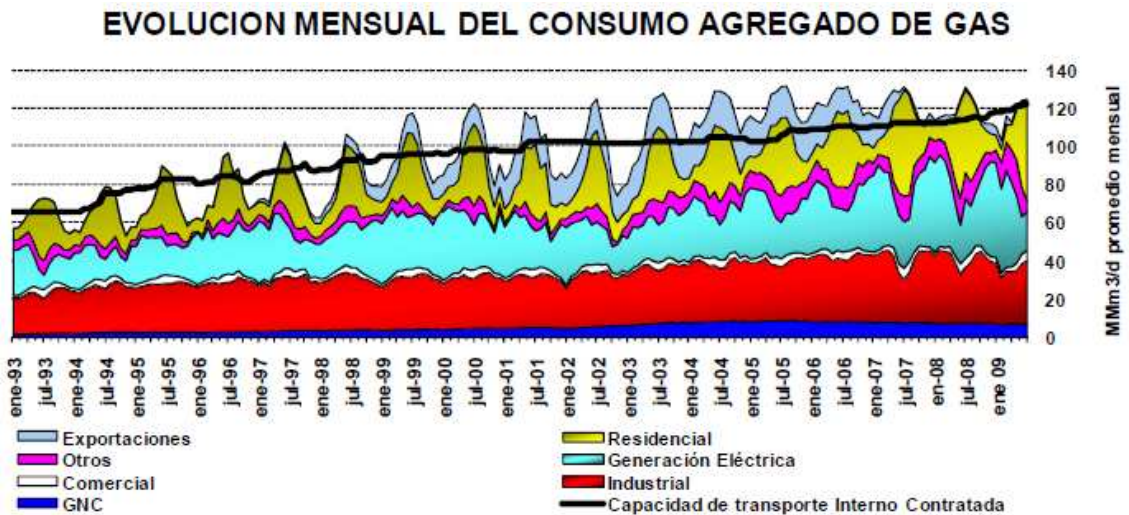
Los proyectos que hay en la actualidad en ejecución son los expuestos en la *Figura 3*, dejando en evidencia que la delicadísima situación que atraviesa la Argentina en cuanto a potencia instalada ya que en los años 2009, 2010 o 2011 no se estará ni siquiera cerca de los 1000MW.

1.4.2 Escasez de hidrocarburos a nivel nacional

La prácticamente absoluta dependencia de los hidrocarburos para la generación y la recuperación económica del país han hecho que en los últimos años la demanda de los mismos a nivel nacional se haya visto incrementada de manera inusitada.

⁹ Fuente CAMMESA

Figura 4. Consumo de Gas Mensual.¹⁰

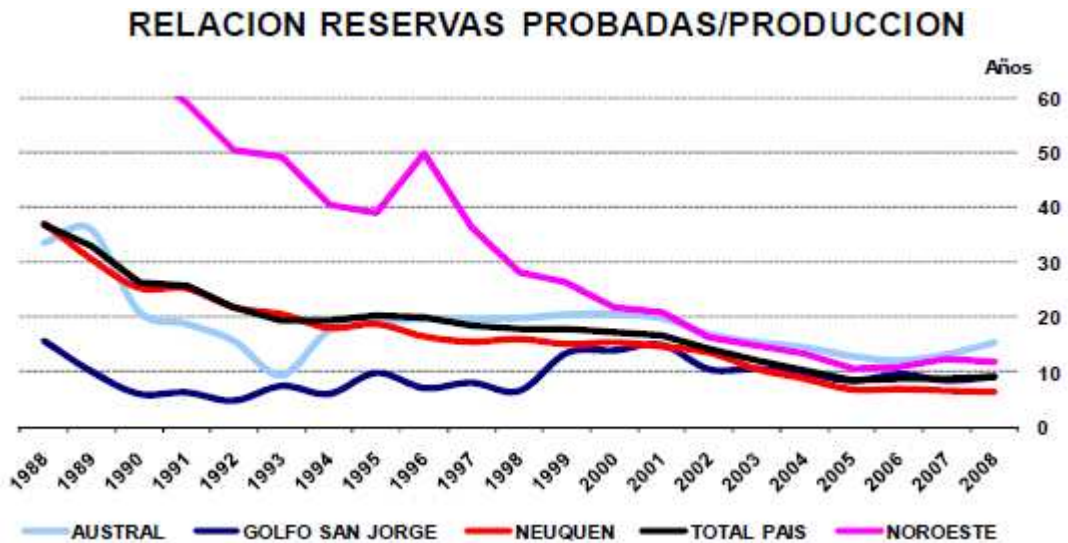


Como se muestra en la *Figura 4* el país dejó de ser exportador de gas durante 2008, por otro lado se observa el peso que tiene el Sector de Generación Eléctrica en la demanda de gas natural, sobre todo ejerciendo especial presión durante el invierno cuando el gas se usa para calefacción de los hogares y como combustible para generación. En esta época del año es muy común ver a las centrales térmicas operar con combustibles líquidos los cuales son bastante más caros y sucios que el gas.

Este incremento en la demanda sumado a la falta de incentivos para la producción y sobre todo para la exploración de nuevos yacimientos más la madurez que tienen los yacimientos actuales han llevado a la situación actual en la que hay faltante de gas y las previsiones futuras en cuanto al suministro de dicho insumo no son nada alentadoras como se ve en la *Figura 5*.

¹⁰ Fuente ENARGAS

Figura 5. Relación Reservas probadas/producción¹¹



Aquí se muestra como las reservas probadas son tan solo de 7 años de producción con el nivel actual de consumo mostrando una clara tendencia decreciente encontrándose en el nivel más bajo desde 1978 cuando se realizó el último descubrimiento de relevancia. Mucho contribuye a este descenso el consumo creciente de gas para generación por lo tanto sería imperioso aliviar cuanto antes la presión que se ejerce sobre los yacimientos actuales siendo la forma más importante de realizarlo cambiando la matriz energética. Cabe destacar que a nivel cantidad de pozos perforados la Argentina ya suma diez años consecutivos de caída ininterrumpida, serie que jamás en los 100 años de historia petrolera que tiene el país se había dado.

1.4.3 Aumento del precio de los hidrocarburos a nivel internacional

Para cubrir las diferencias entre lo producido y lo demandado, sobre todo durante el invierno, se recurre a la importación, dicha importación se da de dos maneras:

- Importaciones de Gas de Bolivia
- Importaciones de GNL desde Trinidad y Tobago re gasificado en Bahía Blanca

El crecimiento de estas importaciones ha sido sostenido en los últimos tres años, tal cual lo demostrado en la *Figura 7*, justamente cuando se han incrementado los precios internacionales del petróleo, lo que hace que el precio del gas importado de Bolivia y del GNL también se disparen. Actualmente el precio del gas de Bolivia para la

¹¹ Fuente ENARGAS

importación de ENARSA es de 7 U\$\$/MMBtu¹², el mismo es vendido a los productores para que lo revendan a 3,2 U\$\$/MMBtu y el del GNL 9U\$\$/MMBtu no incluyendo el costo de regasificación.

El GNL es gas licuado el cual posee 600 veces menor volumen que el gas en estado gaseoso. Este se transporta licuado en buques y se lo reconvierte a gas en un barco regasificador ubicado en el puerto de Bahía Blanca el cual es propiedad de YPF. La empresa de capitales españoles cobra aproximadamente 2 U\$\$/ MMBtu la regasificación.

Es necesario destacar que a un productor nacional, por ejemplo YPF, los generadores le pagan aproximadamente 2,6 U\$\$/MMBtu el cual es el precio de referencia fijado para la generación por la Secretaría de Energía. Eso después del sendero de precios que el Gobierno Nacional acordó con los productores este año. Previo a dicho acuerdo el valor de referencia del gas para la generación estuvo fijo en 1,87 U\$\$/MMBtu hasta mediados de 2009. Por lo tanto la diferencia entre los precios pagados al exterior por el gas y los topes internos han hecho que las empresas productoras dejen de explorar llegando al escenario que tenemos hoy en día.

El gas importado lo distribuyen entre los generadores CAMMESA y ENARSA absorbiendo la diferencia de precios entre el costo de importación y lo pagado por los generadores quienes lo pagan a precio de referencia. Basta con ver la *Figura 6* para darse cuenta el impacto que tienen los combustibles en el costo de generación.

Figura 6. Costos estimados de generación por combustible¹³

| Costos aproximados de la Producción Eléctrica Para generar 1 Mwh | |
|---|------------|
| Gas Natural a U\$d 7,5 el millón de BTU(precio internacional) | \$ 285,00 |
| Gas Natural a U\$d 2,6 el millón de BTU(precio nacional) | \$ 118,80 |
| Con Gas Oil | \$ 1020,50 |
| Con Fuel Oil | \$ 527,50 |

De este cuadro se puede inferir cual debería ser el precio mínimo del Mwh vendido al mercado según el precio real que se está pagando por la importación de gas y cual es el precio que en realidad pagan los usuarios del MEM¹⁴, con tope de precio de gas en 2,6 U\$\$/MMBtu.

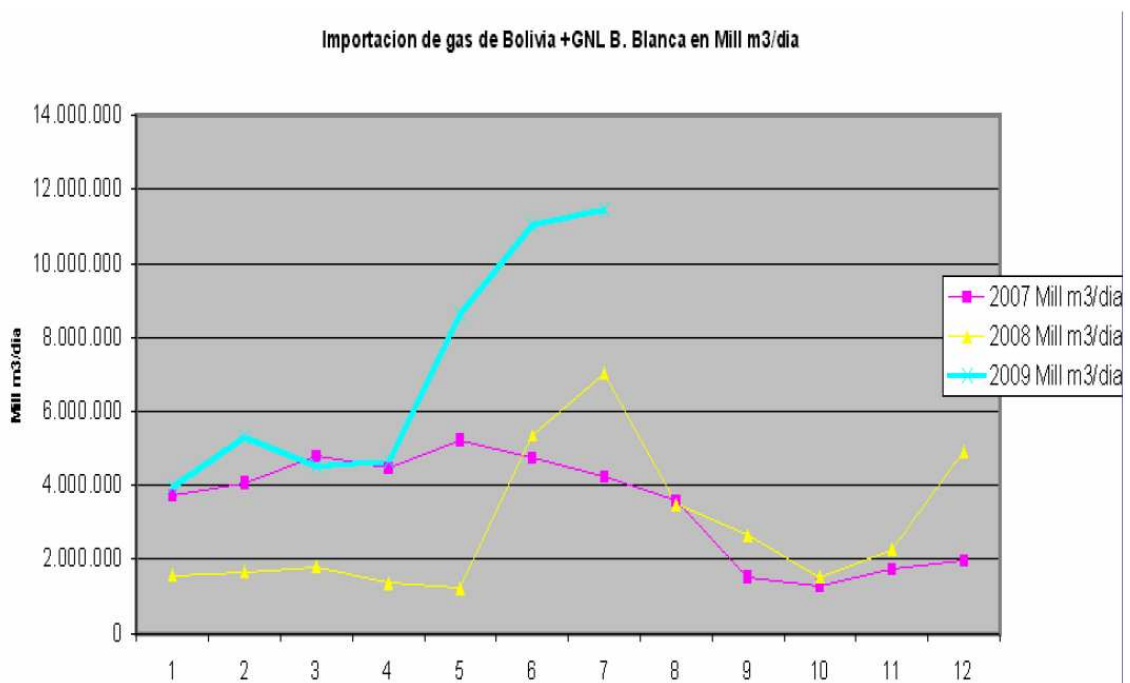
¹² BTU: British Thermal Unit

¹³ Fuente: AGEERA, Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina.

¹⁴ Mercado Eléctrico Mayorista

Durante el invierno la situación es peor ya que se utilizan líquidos por falta de gas teniendo que tener en cuenta que el costo del Gas Oil es de aproximadamente 24 U\$\$/MMBtu, bastante más caro que el gas importado. Sin embargo en el MEM se sigue pagando el precio spot¹⁵ que tiene un tope en 120 \$/mwh fijado desde 2003, por lo que este no fue acompañando los aumentos en los precios de los hidrocarburos que son la materia prima principal del sistema de generación argentino. Esta diferencia entre el precio spot topeado y el costo real de generación, al no ser transferida a las tarifas pagadas por los usuarios, hace que CAMMESA tenga una deuda de 25.000.000\$, cuyo crecimiento a lo largo del tiempo es exponencial ya que por ejemplo en 2007 se gastaron 1000 U\$S millones en combustibles líquidos para generación y en 2008 1700 U\$S millones. Esto se vuelve una mochila difícil de llevar por el Estado, a lo que se deben sumar las deudas multimillonarias que posee ENARSA con los países productores de hidrocarburos. Este es otro motivo más para alivianar la carga de consumo de hidrocarburos para la generación.

Figura 7. Importación de Gas de Bolivia + GNL¹⁶.Serie mensual.



1.4.4 Impacto ambiental generado por las usinas

El efecto invernadero consiste en que la luz solar que pasa a través de la atmósfera, al impactar sobre la superficie de la tierra, es parcialmente convertida en calor radiante. Los gases de invernadero, como el vapor de agua, el dióxido de carbono, el metano y

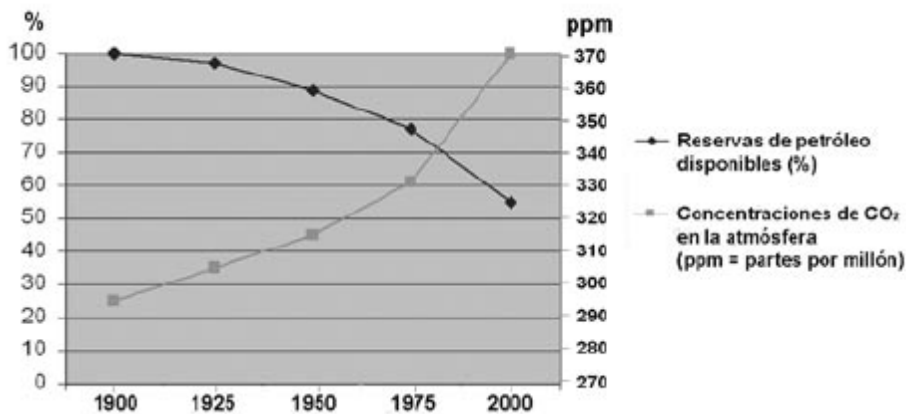
¹⁵ Precio Spot es el precio horario de la energía que pagan los usuarios que compran energía en el Mercado Mayorista, el cual se calcula a partir de la oferta, la demanda, la disponibilidad de agua y los combustibles utilizados.

¹⁶ Fuente Ing. Andrés Repar

otros, inhiben el escape de una parte de ésta radiación de vuelta al espacio. De ésta manera, éste efecto, ayuda a moderar las temperaturas: sin el mismo, la temperatura promedio en la tierra sería de 18 grados centígrados bajo cero, en lugar de los 15 grados centígrados actuales.

Las usinas de generación son contribuyentes importantes en el fenómeno de degradación climática mundial. Entre los gases cuyas concentraciones están aumentando notablemente destaca el dióxido de carbono (CO₂), que tiene la propiedad de actuar como un “invernadero”, lo que podría estar iniciando una alteración impredecible en el equilibrio climático de nuestra atmósfera.

Figura 8. Concentración de CO₂ vs Reservas de Petróleo¹⁷



No deben ignorarse tampoco, por su contribución al cambio climático, las fugas accidentales de metano (CH₄, componente casi exclusivo del gas natural) cuyo potencial de calentamiento a 20 años es 56 veces mayor que el de una cantidad igual de CO₂.

Un balance similar ofrecen las emisiones de óxidos de Nitrógeno (NO_x). Estas sustancias son componentes de las llamadas lluvias ácidas¹⁸ y se producen por reacción directa del Nitrógeno y el Oxígeno del aire al elevarse la temperatura. Una central de aproximadamente 1000 MW que funcione unas 6.600 horas equivalentes al año emitiría del orden de 2.100 Tm de NO_x.

De manera que para reducir las emisiones de CO₂ (y hay que hacerlo con urgencia, de acuerdo con los científicos del IPCC¹⁹, si queremos detener el calentamiento global del

¹⁷ Fuente www.crisisenergetica.org

¹⁸ La lluvia ácida se forma cuando la humedad en el aire se combina con los óxidos de nitrógeno y el dióxido de azufre emitidos por fábricas, centrales eléctricas y vehículos que queman carbón o productos derivados del petróleo. En interacción con el vapor de agua, estos gases forman ácido sulfúrico y ácidos nítricos. Finalmente, estas sustancias químicas caen a la tierra acompañando a las precipitaciones, constituyendo la lluvia ácida.

¹⁹ Intergovernmental Panel on Climate Change

planeta) no es posible aplicar filtros, ni sirve de gran cosa mejorar el proceso de combustión, ni basta cambiar un combustible fósil por otro. La situación se complica al quemar carbones y otros combustibles fósiles, que originan nuevos productos normalmente indeseables. Desde el punto de vista ambiental, los productos genéricos pueden ser gaseosos, líquidos, sólidos, calor residual, y otras formas de contaminación (residuos industriales, ruidos).

La única solución es quemar menos cantidad de combustibles fósiles, es decir producir menos energía e ir sustituyendo estos combustibles por fuentes de energía limpia: las energías renovables.

2 POSIBLES SOLUCIONES

2.1. Alternativas como solución a la coyuntura actual

Si Argentina quiere crecer social y económicamente, debe tener en cuenta que ese crecimiento va inevitablemente asociado a un crecimiento del consumo eléctrico y que no existe progreso económico e industrial si no hay una estructura energética firme que pueda sustentarlo.

Con respecto a esto último, cuando uno observa la geografía argentina no puede más que maravillarse con las posibilidades que da su riqueza y diversidad. Ríos, montañas, vientos, sol y una extensa zona costera son el escenario geográfico perfecto para lograr una explotación consiente y cuidada de los recursos renovables para transformarlos en energía eléctrica.

Entre las opciones convencionales están las posibilidades de instalar Centrales Hidroeléctricas o Nucleares. Sobre un recurso hidroeléctrico estimado en 170 TWh/año, calculado en función de la pendiente y caudales de las cuencas hidrográficas nacionales, se considera que el recurso técnicamente aprovechable en Argentina asciende a 130 TWh/año, de los cuales hoy se encuentra aprovechado alrededor del 25%. Por tanto, podría afirmarse que las posibilidades de incrementar la oferta hidroeléctrica no estarían condicionadas por la falta de recurso hídrico.

En lo que se refiere a la opción nuclear, debe destacarse que Argentina, se erigió como pionera en Latinoamérica en la utilización de energía eléctrica nuclear, sin embargo, esta opción es resistida por algunos grupos preocupados por los riesgos de incidentes nucleares serios y por sus costos asociados. Además las obras de Atucha II, que comenzaron en 1981, se paralizaron, luego de múltiples dilaciones, y aún sigue en obra. Los analistas sostienen que una vez construida Atucha II y en base al capital inicial invertido que ascendería a los U\$S 4.000 millones, para poder recuperar dicha inversión la central debería despachar una energía eléctrica con valores no inferiores a los 190 U\$S/MWh, los cuales están totalmente descalzados con respecto a los precios hoy pagados en el MEM por energía.

Por último se podría solucionar la coyuntura a través de las energías alternativas, esto sería lo más conveniente a largo plazo a nivel costos y durabilidad para el país. A pesar de no tener un aporte significativo a la demanda global de energía eléctrica, el uso de energías alternativas ha sido el de mayor crecimiento mundial en la década pasada ver *Figura 9*, y se espera que para los próximos años, las energías renovables superen en producción a las que utilizan combustibles fósiles. No obstante, su incidencia en el mundo es poco significativa si se la compara con la energía generada convencionalmente (térmica, hidráulica, nuclear).

Figura 9. Crecimiento anual promedio de las fuentes de energía.²⁰

| Tipo de Fuente | Crecimiento Anual promedio |
|----------------|----------------------------|
| Eólica | 24,2% |
| Fotovoltaica | 17,3% |
| Geotermia | 4,3% |
| Gas Natural | 1,9% |
| Hidráulica | 1,8% |
| Petróleo | 0,8% |
| Nuclear | 0,5% |
| Carbón | -0,5% |

La baja tasa de crecimiento de obtención de energía a partir de gas natural a nivel mundial demuestra una vez más como en los últimos años, mientras el mundo se iba volcando a energías renovables, la Argentina tomó el camino equivocado optando por este tipo de generación como principal método. Alineada con esto, el país ha desarrollado muy pocas políticas que puedan apoyar el crecimiento de estas energías alternativas así como la carencia casi total de normas que regulen el funcionamiento de este tipo de generación. Proponer una forma de aprovechar mejor los recursos disponibles para aliviar la coyuntura energética con los menores costos asociados y la mayor sostenibilidad en el menor tiempo posible son objetivos fundamentales del presente proyecto de tesis. Para realizar esto se propone elegir alguna de las alternativas propuestas a continuación:

1. Energía Eólica
2. Energía Solar
3. Energía Mareomotriz

A continuación se hará una breve descripción de cada una de estas tres alternativas, así como también de las posibilidades reales que tienen en nuestro país de ser aplicadas junto con sus posibles beneficios y contras.

2.1.1. Energía Eólica

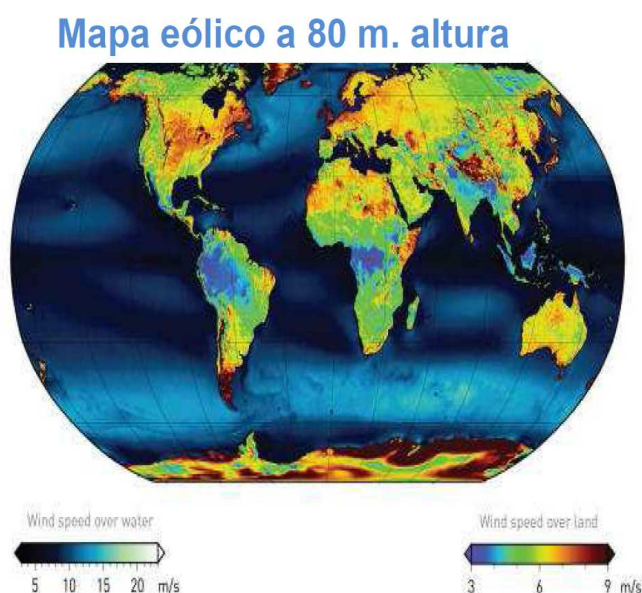


La energía eólica es la energía generada aprovechando los vientos. Es decir, se utilizan unas aspas que al girar por la fuerza del viento generan energía eléctrica. El viento mueve las aspas y a partir de ése movimiento, un alternador genera tensión eléctrica.

Para que las aspas de la turbina tengan la rotación suficiente como para generar energía, hay una velocidad mínima necesaria que deben tener los vientos, y a medida que esa velocidad aumenta, también aumenta exponencialmente la capacidad de generación. Según esa velocidad promedio, para poder aprovechar más el recurso eólico, el viento debe recorrer de 8 a 10 metros por segundo.

Nuestra Patagonia dispone de un recurso eólico prácticamente ilimitado porque sus vientos tienen un promedio anual de velocidad mayor a 8 m/s. De hecho muchos analistas coinciden en declarar que el potencial eólico de la Patagonia es el mayor del planeta, para ver la potencialidad que tiene nuestro país en materia de este tipo de generación basta con ver la *Figura 10*. De hecho el factor de utilización en la Patagonia argentina es del 45%, mientras que en Europa, el promedio es del 22%. Esto implicaría que el costo de generar energía a partir del sistema eólico en Argentina sería casi un 50% menor que en Europa.

Figura 10. Mapa Eólico Mundial²¹



Hay algunas cuestiones básicas para tener en cuenta cuando hablamos de energía eólica. En primer lugar no hay una tecnología nacional desarrollada en este sentido. Por lo que los costos (al ser internacionales) son actualmente muy elevados para cualquier inversión local. Recién IMPSA, Grupo Pescarmona, está comenzando a construir turbinas de desarrollo nacional en su Planta de Mendoza en 2010, sin embargo al ser turbinas de desarrollo nacional no hay aún registros históricos del comportamiento de estas turbinas en el largo plazo, es por esto que no son confiables aún y su capacidad de producción anual de las mismas es limitada.

²¹ Fuente: Cámara Argentina de Energías Renovables



Los principales productores de turbinas eólicas son Dinamarca, España y Alemania. Así es que Alemania dispone de unos 10.000 MW de potencia instalada que se genera con energía eólica. Y España y Dinamarca unos 2.000 MW cada uno. Para hacer una comparación, recordemos que Argentina consume actualmente casi 19.000 MW de

potencia, y la potencia instalada en todo el país, es de 26.226 MW. De ese total, sólo 26 MW son generados con energía eólica.

Otro factor a tener en cuenta es que los vientos, al igual que la energía de origen hidroeléctrico, responden a factores climáticos, por lo que expertos aconsejan no depender de la energía eólica en un promedio mayor al 20% de la generación total (en el caso de Argentina, eso sería aproximadamente unos 5.000 MW). Otra ventaja es que el plazo de instalación es corto variando entre seis a ocho meses por molino.

El costo de una turbina eólica es de USD 1200 por kw. Es decir que una turbina que genere 1.000 kw (1 MW), sale USD 1,2 millón. Consecuentemente, para instalar una granja eólica con una capacidad de generación de 600 MW, lo cual representa el volumen de generación promedio de una central térmica, la erogación sería de aproximadamente USD 720 millones en equipos. Además, al haber grandes fluctuaciones en las velocidades de los vientos hacen que los equipos se desgasten muy rápidamente requiriéndose mantenimientos bastante más frecuentemente que en los países donde las velocidades de los vientos son menores pero también menos fluctuantes. A raíz de esto y por estar los molinos a gran altura sobre el nivel de la tierra hace que los costos de mantenimiento sean elevadísimos en nuestro país por el momento.

Por otro lado otras desventajas de este tipo de generación son el zumbido que produce la rotación de las turbinas, más aún si se habla de granjas eólicas con muchas turbinas (cuanto más turbinas, más rotación y más ruido); y que se depende del clima que es fluctuante y que afecta a la disponibilidad.

En este sentido, los especialistas dicen que el importe de inversión inicial y de mantenimiento siguen siendo actualmente muy elevados para nuestro país, aunque su tendencia es decreciente, con lo cual podría pensarse como una alternativa muy competitiva en el mediano plazo. Por eso por ahora, sería una solución para los pueblos aislados, pero para una ciudad densamente poblada y con mucho consumo, no es conveniente.

2.1.2. Energía Solar

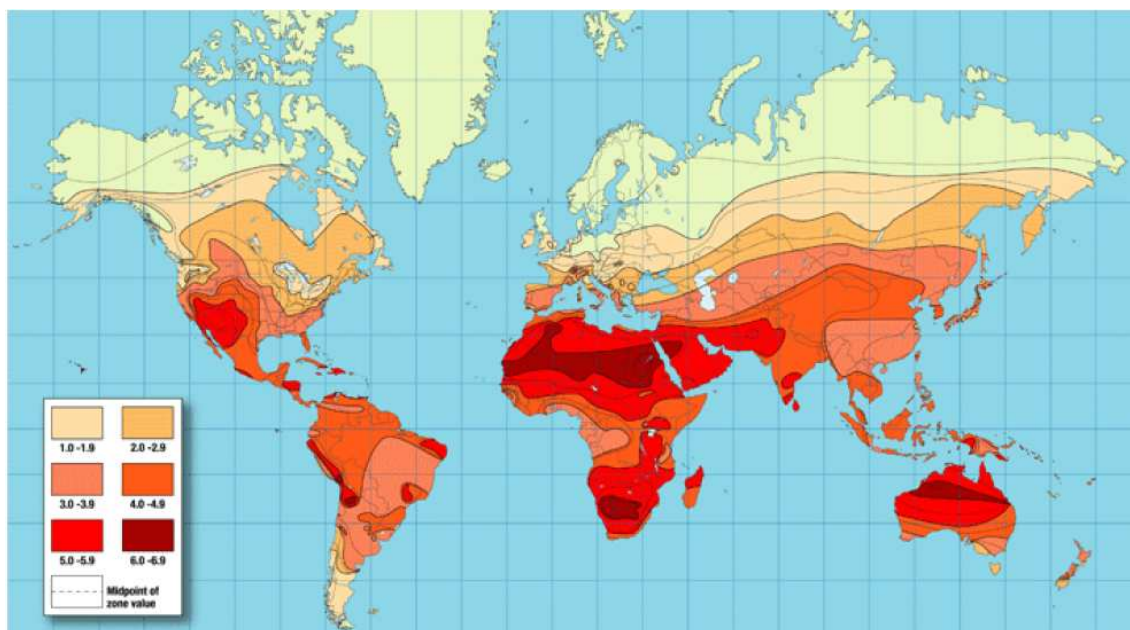
La generación eléctrica a través de energía solar en el mundo es una de las industrias que más puestos de trabajo genera pero está muy poco desarrollada.

Algunos de los países que utilizan energía eléctrica generada a través del sol son Japón (500 MW de potencia instalada), Alemania (278 MW), Estados Unidos (206 MW), India 61 (61 MW), Brasil (12 MW) y Argentina (4,5 MW). A pesar de no generar un gran volumen de energía con este método con respecto a otros países se puede apreciar en la *Figura 11* como nuestro país posee un gran potencial en materia de energía solar.

La forma de captar la energía proveniente del sol es a través de células fotovoltaicas las cuales se montan sobre paneles. Con lo que captan los paneles fotovoltaicos, un generador produce corriente con a baja tensión, un acumulador la almacena para ser utilizada incluso en días nublados o por la noche, y un inversor eleva la tensión a 220 v para poder ser utilizada por electrodomésticos o aparatos comunes.

Su rendimiento se mide por watts producidos en un día (normalmente tomando un promedio de cinco horas de sol por día). Los rendimientos medios rondan los 10 W por hora de sol. Y los precios de los paneles son de alrededor de U\$S1000 a U\$S5000 el KW de potencia instalada (dependiendo de tamaños y rendimientos).

*Figura 11. Mapa solar Mundial*²²



El problema fundamental de la energía solar es que es difusa e intermitente. Por otro lado, las superficies de los paneles de captación instaladas deben ser muy grandes para obtener un rendimiento muy bajo (1 Kw/m² en un día soleado al mediodía solar). Por ejemplo para una central de 600 MW de potencia deberían colocarse paneles en una superficie de 600 km², haciendo realmente inviable este tipo de generación a gran

²² Fuente: Cámara Argentina de Energías Renovables

escala. Además a nivel costos dicha planta tomando un promedio de 300.000 USD/MW representaría una erogación de 1.800 millones de USD. Es por estos dos motivos por los cuales se aplica este tipo de método de generación en zonas Rurales donde su lejanía no justifica la conexión a la red nacional eléctrica y donde no hay un alto consumo.

2.1.3. Energía Mareomotriz

Se le llama energía mareomotriz a la energía generada aprovechando los cambios del cauce del mar por efecto de la marea. Este tipo de generación, muy similar a la hidroeléctrica, es utilizado en Francia, Rusia, China y la India. Como el efecto de las mareas es constante a lo largo de todo el año, la generación mareomotriz estaría disponible ante cualquier clima y altura estacional a diferencia de la energía hidroeléctrica convencional.

Las mareas provocan una variación del nivel del mar, con un período de aproximadamente 12 horas 30 minutos, con una diferencia de nivel de unos 2 metros entre bajamar y pleamar. Dicha diferencia, conforme a la topografía costera, puede extenderse hasta más de 10 metros.

Si se ha tardado tanto tiempo en pasar de los sistemas rudimentarios a los que hoy en día conocemos, es porque la construcción de una central mareomotriz plantea problemas importantes, requiriendo sistemas tecnológicos avanzados y un elevado costo inicial por KW de capacidad instalada, pero se deberá tener en cuenta que no requiere combustible, no contamina la atmósfera y su vida útil se calcula en un siglo. Además hay que considerar que el costo de la materia prima para generar, agua, es nulo ya que la misma ni siquiera depende de factores climáticos como si lo hace el agua de las centrales hidroeléctricas.

El acelerado crecimiento de la demanda energética mundial, y el siempre latente incremento en el precio de los combustibles son factores primordiales que achican cada vez más la brecha entre los costos de generación mareomotriz y los de las fuentes convencionales de energía.

La técnica utilizada consiste en encauzar el agua de la marea en un embalse, y en su camino accionar las turbinas reversibles de una central eléctrica. Cuando las aguas se retiran, las turbinas también generan electricidad.



Para poder instalar una central de esta tecnología, el lugar debe presentar cambios de marea con al menos 4 metros de amplitud, límite que justifica la inversión.

Debido a esto hay muy pocos lugares en el mundo donde se puede llevar a cabo este tipo de centrales y menor es el número

donde efectivamente se han realizado. Puntualmente hay una central en Francia en La Rance con una potencia de 240 MW, la cual fue instalada en el año 1966. Cabe destacar que desde el momento de su instalación sólo tuvo un mantenimiento mayor en el año 1996 por lo que se demuestra que la tasa de mantenimiento de este tipo de centrales es realmente baja. Luego en Rusia se construyó una central experimental (Proyecto Kislogubskaya), ubicada en el mar de Barentz, con una capacidad de 400KW, fue la segunda de esta clase en el mundo. Se empleó el método utilizado en La Rance:

cada módulo de la casa de máquinas, incluidos los turbogeneradores, se fabricaron en tierra y se llevaron flotando hasta el lugar elegido y se hundieron en el lecho previamente preparado.

En la Argentina, el estrecho Istmo Carlos Ameghino (de 5 a 7 kilómetros de ancho), que separa el Golfo San Jorge del San José, actúa como magnifico dique natural. Contiene a un lado y a otro el agua de las crecientes y de las bajantes que se alternan en uno y otro Golfo. A raíz de esto este tipo de generación fue estudiado en varias oportunidades durante el siglo XX en la Argentina. Ver *Figura 11*.

Figura 11. Península Valdez.



Hay dos tipos de proyecto para implementar este tipo de generación en la Argentina. El primer tipo propone lo que a priori aparece como solución inmediata: el cierre de uno de los golfos, en este caso el San José, creando un inmenso embalse instalando las turbinas necesarias de tal manera que las mismas puedan generar energía traspasando el agua desde el océano al golfo y viceversa, aprovechando las diferencias de nivel que se crearían a uno y otro lado del cierre. Partidarios de este tipo de proyectos fueron Oca Balda y Romero (2000 MW, informe de la comisión Nacional Honoraria, 1928), Fenzloff (4900 a 6800 MW, 1972) y Aisicks y Zyngierman (5040 MW, 1984).

El segundo tipo propone la apertura del canal a través del istmo, presentando el atractivo adicional de permitir la realización de una usina no muy grande, con posibilidades de ampliación posterior. La propuesta de Erramuspe (55 MW, 1949) fue retomada sin mayores modificaciones por Sogreah (600 MW) en 1959. Sin embargo es

claro que una modificación en la circulación natural por corte del istmo puede llegar a provocar variaciones en el fenómeno de desfase, disminuyendo la caída neta y por lo tanto la producción energética.

Figura 12. Distribución de las mareas a nivel Mundial²³

Distribución mareas a nivel mundial:



Como se muestra en la *Figura 12* la Argentina tiene una posición privilegiada a nivel mundial para generar energía mediante este tipo de sistema. Sólo Canadá tiene un mayor potencial que la Argentina en materia de este tipo de energía.

Entre las principales ventajas están que es totalmente “limpia”, no depende de variaciones climáticas como sí lo hace la energía hidroeléctrica, tiene un costo de insumos nulo, permite generar valores enormes de energía, es silenciosa, no contaminante y el mantenimiento es prácticamente nulo.

Como desventajas se puede mencionar el alto costo por Mw instalado, que solo es ubicable en lugares puntuales ya que depende de la amplitud de la marea y el impacto visual en los lugares en donde se la ubica. Por otro lado hay un par de horas del día cuando la diferencia de nivel es escasa en las cuales no se turbinan esperando que la diferencia de potencial a ambos lados del dique sea significativa.

2.2. Elección de la Alternativa

Entre las tres alternativas planteadas sin dudas todas ellas poseen ventajas y desventajas en cuanto a su implementación pero se deben analizar los siguientes aspectos a la hora de tomar una determinación en la elección del método que ayude a aliviar la difícil situación energética que atraviesa el país. Cabe destacar que los tres métodos propuestos proporcionan una alternativa para la quema de combustibles fósiles, o la energía nuclear, que permiten satisfacer la demanda de energía sin producir agua caliente, emisiones atmosféricas, ceniza, desechos radioactivos ni emisiones de CO₂.

²³ Fuente: <http://mareostrum.org/curiosidades/mareas/>

El primer factor a evaluar es comparar la capacidad potencial que tiene cada uno de estos tipos de generación. Como se mencionó anteriormente la Argentina necesita inversiones grandes en incremento de potencia instalada del orden de los 1000 MW al año.

Analizando la energía solar, sería realmente complicado ya que si tomamos la zona donde mayor radiación hay de nuestro país, Norte Argentino, donde se puede llegar a producir como máximo 1 Kw/m² al mediodía solar, para tener 1000 MW de potencia habría que colocar paneles en una superficie de 1000 km². A esto habría que sumarle la dificultad que tiene esta energía para ser transportada ya que esta es generada a baja tensión mediante este método. Por último hay que considerar que además del costo de instalación de los paneles habría que sumarle, al estar dicho potencial Parque Solar ubicado en el Norte, las líneas de transmisión pertinentes ya que en el NOA no hay líneas con capacidad suficiente como para transportar una magnitud de energía semejante hasta la zona Centro del país que es dónde se dan los mayores consumos. Por otro lado a nivel disponibilidad es innegable que hacer una inversión en una obra de dicha magnitud sólo para tener aportes de energía durante cinco horas diarias es totalmente antieconómico. Por último, también hay que tener en cuenta que la producción del generador solar depende del clima y en días nublados el rendimiento baja al diez por ciento de su capacidad nominal.

Si tomamos en cuenta la energía eólica es innegable que dicha fuente de generación representa una buena alternativa a la situación coyuntural energética que atraviesa la Argentina. La primer ventaja con respecto a las otras dos formas de generación evaluadas es que a nivel mundial ha sido la que mayor crecimiento ha tenido en los últimos años tal como lo demuestra la *Figura 9*, lo que hace que a nivel tecnología esta sea la más explorada y por lo tanto la más desarrollada de las tres. Sin embargo al haberse desarrollado a nivel mundial, sobre todo en Europa, y no haber Industria Nacional con experiencia suficiente para llevar adelante estas obras tanto a nivel equipos como a nivel instalación u operación hace que dichos costos sean realmente elevados en un principio hasta que se desarrolle el know-how nacional. Por otro lado como se comentó anteriormente los costos de mantenimiento por estar los molinos a gran altura son altísimos y al ser los vientos tan fluctuantes y contar con velocidades tan altas en nuestro país hace las frecuencias de mantenimiento de los equipos sean altas.

La inversión en equipos para tener un parque de 1000 MW, tal como requiere el sistema, en un año serían necesarios 1000 molinos de viento con un costo por equipo de U\$S 1,2 Millón, lo que implica una inversión de 1.200 millones de dólares. Esta cifra más los mantenimientos y la instalación suena cuanto menos lejana para la realidad de nuestro país. Sumado a este problema está el del ruido que producen estos molinos al girar sus grandes aspas cuando son sometidos a altas velocidades como las que tenemos en el Sur de la Argentina. Otra desventaja es que los molinos por lo general se ubican en zonas atravesadas por aves migratorias por lo que los estudios medioambientales previos a su instalación deben ser bastante extensos.

Por último si analizamos la vía mareomotriz, como se mencionó anteriormente, la Argentina tiene un potencial enorme en Península Valdez para su instalación. Hay dos proyectos que podrían llevarse a cabo teniendo ambas potencias mayores a los 1000 MW. Sin embargo para comparar equitativamente los tres métodos analizaremos estimativamente instalar 1000 MW de potencia a través de una central Mareomotriz tendría un costo estimado de 1 millón de dólares por MW. Por lo que al tener una central de 1000 MW habría que desembolsar aproximadamente 1000 millones de dólares. Sin embargo como ventaja competitiva contra la energía eólica este tipo de generación prácticamente no tiene costos de mantenimiento, como se explicó anteriormente la central mareomotriz de La Rance, Francia, ha tenido sólo un mantenimiento a los 30 años de su puesta en marcha siendo su vida útil de 100 años aproximadamente.

Otra ventaja de la energía mareomotriz es que su funcionamiento es exactamente igual al de una central hidroeléctrica, por lo que el know-how de cómo construirla y operarla existe en el país, ya que la Argentina es pionera en esta materia a nivel Sudamérica. Además es totalmente silenciosa y requiere poco personal para su operación.

Por lo tanto como se ve en la *Figura 13* se deduce que la energía mareomotriz es la manera que más beneficios trae pudiendo ser una forma de bajar la dependencia del Sistema Interconectado Nacional de los hidrocarburos. También servirá para bajar los subsidios que el estado paga en materia de importaciones de gas y gas oil para la producción de energía ya que el costo del agua es nulo. Por último se deja de depender de los factores climáticos como lo hacen todas las centrales hidroeléctricas ya que la mareomotriz es una energía invariante como se desarrollará luego.

Figura 13. Tabla comparativa entre energía Eólica, Solar y Mareomotriz.

| Tipo de Generación | MW instalados Mundialmente | Generación en Argentina Mw | Costo de Instalación u\$s/Kw | Costo de Mantenimiento | Capacidad suficiente de Generación | Tecnología Nacional Disponible |
|--------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------------|------------------------|------------------------------------|--------------------------------|
| Eólica | 32000 | 26 | 1200 | Alto | Sí | No |
| Solar | 2300 | 4,5 | 1200 a 5000 | Bajo | No | Sí |
| Mareomotriz | 240 | 0 | Más de 1000 | Bajo | Sí | Sí |

Como muestra la tabla los elevados costos de la energía Solar, además de la imposibilidad de generar un volumen de energía como el que necesita la Argentina actualmente para cubrir la demanda, hace que dicha alternativa quede muy relegada con respecto a las otras dos. Únicamente debería ser utilizada para cubrir pequeñas demandas en zonas donde no hay generación o donde no haya medios de conexión con el Sistema Nacional.

Entonces solo queda determinar entre la fuente Eólica y la Mareomotriz cuál de las dos es la que mejor podría adaptarse a este creciente requerimiento en la demanda. Sin dudas la mejor alternativa, debido al mediano plazo de instalación que poseen los

molinos eólicos, sería instalar molinos para aliviar al sistema en paralelo con la construcción de una gran central mareomotriz para suplir faltantes futuros y bajar costos de materia prima para generar. Sin embargo teniendo en cuenta el actual faltante de fondos que tiene el estado para la ejecución de obras y la escasez de vías de financiamiento internacional se elegirá una de las dos maneras de obtener energía.

Tanto el tipo eólico como el mareomotriz tienen capacidad potencial en nuestro país como para aportar como mínimo 1000 MW de potencia al sistema. Los costos por Kw instalado son similares y por Kw generado también siendo el mismo nulo ya que ambas formas de generación utilizan la naturaleza misma como motor. Las diferencias principales se dan en que la energía eólica presenta un poco más de variabilidad en cuanto a disponibilidad de potencia ya que al depender del viento no se puede tener una potencia firme asegurada. Además en materia de mantenimiento la energía solar tiene altos costos mientras que la energía mareomotriz no.

Por último los equipos y el personal necesarios para fabricar, instalar, operar y mantener los proyectos recién ahora están disponibles a nivel nacional en cuanto a la energía eólica. Esto hace que hasta que se empiecen a fabricar en gran escala en nuestro país los costos serán altos. Por otro lado la central mareomotriz posee los mismos equipos y requerimientos de instalación y mantenimiento que una hidroeléctrica común estando estos disponibles a nivel nacional ya que, como se explico anteriormente la Argentina a nivel hidráulico es potencia mundial.

Por todo esto el presente trabajo de tesis consistirá en un trabajo de investigación en el cual se evaluará a nivel económico cómo podría beneficiarse el país con la instalación de una central del tipo mareomotriz ya sea a través de la disminución de subsidios, con la disminución de emanaciones tóxicas y bajando la dependencia de los hidrocarburos.

3 TEORÍA MAREOMOTRIZ

3.1. Teoría de las mareas

El nivel de las aguas marinas varía alternativamente durante el día, en ciertos momentos el mar baja, unas horas después el caso es inverso, las aguas avanzan. Este fenómeno de la naturaleza constituye la marea, el movimiento ascendente del agua se llama flujo, creciente, marea alta o entrante; el nivel más alto alcanzado por el agua al terminar el flujo se llama pleamar o mar llena. Llegado a este límite el avance se suspende, la superficie del mar permanece en calma y estacionaria durante ocho o diez minutos. Después las aguas comienzan a retirarse lentamente y este movimiento de descenso se llama refluo, bajante, marea baja o saliente; el nivel más bajo alcanzado por el agua al terminar el refluo se llama bajamar o marea baja. En este límite se suspende el descenso y el mar permanece al mismo nivel durante 8 a 10 minutos, al cabo de los cuales vuelve a comenzar el ascenso.

Las mareas están influenciadas por la luna, cuando esta se encuentra sobre el meridiano de un lugar la atracción es mayor, se produce entonces el flujo o ascenso de agua al que corresponde otro flujo en el lado contrario de la Tierra. La hidrosfera o superficie de agua adopta en consecuencia la forma de un elipsoide en cuyos extremos del eje menor se encuentran las bajamares.

Se llama período el ciclo completo de una marea, es decir, el período de tiempo comprendido entre una pleamar y la bajamar que la sigue y que abarca más o menos doce horas veinticinco minutos. Todos los días las aguas del Océano suben de nivel dos veces y bajan otra dos, es decir que en el término de 24 horas y minutos hay dos pleamares separadas por un intervalo de doce horas y dos bajamares en las mismas condiciones.

La altura o amplitud de la marea es la diferencia de nivel entre la pleamar y la bajamar que puede ser casi imperceptible (30 a 50 centímetros) o muy impactante (21 metros). Todos los mares tienen mareas, pero donde el fenómeno es evidente es en los océanos abiertos y específicamente las bahías y estrechos en los cuales se internan las aguas de éstos. En península Valdez la misma es de 18 metros, siendo dicha diferencia la segunda a nivel mundial en importancia luego de la Bahía de Fundy como muestra la *Figura 12*. Sin embargo esta diferencia no significa que haya 18 metros de diferencia de nivel aprovechables a nivel energía mareomotriz, de hecho como se verá luego la diferencia aprovechable es bastante menos.

3.2. Energía Mareomotriz

Las mareas de los océanos constituyen una fuente gratuita, limpia e inagotable de energía, que al contrario que otras energías renovables, como la eólica o la solar, no depende de otros factores.

Esta energía pese a sus potenciales ventajas no ha sido de las más estudiadas y solamente Francia y la ex Unión Soviética tienen experiencia práctica en centrales eléctricas accionadas por mareas. Es, sin embargo, un recurso hidráulico que tiene

analogía con la hidroelectricidad, la energía mareomotriz podría aportar unos 635.000 gigavatios/hora (GW/h) anuales equivalentes: 1.045.000.000 barriles de petróleo ó 392.000.000 toneladas de carbón/año²⁴.

A partir del año 1973, cuando el mundo tomó conciencia de la finitud de los combustibles convencionales no renovables, se intensificaron los estudios de todos los tipos disponibles de energías renovables no convencionales: solar, eólicas, geotérmica, mareomotriz, etc.

Esta energía es, sin embargo, limitada; la potencia disipada por las mareas del globo terrestre es del orden de 3TW, de los cuales sólo un tercio se pierde en mareas litorales. Además, para que la explotación sea efectiva, la amplitud de marea debe ser superior a los 4 metros, y el sitio geográfico adecuado, lo que elimina prácticamente el 80% de la energía teóricamente disponible, dejando aprovechables unos 350 TW-h por año²⁵.

Uno de los mayores inconvenientes en la utilización aparece precisamente debido a las características propias del fenómeno de las mareas. En efecto, como el nivel del mar varía (con un período del orden de 12 horas 30 minutos en las zonas apuntadas), a menos que se tomen las precauciones necesarias, la caída disponible (y la potencia asociada) varían de la misma forma, y por lo tanto se anulan dos veces por día. Además, la marea sigue el ritmo de la luna y no del sol, de manera que hay un retardo diario de 30 minutos, en las horas en que dichas energía está disponible.

Un análisis del promedio de amplitudes demuestra que, a los fines prácticos que se persiguen, el mismo puede considerarse constante a lo largo del año e incluso con el transcurso de los mismos (investigadores franceses y rusos señalan diferencias de 4 al 5% en 18 años); desapareciendo el riesgo de los períodos de sequía, característicos de las centrales hidroeléctricas.

La energía mareomotriz es una de las catorce fuentes nuevas y renovables que estudian los organismos especializados de las Naciones Unidas. Esta energía no se ve limitada ni por el clima ni por la época del año y la técnica consiste en encauzar el agua de la marea en una cuenca, y en su camino accionar las turbinas de una central eléctrica. Cuando las aguas se retiran, también generan electricidad.

En la actualidad parece que el mundo está tomando conciencia de la situación que puede avicinarse y ha tenido en cuenta las ventajas que ofrece, así ha aumentado el interés por esta nueva forma de energía. Las áreas más prometedoras son las siguientes:

²⁴ Fuente: René Bonafille- "Les réalisations de Electricité en France concernant l'énergie mareomotrice", La Houille Blanche, Número 2/1976

²⁵ Fuente: René Bonafille- "Les réalisations de Electricité en France concernant l'énergie mareomotrice", La Houille Blanche, Número 2/1976

- La parte de la Bahía de Funday, Canadá.
- Las Bahías de Cobscook y Passamaquoddy, Estados Unidos.
- Chansy, Francia.
- El Golfo de Mezen, en la ex Unión Soviética.
- El estuario del río Severn, Inglaterra.
- La ensenada de Walcott, Austria.
- Onchón, en Corea del Sur
- Península Valdez, en Argentina²⁶

3.3. Funcionamiento de las centrales Mareomotrices

Los avances actuales de la técnica, el acelerado crecimiento de la demanda energética mundial y el siempre latente incremento en el precio de los combustibles son factores primordiales que disminuyen cada vez más la brecha entre los costos de generación mareomotriz y los de las fuentes convencionales de energía. Así lo entienden países como Canadá e Inglaterra, donde se incorpora la misma a los planes energéticos como solución a mediano plazo en el proceso de sustitución de plantas térmicas.

La explotación de la energía potencial correspondiente a la sobreelevación del nivel del mar aparece en teoría como muy simple: se construye un dique cerrando una bahía, estuario o golfo aislándolo del mar exterior, se colocan en él los equipos adecuados (turbinas, generadores, esclusas) y luego, aprovechando el desnivel que se producirá como consecuencia de la marea, se genera energía entre el embalse así formado y el mar exterior.

Actualmente hay tres métodos para el aprovechamiento de las mareas los cuales son:

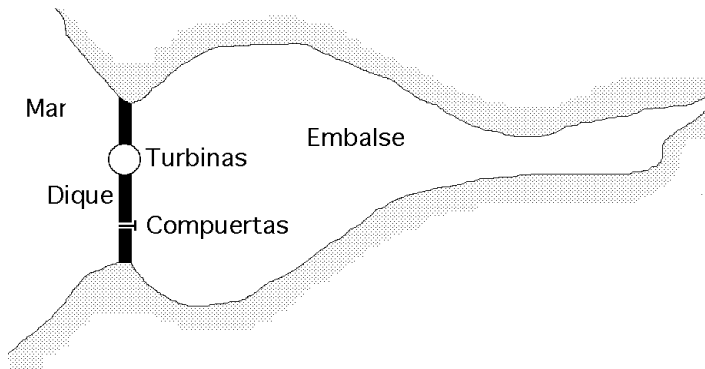
3.3.1. Ciclos de simple efecto

Este tipo de generación mareomotriz fue el primer sistema que se utilizó siendo bastante menos eficiente que el ciclo de doble efecto ya que hay menor tiempo de turbinaje. Este método consta de un embalse único, *Figura 14*, siendo los modos operativos los siguientes:

- Generación durante el refluo de la marea, (bajamar). El llenado del embalse se efectúa con las compuertas abiertas y el vaciado con turbinaje, siendo este tipo el más eficiente de los dos.
- Generación durante el flujo, (pleamar). El llenado del embalse se efectúa con turbinaje y el vaciado con las compuertas abiertas. Es menos eficiente que el anterior; porque el embalse trabaja con niveles más bajos y la capacidad de almacenamiento es menor.

²⁶ Fuente: A. M. Gorlov, "Tidal Energy", Northeastern University, Boston Massachusetts, USA, 2001

Figura 14. Ciclo de simple efecto con embalse único

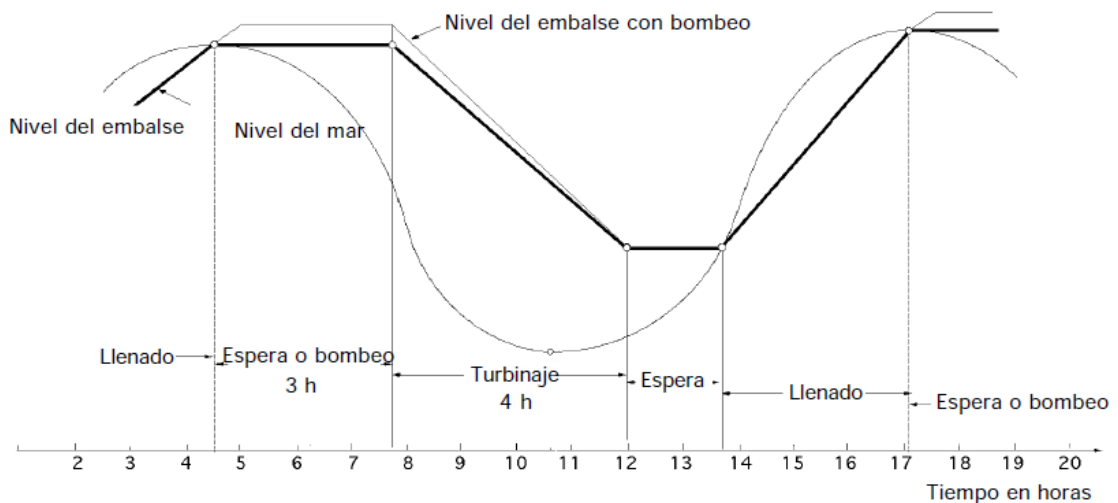


En consecuencia genera sólo durante la bajamar, vaciándose el embalse, o sólo durante la pleamar, llenándose el embalse; estas operaciones requieren de una turbina hélice de flujo axial y alta velocidad específica.

Durante el vaciado del embalse se opera de la siguiente manera: Cuando sube la marea se abren las compuertas y el embalse se llena. Luego cuando comienza a bajar la marea se cierran las compuertas y se espera un tiempo, del orden de 3 horas, para alcanzar una diferencia de nivel adecuada entre el mar y el embalse. Finalmente, durante 5 ó 6 horas, se hace pasar el agua por las turbinas generando energía eléctrica.

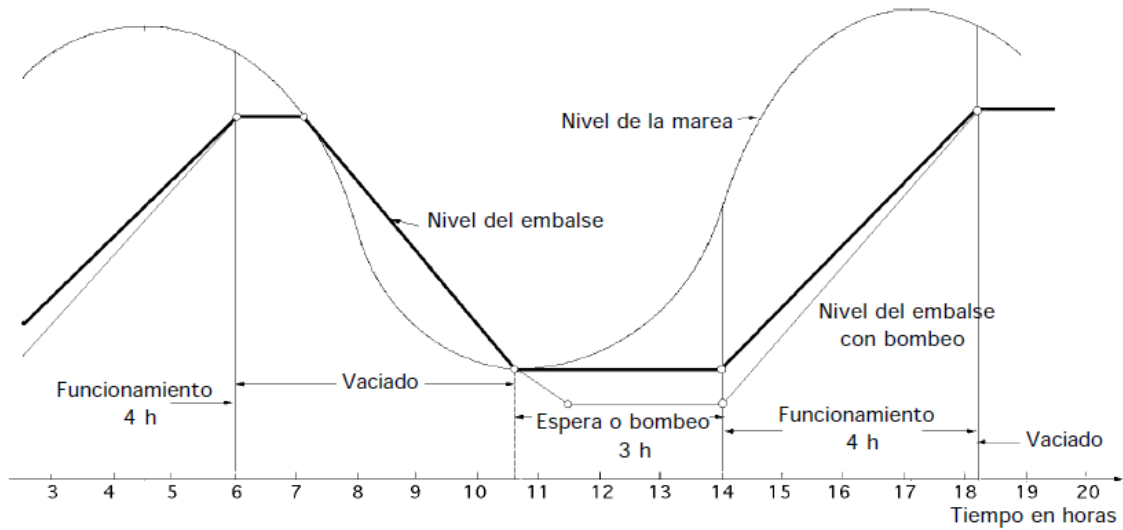
En los ciclos de simple efecto que funcionasen con vaciado del embalse sólo se generaría energía, cada día, durante dos períodos de unas 10 a 12 horas en total, que además se irían produciendo en horas diferentes cada día. Si el turbinaje se realizase durante el llenado del embalse, los tiempos de generación serían menores, del orden de 4 a 5 horas, con tiempos de espera o de bombeo de 3 horas; en total funcionarían entre 8 y 10 horas diarias. Ejemplo de esto son las Centrales de Fundy y Kislaya. Para comprender mejor esto basta con ver las Figuras 15.a y 15.b

Figura 15.a. Ciclo de Simple efecto durante el vaciado del embalse²⁷



²⁷ Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cantabria

Figura 15.b. Ciclo de Simple efecto durante el llenado del embalse²⁸

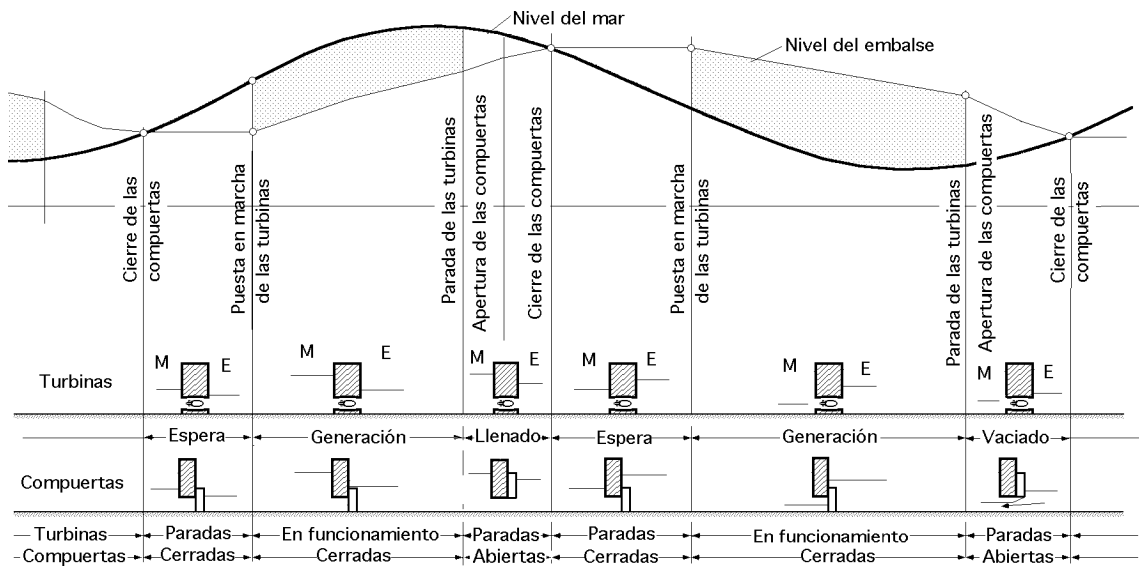


3.3.2. Ciclos de doble efecto con turbinas reversibles.

La energía utilizable es menor que en el tipo de Simple Efecto debido a que las diferencias niveles entre el embalse y el mar son menores, reduciéndose el rango de variación del nivel embalsado, y disminuyendo también el rendimiento al no ser posible optimizar las turbinas y el caudal, pero aún así el factor de utilización de la planta es mayor permitiendo obtenerse un 18% más de energía. Esto se debe a que este tipo de generación permite incrementar las horas de turbinaje respecto a los Ciclos de Simple Efecto llevando el tiempo de turbinado aproximadamente a 14 horas diarias. Este tiempo de funcionamiento se compone de 6 a 7 horas por marea con tiempos de espera de entre 3 y 4 horas por marea. Esto se debe a que la generación de energía se efectúa con ambas mareas, *Figura 16*, lo que exige que las turbinas operen eficazmente con un determinado caudal de agua en cualquier dirección, funcionando tanto durante el llenado, como durante el vaciado del embalse.

²⁸ Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cantabria

Figura 16. Embalse con turbinas de doble efecto²⁹



3.3.3. Ciclos de doble efecto con bombeo.

Este tipo de ciclos es el que se propone utilizar en este proyecto de tesis para aumentar el tiempo de explotación de la central. El mismo consiste en generar energía con ambas mareas y además disponer de algún tipo de almacenamiento por bombeo, lo que obliga a utilizar turbinas que sean capaces de funcionar no sólo como tales, sino también como bombas, cuando sean accionadas por los alternadores. Este sistema de bombeo-turbinaje permite aumentar la generación en función de las necesidades de la red eléctrica, ya que como bomba pueden impulsar al embalse entre 1 y 2 m por encima del nivel de la pleamar, altura que en el turbinaje directo se transforma en 6 ó más metros, con la consiguiente ganancia de energía, hecho que no sucede en las centrales hidroeléctricas con bombeo. Es decir que cuando el nivel del mar está próximo al del embalse, el llenado de éste se puede acelerar e incrementar bombeando agua del mar, lo que permite que las turbinas puedan funcionar durante el reflujos con mayor carga y más tiempo.

El nivel de generación y la flexibilidad operativa se mejoran, lo que proporciona una mayor eficiencia económica, es decir, permiten un aprovechamiento más racional y rentable de la central, pudiendo llegar el aumento en la generación al 10%.

La central de La Rance en Francia es la primera y única central de potencia en el mundo de este tipo, y en ella se impuso la utilización de una tecnología totalmente nueva en el campo de las turbinas, como fue la de las turbinas bulbo reversibles. Las turbinas tienen un costo mayor, y sería necesario incluir, a veces, un equipo para el arranque de la bomba, ya que en algunas situaciones, como se ha comprobado en La Rance, no arrancarían por sí solas.

Este tipo de turbinas fueron creadas por Electricité de France, empresa encargada del montaje y operación de la central de La Rance. Estas turbinas llamadas son "bulb sets"

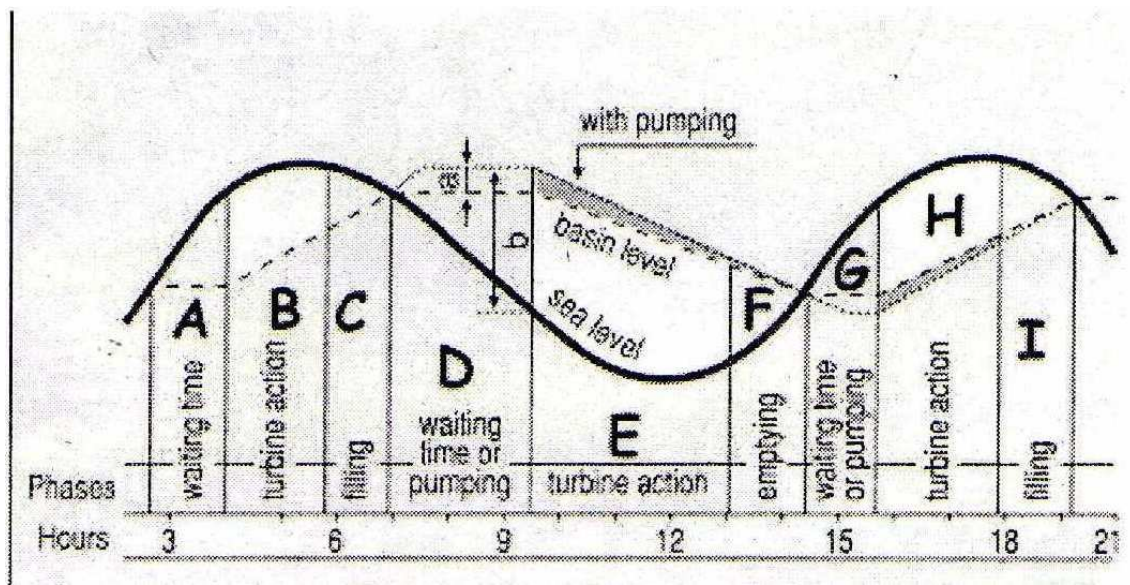
²⁹ Fuente: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cantabria

(también conocidas como turbinas axiales) y están constituidas de una turbina Kaplan conectada a un generador alojado en una cuba. Herméticamente protegido, todo el conjunto electromecánico puede ser totalmente sumergido en el conducto de agua. Las hojas de la turbina pueden cambiar la dirección de acuerdo a la dirección de la corriente. Cuando se comenten las características técnicas de la central se explicara en detalle este tipo de turbinas, como funcionan y sus costos.

3.4. Ciclo de Utilización de una central Mareomotriz con bombeo

A continuación se describirá el ciclo de utilización doble con bombeo sería la opción más acertada a utilizar en la central a instalar en la Argentina. Como se observa el ciclo es de doble efecto porque se genera tanto en bajamar como en pleamar. Dicho ciclo de funcionamiento es exactamente igual al utilizado en la central de La Rance y en la figura explicativa se puede ver el incremento o decremento en el volumen de agua del dique logrado mediante el bombeo lo que mejora notablemente la eficiencia como se comentó anteriormente.

Figura 17. Ciclo de funcionamiento con bombeo³⁰



A) Este período es de espera, en este instante se espera que se eleve la marea para comenzar a llenar el dique con una diferencia de altura entre mar-embalse significativa para lograr una generación.

B,H) Los dos períodos responden a la generación y llenado donde el embalse está en menor nivel y el nivel de marea está cercano a su máximo, en estos casos el agua circula desde el mar al estuario generando energía.

C,I) Tras generar energía el estuario eleva considerablemente su nivel por lo cual la cota entre nivel de marea y embalse es muy pequeña obteniendo por ende una potencia

³⁰ Fuente: GIBRAT, R: La energía de las mareas, Editorial Labor, Barcelona, 1973.

insignificante por lo cual este período es utilizado solamente para terminar de llenar el estuario.

D) En este ciclo se produce la espera del descenso de la marea para poder obtener una diferencia entre el nivel de la marea y del estuario (lleno), además se puede también recurrir al bombeado para obtener un aumento del nivel del estuario.

E) Después de la espera, se libera el agua contenida por el estuario descendiendo su nivel y generando de esta forma energía.

F) En este caso se produce el vaciado del embalse para poder aprovechar nuevamente la acción de la pleamar.

G) Similar al ciclo A debido a que espera un nivel casi máximo de pleamar para abrir el paso del agua a través de las turbinas aunque puede realizar un proceso de bombeado para aumentar el nivel del embalse durante la espera.

3.5. Central Mareomotriz de La Rance.

La primera y única tentativa para el aprovechamiento de la energía de las mareas se realizó en Francia, sobre el Río Rance, cuyo cauce desemboca sobre el Océano Atlántico muy cerca del canal de la Mancha, zona además donde se encuentra la ciudad de Saint-Maló; en esta zona la amplitud de la marea puede alcanzar máximos de 13,5 metros, una de los mayores del mundo.

Fue acabada en 1967 y funciona con un ciclo de doble efecto con acumulación por bombeo. Durante estos años, las 24 turbinas de La Rance habían mostrado buenos resultados de rentabilidad. La planta de energía ha operado sin mayores incidentes o averías durante 160.000 horas en las que ha generado 16 billones Kwh hasta el primer mantenimiento importante que debió realizársele.

El volumen de agua de mar que puede penetrar en el estuario es del orden de 20.000 m³/seg. Un dique artificial cierra la entrada del río y una esclusa mantiene la comunicación de ésta con el mar, asegurando la navegación en su interior.

Todos los elementos de la central mareomotriz como, generadores eléctricos, máquinas auxiliares, turbinas, talleres de reparación, salas y habitaciones para el personal, están ubicados entre los muros del dique que cierra la entrada del estuario.

Su dique tiene 700 m de largo, 24 m de ancho y 27 m de alto (15 sobre el nivel medio del mar), 6 compuertas de 15 m de longitud y 10 m de altura y la esclusa. Por otro lado el embalse tiene una superficie de 20 km² y una capacidad de 186 millones de m³ entre pleamar y bajamar, es decir, el agua que se puede aprovechar en las turbinas.

Otra cosa a tener en cuenta es que la central de La Rance ha demostrado ser una central segura y sin ningún tipo de problemas ecológico, siempre que se mantengan los consumos adecuados y se dispongan las necesarias medidas de seguridad en la navegación, habiendo sido su incidencia sobre el medio ambiente prácticamente nula, haciendo de este tipo de central una de las más seguras, no por las medidas de seguridad

que la planta posee en sí, sino porque no tiene los riesgos asociados que tienen los demás tipos de generación. Todo esto hace aún más interesante la idea de plantear una central de este tipo en nuestro país.

A continuación se describirán brevemente las componentes más importantes de la central de La Rance, para tenerlas presentes al momento de pensar en una central similar en la Argentina, tal como se propone en este trabajo.

3.5.1. El dique fijo y móvil.

La planta de energía está ubicada en la parte más profunda de La Rance aunque la profundidad máxima del río es de 10 metros lo que hizo que las obras para construir el muro no presenten demasiadas dificultades. La parte central del dique, cuya longitud es de 332 metros y su ancho es de 33 metros, está dividida en 28 huecos de contrafuerte espaciados entre sí por 13,3 m y está cubierto por una bóveda que sostiene la ruta que une la isla de Chaliabert con el continente. Los tres primeros huecos más cercanos a la esclusa están ocupados por áreas de mantenimiento y los siguientes 25 huecos protegen las 24 unidades bulbo, los tres transformadores principales y la sala de control. En lo que hace al diseño constructivo, se adopta en la mayor parte de la obra el uso de cajones prefabricados (caissons), lo que aumenta significativamente el plazo de ejecución de la obra, incluso en reemplazo de los diques complementarios de relleno (éstos se reservan solamente para las zonas intertidales). La alternativa a los caissons es la construcción de muros de hormigón armado dentro de islas temporarias de arena. Este método utilizado en la represa Mersey en el Reino Unido puede prolongar el tiempo de construcción en aproximadamente dos años³¹.

Otra parte de la estructura es el dique móvil de 115m de largo, el cual consiste de 6 puertas tipo vagón cada una operada por un servomotor aceitado. La altura de la elevación es de 10m y el ancho de cada canal es 15m. Esta estructura, operada desde la sala de control de la planta de energía, puede asegurar el pasaje de un total de 9600 metros cúbicos/segundo con una diferencia en el nivel de 5m, esto permite un rápido balance en el nivel de las aguas para poder llenar o vaciar la cuenca o para regular la carga del dique llegado el caso haya una emergencia y deba vaciárselo o llenarse con urgencia.

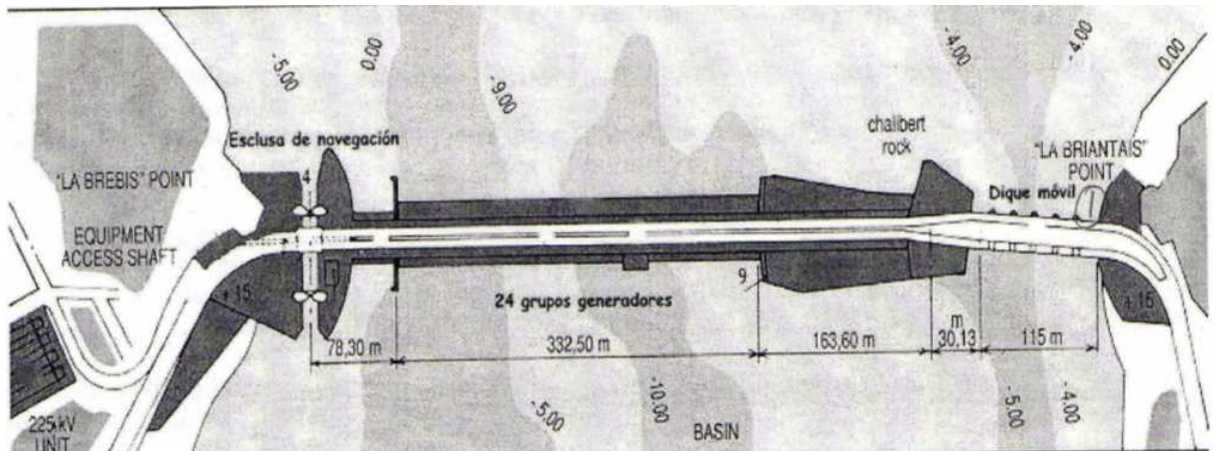
Por otro lado, otra componente de la central es el dique fijo de Chaliabert, el cual es una barrera de rocas de 163 metros de largo hermética (impermeable) gracias a una pared central de concreto. Esta parte del dique lo que hace es separar la parte donde están alojados los generadores del dique móvil. Es por esto que su espesor es mayor al resto de la pared ya que cuando se abre alguna compuerta del dique móvil debe soportar las altísimas presiones y remolinos que se forman al querer salir o entrar el agua.

Han debido tomarse precauciones para emprender las tres partes, sujetas alternativamente a la acción de las mareas. Este dique resulta fundamental para permitir crear un estuario totalmente artificial, lo que permite determinar el volumen de la masa

³¹ Fuente: Peter Clarck, Tidal Energy, Noviembre 2003.

de agua a utilizar para posteriormente establecer la potencia, los ciclos de utilización conceptos, fundamentales para determinar el rendimiento de la central.

Figura 18. Dique de la Central de La Rance³²



3.5.2. La Esclusa

Para permitir la navegación en la bahía del Rance, después de la construcción de la presa, fue preciso la construcción de una esclusa que salvase el desnivel existente entre la bahía y el mar. Las esclusas son obras hidráulicas que permiten vencer desniveles concentrados en canales navegables, elevando o descendiendo los navíos que se encuentran en ellas. Pueden formar parte de las estructuras complementarias de una presa, cuando ésta se construye sobre ríos navegables.

Debido a las fuertes corrientes que se originaban en ciertos momentos por el aumento del consumo de la central, se hizo preciso balizar algunas zonas próximas a las turbinas, por ser éstas zonas peligrosas para la navegación. Así mismo en caso de cambios significantes en el nivel del mar, puede convenir que esta esclusa no opere.

En períodos de atascamiento, los botes sacan sus mástiles pudiendo entrar primero en dirección estuario/mar y luego en dirección mar/estuario. Otra restricción es que hay períodos del día en los cuales no se puede navegar en las zonas aledañas al dique y mucho menos utilizar la esclusa. Reglas como esta ayudan a evitar inconvenientes cuando no es capaz de atravesar la compuerta durante la operatoria, es prioridad para los botes el permiso de la esclusa. La observación las señales de entrada hacia la esclusa facilita la navegación y reduce riesgos de accidentes, especialmente lo hacen las señales verdes y rojas instaladas en la cabecera.

La señal roja indica la prohibición de entrada a la esclusa y la verde la habilitación del paso, se recuerda que está prohibido navegar para los botes hacia el dique en el área entre los extremos norte y sur de la esclusa y las compuertas de acceso de la esclusa ya que la salida del acueducto puede provocar violentas corrientes. Esto es importante para nunca entrar en la zona prohibida situada sobre los lados del dique.

³² Fuente: <http://www.termica.webhop.info/>

3.5.3. Turbinas de doble paso

Electricité de France desarrolló un nuevo tipo de turbina, "bulb sets" (también conocidas como turbinas axiales) capaces de operar en ambas direcciones. Estas setas están constituidas de una turbina Kaplan conectada a un generador alojado en una cuba. Herméticamente protegido, todo el conjunto electromecánico puede ser totalmente sumergido en el conducto de agua. Las hojas de la turbina pueden cambiar la dirección de acuerdo a la dirección de la corriente.

En comparación con las turbinas Kaplan, que eran muy utilizadas en centrales Hidroeléctricas, las turbinas bulbo ocupan para igual potencia nominal un ancho de 13,3 m mientras que si se hubieran colocado turbinas Kaplan se habrían necesitado 20,5 m (Ver Figura 19). Este menor espacio requerido hacía las obras de ingeniería más sencillas de realizar. Además para una misma potencia las Bulbo tienen un diámetro de rotor menor que las Kaplan y las pérdidas en el aspirador en las Bulbo son menores ya que las velocidades de salida a la salida del aspirador son más homogéneas. Por otro lado las pérdidas en los conductos son comparables, siendo todo esto condiciones determinantes a costos similares para optar por las Bulbo como la mejor opción tanto como para la Rance como para la central propuesta.

Figura 19. Turbinas Bulbo y Kaplan³³

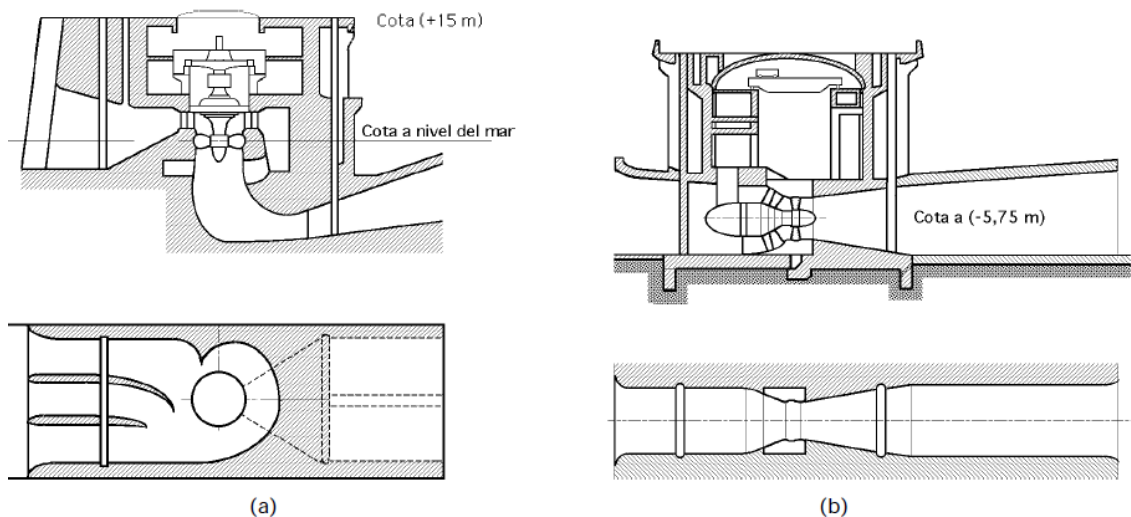


Fig 32.- Conductos hidráulicos requeridos por una turbina Kaplan y un grupo Bulbo de cámara cerrada

Los 24 bulbos en La Rance facilitan tener grandiosos resultados técnicos: 5,3 m de diámetro, 470 toneladas de peso y una capacidad por unidad de 10MW. Para incrementar el tiempo en la planta de energía, además, los bulbos fueron designados para usarse como bombas, de este modo cuando el mar casi alcanza el nivel del reservorio, la fase de llenado es acelerada con el bombeo. Este suplemento sirve para incrementar el volumen de agua en el reservorio y por lo tanto, durante la próxima corriente, las turbinas serán actuadas con anterioridad y por un largo tiempo. El sistema

³³ Fuente: <http://www.termica.webhop.info/>

de bombeado turbinado hace posible acelerar o anticipar la generación dependiendo de los requerimientos de la red.

4 CENTRAL MAREOMOTRIZ SAN JOSÉ

4.1. Ubicación

Para que sea viable la ubicación de una central Mareomotriz son necesarios que se den en forma conjunta dos factores en el lugar donde se desea construir la central. El primero es que haya una amplitud de mareas significativa que justifique la construcción de la misma. La segunda es que dicha diferencia se dé en algún estuario o bahía que facilite la construcción de la represa y que de esta manera permita disminuir lo más posible los costos de fabricación del embalse donde se la localizará.

Las amplitudes de mareas en ciertas partes de la costa patagónica, se encuentran entre las cuatro más pronunciadas del mundo (*Ver Figura 20*). Desde la Provincia de Santa Cruz, a medida que se avanza hacia el norte, las amplitudes van progresivamente disminuyendo excepto en los Golfos de San Matías, San José y Nuevo, en los cuales, por fenómenos de reflexión y corrientes diversas, las mareas son más altas que en las zonas vecinas, y es en la Península de Valdez donde la amplitud media de mareas es considerable (seis metros).

*Figura 20. Emplazamientos destacados para el desarrollo de centrales Mareomotrices.*³⁴

| PAÍS | Emplazamiento | Altura media de marea metros | Superficie embalsada km ² | Potencia estimada MW | Producción aproximada GWh/año |
|-----------|---------------|------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-------------------------------|
| Argentina | San José | 5,9 | 778 | 5040 | 9400 |
| | Golfo Nuevo | 3,7 | 2376 | 6570 | |
| | Río Deseado | 3,6 | 73 | 180 | |
| | Santa Cruz | 7,5 | 222 | 2420 | |
| | Río Gallegos | 7,5 | 177 | 1900 | |

Para aprovechar estas diferencias de energía potencial por efecto de las mareas se han propuesto durante el siglo XX varios proyectos sin lograrse la realización de ninguno de los mismos. A continuación se presentan y describen brevemente algunos de los mismos.

- Años 1915-1919. Se propone cerrar la boca de la bahía de San José con un dique de 6 km de longitud, formando así un embalse de 780 km² de superficie de mar libre que podría accionar turbinas hidráulicas instaladas en el espesor del mismo dique. Propuesto por Oca, Balda y Romero.
- Años 1923-1925. Se propone cerrar el golfo San José mediante un dique de 6 km, formando en ese golfo una cuenca de doble efecto de 600 km² de superficie. El costo de la obra era muy elevado debido al enorme volumen de la escollera de cierre requerido, y los inconvenientes de la dificultad en su

³⁴ Fuente: Pedro Fernandez Diez, "Energía Mareomotriz", Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cantabria, <http://térnica.webhop.info/>

construcción en una zona totalmente desprotegida de los embates del mar y de los fuertes vientos y tormentas imperantes en la zona. Propuesto por Oca, Balda y Romero.

- Año 1928. Se expone que la obra (cierre del golfo San José) no era conveniente, por la cantidad de recursos necesarios para efectuarla y por la distancia de las líneas de transmisión a los centros de consumo. Estima la capacidad de generación en 2.900 kwh/año.
- Año 1950. Se aconseja desistir de la obra por existir recursos hídricos sin explotar en la Patagonia. Señala que el caso de la central mareomotriz de la Rance, en Francia, es distinto, pues en aquel país habían agotado las posibilidades de explotación fluvial.
- Año 1948. Se propone excavar en el istmo Ameghino un canal que comunique el golfo San José con el golfo Nuevo, y montar en él un conjunto de turbinas hidráulicas. Se plantea montar un “polo de desarrollo” en la zona próxima a la península de Valdez, con fábricas que exploten la ganadería, la agricultura, la metalurgia, la química, etc., ya que se dispondría de energía abundante. Además se aprovecharían las excavaciones para abrir un canal de navegación entre ambos golfos. Año 1950. Se propone la apertura de un canal de 250m de ancho y el montaje de una central de “baja caída” que funcionará en ambos sentidos. Proyecto propuesto por Erramuspe.
- Años 1957-1959. Se plantea excavar un canal recto de 3.000 metros de longitud y 292m de ancho que uniera el golfo San José con el golfo Nuevo. Las turbinas proyectadas serían de palas reversibles del tipo bulbo y funcionarían en ambos sentidos de circulación de la corriente, es decir, de marcha reversible. Se preveían cerca de 600.000 kw de potencia desarrollando una energía de 1.600 a 2.500 GWh/año. Propuesto por Loschakoff.
- Año 1959. Se propone el cierre de los golfos San José y Nuevo provistos de compuertas que los vincule con mar abierto. En esta forma en uno de los golfos se mantendría el nivel siempre elevado, mientras que en el otro golfo se mantendría bajo, reponiéndose el agua del golfo de nivel alto con la pleamar por un vertedero que permita el ingreso del agua de mar al golfo. Las turbinas girarían siempre en el mismo sentido. Propuesto por Sogreagh.
- Año 1972. Se propone cerrar la boca del golfo San José e instalar en ella una central mareomotriz de doble sentido de circulación. Propuesto por Fentzloff.
- Año 1974. Se desiste de la construcción de una central mareomotriz por su intermitencia en la generación de potencia y por existir la posibilidad de explotación de recursos fluviales. Se señala que la intermitencia y variación en la generación de energía requiere que la central mareomotriz esté conectada a una fuente de energía casi 10 veces mayor que ella. Propuesto por Agua y Energía.

- Año 1984. Se expone cerrar golfo San José. Hace una referencia al costo de la obra (incluidos los intereses del 12 % anual), estimándolo entre u\$s 8.000 y u\$s 8.200 millones, según el tipo de turbinas adoptado y cerca de 20 años de estudios y obras para iniciar la explotación comercial. Propuesto por el Ingeniero Armando J. Sánchez Guzmán, en su trabajo presentado a la Subsecretaría de Planificación Energética en julio de 1986.

Tomando en consideración la tabla de la *Figura 20* y los proyectos planteados para el aprovechamiento de la energía mareomotriz que se detallaron anteriormente es necesario tomar una decisión respecto al lugar de establecimiento de la central.

De los lugares expuestos en la tabla sólo se pueden considerar como viables para la instalación de una central mareomotriz al golfo San José y Golfo Nuevo. Esto se debe a que tanto en Rio Gallegos como en Santa Cruz o Rio Deseado pese a haber diferencias de altura de agua aprovechables mayores según la tabla, al no tener forma de bahía ninguno de los tres lugares hace que haya que encerrar el agua artificialmente. Generar un embalse cerrado artificial completo es realmente carísimo por el perímetro de cemento armado que habría que utilizar generando obras faraónicas para llevarlo a cabo. Por eso para la utilización de energía mareomotriz y que sea económicamente redituable es necesario que haya una bahía que facilite la construcción del embalse y además que haya una gran diferencia de altura entre mareas.

Ambas condiciones se dan tanto en el Golfo San José como en el Golfo nuevo. Esto hace que de elegir un lugar en la Argentina donde se debe posicionar la nueva central debe ser en alguno estas dos bahías o en el istmo que une ambas. Esto se debe a que entre las mareas del Golfo San José y del Golfo Nuevo, existe una diferencia horaria de seis horas; vale decir, que cuando el Golfo Nuevo está en pleamar, el Golfo de San José está en bajamar y viceversa. Esta característica podría ser muy provechosa si fuere debidamente explotada, mediante una central de energía mareomotriz, pues es la naturaleza misma la que nos ofrece una central de bombeo absolutamente gratuita. Desde hace más de medio siglo, esta peculiaridad geográfica ha despertado el interés de los estudiosos con el objeto de aprovecharla en sus capacidades energéticas que actualmente se 'pierden' diariamente según los proyectos detallados anteriormente.

Ahondando más aún en los dos proyectos propuestos es posible descartar inmediatamente uno de los mismos debido a razones netamente ecológicas. El proyecto del cierre de ambos golfos junto con la apertura de un canal en el istmo José Ameghino es sin dudas a nivel producción energética eficiente el mejor ya que elimina totalmente el efecto de los ciclos de las mareas ya que cuando un golfo se llena el otro se vacía. Esto hace que la central proporcione energía durante todas las horas del día todos los días del año. Sin embargo este proyecto sería totalmente perjudicial para la flora y la fauna marina que habita en esa zona e incluso para las poblaciones que habitan en las inmediaciones a los golfos. Esto se debe a que este proyecto implica el cierre parcial de ambos golfos lo que implicaría la modificación del cauce natural de las mareas en ellos generando posiblemente crecidas indeseadas en ambos lados de la presa. Además el caudal de agua a turbinar a través del canal debería ser 170.000 m³/seg lo que se aproxima peligrosamente a los caudales netos de ingreso a los Golfos Nuevo (550.000m³/seg) y San José (220.000m³/seg).

En cambio el cierre del golfo San José con turbinas de doble paso y bombeo como sucede en La Rance es mucho más viable tanto a nivel económico como a nivel plazos y ambiental. En concordancia con esto están los proyectos planteados en los años 1915, 1923, 1972 y 1984. A continuación se irán refutando todas las contras que se le fueron encontrando a dicho proyecto durante el siglo XX según lo expresado anteriormente. (Ver Figura 21)

Figura 21. Cuadro refutando objeciones planteadas.

| Año | Comentario negativo | Respuesta |
|------|---|--|
| 1923 | Dificultad en la construcción debido a mareas. | Actualmente ya hay precedentes de centrales de este tipo por lo que las técnicas de construcción son conocidas y perfectamente aplicables. |
| 1928 | Dsitancia de la central de los centros de consumo | Actualmente el mayor volumen de generación eléctrica se encuentra en el sur del país, Comahue. |
| 1950 | Terminar de Aprovechar recursos hidricos | Actualmente los recursos hidricos más importantes se encuentran utilizados y además se busca eliminar la dependencia de las precipitaciones y los deshielos que las centrales hidros comunes tienen. |
| 1974 | Necesidad de conectar a un sistema con capacidad instalada 10 veces mayor | Actualmente estaría conectada a un sistema 10 veces mayor ya que el SADI tiene una potencia instalada de 26000 MW. |

Por todo lo anteriormente planteado concluimos que lo óptimo a nivel costos y producción energética es el cierre del Golfo San José. Los costos, producción y análisis de viabilidad serán analizados en detalle en el cuerpo del presente proyecto de tesis.

4.2. Marco Regulatorio

Actualmente el marco regulatorio argentino en lo que hace a fuentes de generación renovables se basa en la Ley Nacional 26.190/2006³⁵ que declara de interés nacional la generación de energía eléctrica dedicada al servicio público a través de recursos renovables. La citada Ley define un sistema de FIT³⁶ con una prima de 15 pesos argentinos por MWh³⁷ garantizada por el Fondo Fiduciario de Energías Renovables (a

³⁵ Texto completo en www.infoleg.gov.ar

³⁶ Feed-in- Tariff: Es el sistema adoptado en la mayoría de los países europeos, por ejemplo en Alemania y España, pero también en Brasil, China y Australia. Un sistema de FIT dispone y garantiza el pago al generador de una prima o “sobreprecio” por encima del precio de mercado de manera tal de cubrir los costos medios de los proyectos y proveer al inversor de una rentabilidad razonable. También se puede definir como una tarifa fija (ajustable o no por inflación) que el generador recibe por un plazo predeterminado. Generalmente se instrumenta y financia mediante la constitución de un fondo de apoyo especial al cual aportan todos los consumidores mediante cargos específicos y del cual se paga a todos los generadores. Este sistema logra compensar la diferencia de costos y viabilizar económicamente los proyectos de una manera relativamente simple y segura. En algunos países (por ejemplo en Uruguay) el sistema de FIT se ha implementado mediante contratos de largo plazo con la empresa eléctrica nacional los cuales han sido adjudicados por licitación pública.

³⁷ Esta prima es actualizable trimestralmente por el Coeficiente de Actualización Trimestral, CAT, según Ley Nacional 25.957/2004. A Noviembre de 2008 la prima actualizada era de 9 u\$s/Mwh.

ser creado específicamente para este fin). El objetivo de la Ley es lograr una contribución de las fuentes renovables que alcance el 8% de la demanda en un plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen. La misma también provee ciertos incentivos fiscales tales como amortización acelerada o exención del pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Existen adicionalmente otros instrumentos legales que podrían usarse para encuadrar un desarrollo renovable. Se trata de las resoluciones de la Secretaría de Energía Número 1281/06 (Energía Plus), 220/07 y 269/08 (Autogeneración Distribuida). Las citadas normativas, aunque no promocionan directamente las energías renovables, podrían incentivar las inversiones en estas tecnologías.

El programa “Energía Plus” obliga a los grandes usuarios (más de 300 kW) a contratar en el mercado la energía que consumen por encima de su demanda real del año 2005. Esta regulación expone a este segmento de la demanda a precios más relacionados con el costo económico real del suministro, al menos por una parte de su consumo. Sin embargo este sistema es de aplicación limitada ya que el volumen en cuestión es relativamente pequeño y solo aplicaría a nuevas fuentes de energía firme. La calificación de la renovable dentro de esta normativa requeriría modificaciones a la misma.

Por la Resolución 220/07 de la Secretaria de Energía se habilita a la realización de Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica (CAE) a 10 años entre el MEM (en la práctica CAMMESA en su rol de operador del SADI) y empresas que aporten una nueva oferta de generación al sistema. Los proyectos encuadrables en esta normativa deben ser adicionales y deben contar con la participación en algún sentido del Gobierno Nacional, de ENARSA o de quien determine el Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios (MINPLAN).

La remuneración de los CAE sería mensual y se calcularía en base a una anualidad sobre los costos de instalación y otros costos fijos, mas los costos variables requeridos para la adecuada operación del equipamiento comprometido, mas una adecuada rentabilidad para el inversor la cual deberá ser aceptada por la Secretaria de Energía y aprobada por el MINPLAN. Esta es quizá la única normativa aplicable a la inversión en generación renovable en Argentina.

Con la Res. 269/08 se establece la figura de Autogenerador Distribuido, que consiste en un consumidor de electricidad que además genera energía eléctrica, pero con la particularidad de que los puntos de consumo y generación se vinculan al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en diferentes nodos de conexión. De esta manera las empresas deben comprar (o pueden vender) la diferencia entre la energía producida y la efectivamente utilizada. Esta normativa permitiría a una empresa consumidora realizar una inversión renovable y usar la red para llegar hasta sus instalaciones de consumo. Sin embargo tal como está planteada en la actualidad debería ser la misma persona jurídica que consume la energía la que debería invertir en el proyecto de generación lo cual en la práctica dificulta el financiamiento y la estructuración de proyectos de gran tamaño.

El desarrollo sustentable de las energías renovables en Argentina depende en gran parte de la existencia de un marco regulatorio y de garantías propicias que provean previsibilidad a largo plazo y que permitan a los inversores evaluar razonablemente los riesgos del negocio y acceder a líneas de financiamiento también razonables (sean corporativas o a nivel de proyectos).

El marco legal actualmente vigente lamentablemente no genera dichas condiciones, principalmente porque de ser encarado como un proyecto de inversión para un inversor privado se encuentran varios interrogantes. Por ejemplo, si un inversor privado quisiera invertir los 3.757,5 millones de U\$S que costaría la central aproximadamente, *ver Costos Estimados*, sería realmente difícil conseguir dicho volumen de dinero como un aporte de capital de la empresa que eligiera llevar adelante el proyecto y financiamiento externo tampoco sería sencillo de conseguir por la incertidumbre que habría a nivel retorno del proyecto.

Esta incertidumbre viene dada por dos cuestiones fundamentales, la primera es que si el proyecto fuera encarado como un proyecto enmarcado dentro de lo que es el programa de Energía Plus, la suma de las demandas Excedentes de las industrias que podrían comprar la energía de la central Mareomotriz no llegarían a cubrir la mitad de la capacidad de generación que podría tener la central, *ver el apartado Capacidad de Generación Neta*, por lo que la central estaría subcontratada en un 50% aproximadamente dificultando el recupero del monto invertido. Otro tema sería que al ser el output de la energía que entregaría la central variable, por principio de funcionamiento de la central, habría horas en las cuales la central no entregaría energía al SADI quedando sus contratos desprotegidos ante restricciones programadas por lo que las industrias difícilmente quieran contratar sus demandas con este tipo de central.

Por otro lado el proyecto podría ser llevado a cabo por un privado queriendo enmarcar el mismo dentro de un contrato con CAMMESA o ENARSA, sin embargo es realmente improbable que una industria privada elija invertir aproximadamente tres mil millones de dólares suscribiendo un contrato a quince años con dos organismos que están incrementando su déficit de manera exponencial año tras año como lo son CAMMESA o ENARSA.

Es por esto que la central deberá ser realizada por el Estado Nacional de manera de incrementar la potencia instalada para aliviar la situación de carga del sistema, bajar la dependencia de la matriz energética de los hidrocarburos y ahorrar dinero en la compra de combustibles fósiles importados para ser utilizados por el parque de generación Térmico hasta lograr el repago de la inversión.

4.3. Cálculos de las Capacidades y Energías en el Golfo

Las características geográficas del Golfo de San José lo hacen la alternativa más viable a nivel nacional y una de las más importantes a nivel mundial para establecer una central Mareomotriz a gran escala.

En principio hay que tener en consideración las características técnicas del golfo. La superficie del mismo es aproximadamente 778 km² y la boca de acceso es comparativamente angosta en relación con la superficie del mismo teniendo una

longitud de 6 km. Por otro lado el caudal de agua que ingresa y egresa 4 veces por día, dos por ciclo, es 220.000 m³/seg. Por último falta mencionar el factor más importante a considerar al momento de construir una central Mareomotriz que es la diferencia de alturas entre la pleamar y la bajamar en cuanto al nivel del embalse. Para este caso la

diferencia de alturas es bastante considerable, siendo la media de 5,9 metros.

Lo primero que hay que ver entonces la máxima energía potencial embalsada en el Golfo que es movilizada por obra de la naturaleza y que se está perdiendo en el ascenso y descenso del nivel del agua diariamente. Dicha energía se obtiene a partir de la siguiente fórmula para un ciclo de mareas durante el vaciado en la bajamar:

$$E = g\rho A \int_0^{2h} z dz = 0,5g\rho Ah^2 \quad Eq. (a)$$

En donde g es la aceleración de la gravedad, 9,81 m/s². Por otro lado ρ es la densidad del agua marina, 1208,19 kg/m³ y A es el área embalsada, en este caso 778 km² (para hacer el cálculo hay que convertir a m²). Por último h es la altura media entre la altura máxima y la mínima, la cual es 5,9 metros. Sin embargo hay que tener en cuenta que al momento de tomar la decisión se planteó emular a la central de La Rance y operar con bombeo, esto añade como mínimo medio metro extra a la diferencia de alturas media y como máximo dos, teniendo en cuenta la gran superficie del embalse tomamos el escenario más pesimista sumando medio metro a la altura de agua embalsada llevando el valor de h a 6,4 metros.

Sumado a esto hay que tener en cuenta que como planteamos instalar una central de doble paso, que opere al llenado y al vaciado, es necesario multiplicar la Eq. (a) por dos. De ahí llegamos al siguiente resultado para el Golfo San Jorge:

$$E = 0,5g\rho Ah^2 \cdot 2 = g\rho Ah^2 = 104,9 \cdot 10^6 \frac{\text{kwh}}{\text{ciclo}} \quad Eq. (b)$$

Luego hay que tener en cuenta cual será la potencia media a entregar al sistema por esta nueva central. Para obtener este valor es necesario dividir la energía potencial embalsada calculada anteriormente por el período, cuyo valor es aproximadamente de 12,5 horas. De este cálculo llegamos a la siguiente expresión:

$$P_{prom} = \frac{g\rho Ah^2}{T} = \frac{104,9 \cdot 10^6 \text{ kwh}}{12,5 \text{ h}} = 8452 \text{ MW} \quad Eq. (c)$$

Cabe destacar que en estas expresiones no se han tenido en cuenta ni el rendimiento de la maquinaria a utilizar en la central ni las pérdidas en materia de transporte que sufriría la energía generada por esta central para llevarla hasta el centro del país donde se dan los mayores consumos. El objetivo de hallar el valor de la Eq. (c) es simplemente encontrar una cota superior a las posibilidades de la central; también habría que considerar que la construcción del dique podría llegar a modificar un poco de más o de menos la amplitud de mareas que había antes de construir la central.

Este valor de potencia media alcanzado es equivalente a 14 centrales térmicas de 600MW cada una que son de las más grandes que se encuentran en el país.

4.4. Selección de equipamiento y dimensionamiento

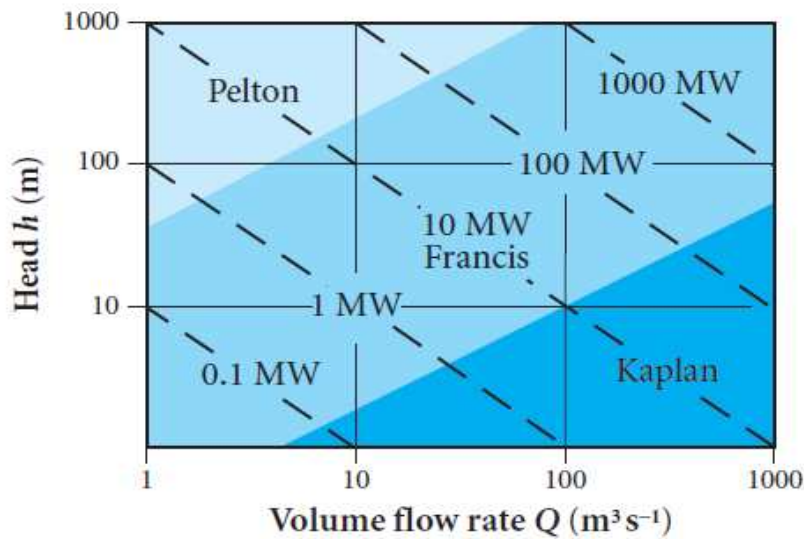
Como se dijo anteriormente la mejor opción a nivel rendimiento y regulación de capacidad es la de emular a la central de La Rance y montar una central que pueda operar con el flujo y el reflujo y además que pueda contar con la ventaja del bombeo.

Esto se debe a que al comparar una central de doble paso con una de simple paso, la de doble paso proporciona un 18% más de energía y sumado a esto al agregársele el bombeo se obtiene un 10 % más. Esto ya fue mencionado cuando se explicaron los tres tipos de funcionamiento y se optó por este sistema de operación.

Lo que resta definir es que tipo de turbo grupos utilizar y verificar que cantidad de los mismos hay que colocar en el embalse para poder obtener la mayor cantidad posible de potencia disponible. De la *Eq. (c)* ya sabemos que el embalse acumula una potencia máxima disponible de 8452 MW, ahora debemos estudiar cual será aproximadamente la potencia real media entregada en función de las máquinas a emplear y de su rendimiento.

La selección de una turbina depende siempre de las condiciones de la instalación donde se las ubica. Dependiendo de las características de uso que se les dará es el tipo apropiado de turbina a utilizar, principalmente las variables a analizar son el caudal a procesar y la altura de columna de agua. Por ejemplo las turbinas de acción son utilizadas para caudales pequeños pero columnas de agua altas, por ejemplo arroyos de montaña pequeños pero rápidos. Por otro lado las turbinas Kaplan son utilizadas para caudales grandes y alturas pequeñas, este es el caso de las centrales mareomotrices. Por último las turbinas del tipo Francis son las preferidas para grandes caudales y columnas de agua, por ejemplo represas hidroeléctricas. (*Ver Figura 22*)

Figura 22. Elección de turbinas en función de caudales y alturas.³⁸



Para tener la diferencia de alturas expuesta en *Cálculo de Capacidades y Energías en el Golfo* de 6,4 m es necesario mantener el caudal promedio de acceso de agua al Golfo informado anteriormente de 220.000 m^3/seg para asegurar el llenado del mismo. Esto se demuestra fácilmente mediante el siguiente desarrollo:

$$CU = A h = 778 \cdot 10^6 \text{m}^2 \cdot 6,4 \text{m} = 4979,2 \cdot 10^6 \text{m}^3 \text{ Eq. (d)}$$

Donde CU es la capacidad útil del embalse, siendo ésta la capacidad de agua embalsada que supera el ingreso de agua hacia la central. Es el volumen de agua disponible para cubrir la demanda de la instalación a la cual pertenece el embalse. Para el caso del Golfo San José con cada pleamar y bajamar se movilizan $4979,2 \cdot 10^6 \text{m}^3$. Las letras A y h representan la superficie del embalse y la altura media como se explicó anteriormente.

El chequeo que hay que hacer es dividir la capacidad útil que surge como resultado de la *Eq. (d)* por el caudal de ingreso medio al golfo, CI . Esta división da como resultado el tiempo promedio que lleva ingresar ese volumen de agua al embalse. Dicho valor, de ser correcto lo expuesto, debe ser coincidente con el de cada pleamar o bajamar es decir un semiperíodo de marea.

$$\text{Semiperíodo} = \frac{CU}{CI} = \frac{4979,2 \cdot 10^6 \text{m}^3}{220.000 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}}} = 6,28 \text{ h Eq. (e)}$$

³⁸ Fuente: Energy Science Principles, technologies, and impacts. John Andrews and Nick Jelley, University of Bristol, Oxford, 25 de enero de 2007.

Como se ve en la *Eq. (e)*, el semiperíodo es 6,28 horas lo que es consistente con el período real para el Golfo de 12,5 horas. En virtud de esto, para lograr tener la potencia promedio máxima disponible expresada en la *Eq. (c)*, es necesario que ingresen al embalse los 220.000 m³/seg promedio.

Para este caso particular, como decidimos emular a La Rance para obtener el máximo rendimiento de la central, se operará con bombeo, generando al llenado y al vaciado. Para esto es necesario utilizar turbinas Bulbo ya que son las únicas capaces de generar en ambos sentidos de flujo y además actuando como bombas cuando es necesario. Por otro lado según la tabla representada en la *Figura 22* para la columna y los caudales con los que se trabajará habría que utilizar una turbina Kaplan. Esto es consistente con la propuesta de utilizar turbinas Bulbo ya que estas turbinas son turbinas del tipo Kaplan adaptadas para trabajar en ambos sentidos y bombeando como se dijo antes. Además la utilización de estas turbinas posibilita una reducción significativa del tiempo de construcción dado que pueden ser totalmente fabricadas en astilleros, transportadas por cualquier vía e instaladas en el sitio una vez completado el hormigón de primera etapa. El menor tamaño de las unidades de eje horizontal permite también reducir el peso de la estructura y obtener importantes economías en las excavaciones y en el hormigonado, al tiempo que evita mayores cargas sobre las fundaciones.

Una vez elegido el tipo de turbo grupo hay que ver qué cantidad de los mismos se puede poner en la pared del embalse. Los grupos Bulbo han ido evolucionando desde que fueron desarrollados por EDF para la central de La Rance a la actualidad. En un comienzo dichos grupos podían ofrecer una potencia máxima de 10 MW y teniendo un diámetro de 5,3 m. Hoy en día, la Secretaría de Energía informa que para el proyecto de la central de Itacurubí³⁹ planea utilizar 24 grupos generadores Bulbo con una potencia nominal de 60 MW cada uno, un diámetro de 6,2 m y una capacidad de procesamiento de 800 m³/seg.

En base a esto sabemos que el ancho del dique será de como máximo 6,2 km que es el ancho de la boca de acceso al Golfo. A esto hay que restarle el espacio que ocupará la esclusa de navegación y el vertedero, y para saber cuáles serán las dimensiones se

³⁹ El proyecto de aprovechamiento del río Paraná en el tramo compartido entre la República Argentina y la República del Paraguay en la zona de Corpus comenzó con la suscripción de un convenio para su estudio, y una Declaración Conjunta de ambos Gobiernos, en 1971.

El 19 de octubre de 1979 fue suscripto el Acuerdo Tripartito sobre Corpus e Itaipú, por los Gobiernos de la Argentina, Brasil y Paraguay, a través del cual se definió el nivel máximo de 105 metros sobre el nivel del mar para Corpus Christi, así como restricciones operativas al funcionamiento de Itaipú, en lo que se refiere máximos admisibles para el caudal, la velocidad superficial, y la variación horaria y diaria de nivel.

Actualmente se encuentran en análisis dos alternativas de emplazamiento, denominadas Pindo-í e Itacurubí.

El emplazamiento de Itacurubí se ubica en el km 1.641 en una amplia sección del río Paraná. La margen derecha presenta una extensa planicie de inundación, mientras que la izquierda es una barranca elevada que ofrece espacio suficiente para albergar holgadamente las distintas estructuras de la obra.

La central contaría con vertedero de 530 m de largo, con 28 vanos equipados con compuertas radiales de 15 m por 20 m y un cuenco amortiguador de 120 m de longitud, con capacidad para evacuar 95.000 m³/s. A cada lado se ubicarían dos casas de máquinas donde se alojarían 24 grupos generadores en módulos de seis, del tipo bulbo de 60 MW de potencia y 6,2 m de diámetro, con regulación simple mediante una compuerta de salida, operada mediante servomotores hidráulicos. El cierre del río se completa con dos presas de material suelto, entre el vertedero y la central de la margen izquierda, y otra entre la central y la margen derecha. Sobre la margen izquierda del cauce se ubicaría una esclusa de navegación y está planeado colocar en los extremos de cada casa de máquinas sistemas de transferencia de peces.

trabajará en forma proporcional a las centrales de La Rance, Yacirtá y el proyecto de Corpus Christi.

Lo primero que haremos será restar el espacio de la esclusa de navegación. Dicha esclusa será considerada de las mismas dimensiones que la que se ubicó en Yacyretá, con 12 pies de calado, 27 m de manga y largo necesario para permitir el paso de un tren de seis barcazas alineadas de a dos con su respectivo remolcador en un tiempo que no excede los 45 minutos. La misma tiene una longitud útil de 236 metros y cuenta con una casa de control, donde se dispone del tablero principal del sistema operativo integral y todo el equipo de control y registro correspondiente. Está alimentada eléctricamente desde la Central, mediante dos líneas de 13,2 kv y dispone de un transformador de 13,2 KV/380V, de 1000 KVA.

A raíz de esto sabemos que nos quedan 5,95 km para ubicar las máquinas y la compuerta para facilitar el llenado y el vaciado del Golfo. Del proyecto de Itacurubí sabemos que los 24 grupos Bulbo ocuparían una longitud de 1.500 m. Teniendo en cuenta esto se propone emplazar 72 grupos Bulbo de 60 MW cada uno, lo que nos ocuparía 4,5 km del embalse. Con esta cantidad de turbo grupos se tendría una capacidad máxima de generación de 4320 MW, lo que equipararía la capacidad potencial máxima del proyecto de la central de Corpus. Sin embargo hay una diferencia significativa entre ambos proyectos. Como ya se dijo antes la ventaja de la energía mareomotriz es que no depende de los factores climáticos como sí lo hace la hidroelectricidad común. El aspecto negativo es que sólo puede generar energía en algunos períodos del día con lo que es más difícil su utilización como central de punta y debe ser utilizada en las horas en las que opera como energía hidro de base.

Una vez calculado esto sabemos que las turbinas procesarán un caudal de 57.600 m³/s por lo que restaría ver la manera de permitir el ingreso de los 162.400 m³/s que permitirían el llenado total y el vaciado de la represa para tener los niveles óptimos de operación. La manera de permitir este ingreso y egreso es nuevamente emulando a la central de La Rance, en la misma hay un aliviadero que permite un rápido balance en el nivel de las aguas tanto en el llenado como en el vaciado de la cuenca. Cabe destacar que esto es fundamental en las centrales mareomotrices ya que hay momentos en los cuales ya se turbinó y la diferencia de alturas entre los niveles del dique y el mar no es la suficiente como para generar una columna utilizable. Estos momentos son los representados en la *Figura 17* con las letras C, F e I, en los cuales se abren las compuertas para terminar de llenar o vaciar la cuenca. Para hacer esto en La Rance se utiliza una barrera móvil o aliviadero de 115 m de largo, que consiste en 6 puertas tipo vagón cada una operada por un servomotor aceitado. Esta estructura es operada desde la sala de control de la planta de energía, puede asegurar el pasaje de 9600 m³/s.

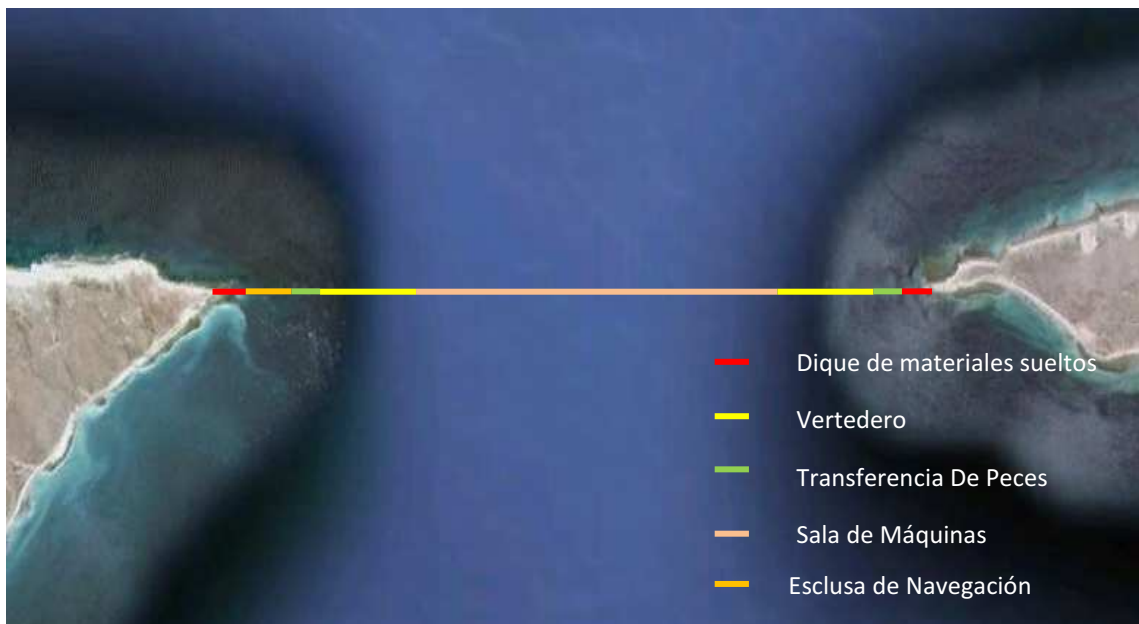
Para el caso particular de la central propuesta, al tener que mover un caudal de agua bastante mayor de lado a lado de las paredes es necesario tomar el concepto pero con otras características técnicas. Entonces tomaremos el mismo tipo de vertedero propuesto por la Secretaría de Energía para la central de Pindo-í. El mismo tiene una longitud de 530 m de largo, con 28 vanos equipados con compuertas radiales de 15 m por 20 m y un cuenco amortiguador de 120 m de longitud, con capacidad para evacuar 95.000 m³/s.

Adaptando esto a la central del Golfo San José, habrá que instalar dos vertederos exactamente iguales que significarían el doble de capacidad de manera de cubrir los 162.400 m³/s faltantes y contar con una capacidad extra de respaldo de evacuación. De esta manera entre los dos vertederos se tendrán 1060 m de largo con 56 vanos y un cuenco de 240 m. La capacidad de evacuación nominal sería de 190.000 m³/s. Los equipos para mover las compuertas están compuestos por un cabrestante, integrado por un tren de engranajes y provisto de un sistema reductor y del motor de accionamiento. Las funciones del cabrestante son mantener en tensión y controlar los movimientos de la cadena de eslabones.

Para lograr el sincronismo entre los equipos, cada uno está dotado de un motor selsyn (selfsynchronizing – autosincronización). Estos motores operan en conjunto, logrando un equilibrio constante en el movimiento de los trenes de engranajes. De esta manera, se evita que la compuerta se desnivele y se bloquee. Además de los motores selsyn, los equipos poseen un freno electromagnético para inmovilizar la compuerta en sus diferentes posiciones.

Por lo anteriormente expresado entonces la presa quedaría conformada de la siguiente manera: sobre la margen izquierda la esclusa de navegación, luego habría un vertedero con la capacidad de 95.000 m³. En el centro estaría la casa de máquinas con los grupos generadores y a la derecha de los mismos el otro vertedero, sobre los laterales de los vertederos habrán estaciones de transferencia de peces para permitir la entrada y salida de los mismos al golfo. El esquema de cómo quedaría la central constituida en la boca del Golfo se puede apreciar en la *Figura 23*.

Figura 23. Esquema de la Central Mareomotriz San José.



4.5. Capacidad de Generación Neta

El rendimiento de estas centrales tomando como base el de la central de La Rance es del 48,3%. Esto lo sabemos porque la energía neta generada a lo largo del año es del orden

de 550 GWh, (500 GWh en turbinaje directo y 50 en turbinaje inverso) de la que se ha deducido la energía de 65 GWh consumida en el bombeo, (un 10% de la energía generada). Por lo tanto al dividir la energía generada en el año por la cantidad de horas del año realmente operadas por la central nos da como resultado la potencia real provista cuando estuvo despachada. Eq. (f).

$$PM_{real} = \frac{550 \text{ GWh}}{\frac{24 \text{ h}}{\text{día}} \cdot 365 \text{ días}} = 115,91 \text{ MW} \text{ Eq. (f)}$$

Una vez dividido esto por la potencia instalada real sabremos el rendimiento de la central real tanto por rendimiento de maquinaria como por ciclos de utilización ya que los de La Rance y los de la central propuesta son análogos. Por lo tanto:

$$Rendimiento \text{ Neto} = \frac{PM_{real}}{P_{inst}} = \frac{115,91 \text{ MW}}{240 \text{ MW}} = 48,3 \% \text{ Eq. (g)}$$

De aquí obtenemos que la central generará una potencia media de en las horas en que sea despachada por CAMMESA:

$$PM_{real} = Rend_{Neto} \cdot P_{inst} = 48,3 \% \cdot 4320 \text{ MW} = 2086,56 \text{ MW} \text{ Eq. (h)}$$

Las horas en las que dicha potencia está disponible debido al ciclo de las mareas son 12 por día respetando lo informado en la Figura 17. Las mismas están detalladas en la tabla de la Figura 24.

Figura 24. Detalle de horas de funcionamiento.

| Horas del Día | Estado | Horas de Generación |
|---------------|----------------------|---------------------|
| 4 a 6 | Turbinaje en llenado | 2,5 |
| 6 a 7 | Llenado | 0 |
| 7 a 9:30 | Bombeo en llenado | 0 |
| 9:30 a 13 | Turbinaje en Vaciado | 3,5 |
| 13 a 14:30 | Vaciado | 0 |
| 14:30 a 15:30 | Bombeo en vaciado | 0 |
| 15:30 a 18 | Turbinaje en llenado | 2,5 |
| 18 a 19 | Llenado | 0 |
| 19 a 21:30 | Bombeo en llenado | 0 |
| 21:30 a 1 | Turbinaje en Vaciado | 3,5 |
| 1 a 2:30 | Vaciado | 0 |
| 2:30 a 4 | Bombeo en Vaciado | 0 |

Por lo tanto la planta generaría un total de 12 horas por día, logrando un total aproximado de 25038,72 mwh diarios. Para obtener este valor de generación sería necesario por ejemplo quemar 4.173.120 m3 de gas con dos ciclos cerrados con dos turbinas turbogas y una turbovapor cada uno, como puede ser la Central Salta, la cual es una de las más modernas del país y por lo tanto más eficientes. Más adelante se demostrará más en detalle el nivel de ahorro para el sistema que puede generar quitar de despacho estas máquinas e incluso ciclos menos eficientes reemplazándolos con energía limpia y gratuita que podría proporcionar esta central.

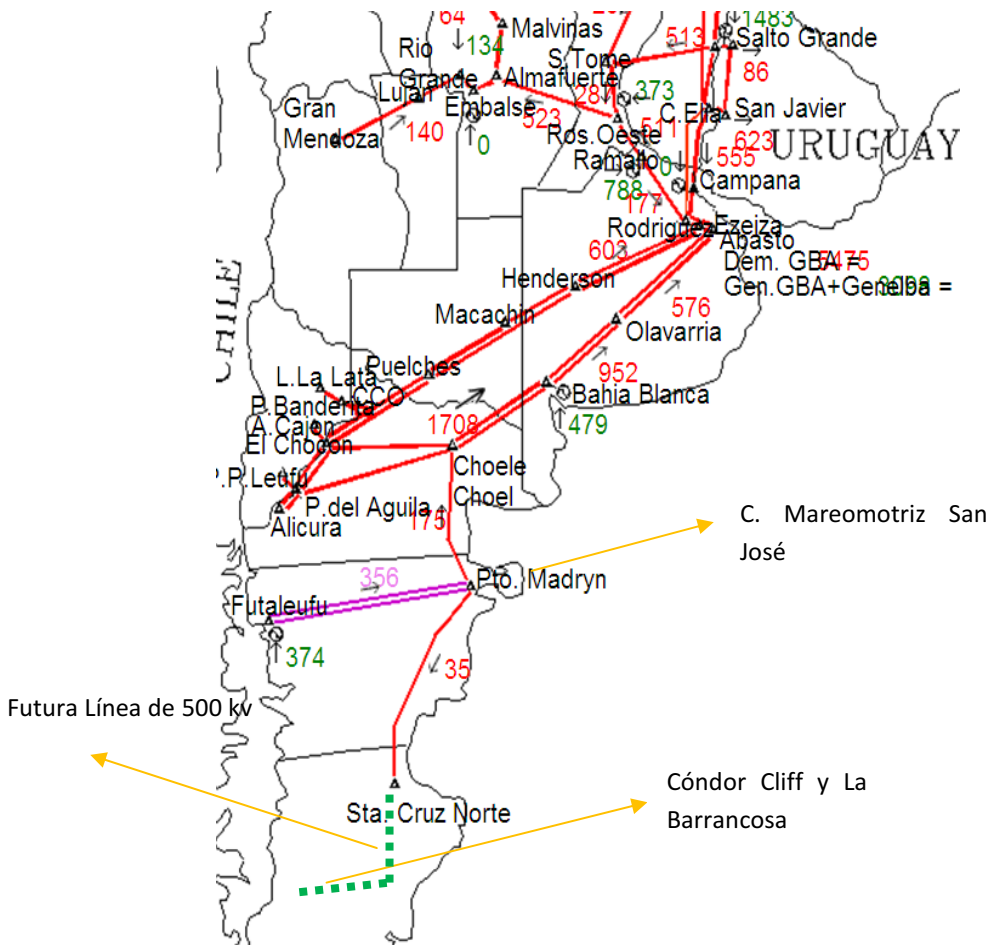
5 ASPECTOS ECONÓMICOS

5.1. Costos Aproximados

Es realmente complicado establecer en una forma precisa los costos que tendría la construcción de una central de este tipo. Lo que se propone es tomar los costos informados por la Secretaría de Energía para las centrales de Itacurubí y Pindo-í; las cuales son centrales de magnitud similar a lo que sería la central Mareomotriz de San José. A partir de los costos, las características técnicas y plazos de ejecución informados por la SE para cada uno obtendremos un costo de construcción y plazos de ejecución de obra estimados para la central del Golfo de San José.

Cabe destacar que un ítem realmente favorable para el proyecto de la central Mareomotriz es que Puerto Madryn se encuentra realmente cerca de la línea de transmisión de alta tensión que une el Sur con la zona Centro donde se dan los mayores consumos eléctricos del País. Por otro lado están en proceso de adjudicación las centrales Hidroeléctrica Cóndor Cliff y La Barrancosa en la Provincia de Santa Cruz al Sur de Puerto Madryn, sin embargo los costos de construcción de estos proyectos no serán contemplados para el cálculo de los costos de la Central Mareomotriz porque ha sido resaltada por la gran mayoría de los medios en el último tiempo como un proyecto totalmente sobrevaluado debido a procesos licitatorios de dudosa legalidad. El costo de dichas centrales fue estimado en 16.342.000 \$ lo que da un costo estimado de 2.500 U\$S/Mw instalado. Estas centrales aportarían en un plazo de 5 años un total de 1740 MW de potencia correspondientes a 1440 MW de Cóndor Cliff (6 grupos de 190 MW) y 600MW de La Barrancosa (5 grupos de 120 MW) empleando a 5000 trabajadores para su construcción. Lo importante acerca de este proyecto es que planea también la construcción de una nueva línea de Alta Tensión que transporte la energía generada hasta la zona centro del país. La capacidad de transporte de esta línea más la capacidad que hay en las líneas de alta tensión que pasan cerca de Puerto Madryn actualmente hacen que la evacuación de la energía generada por la central Mareomotriz sea perfectamente realizable.

Figura 25. Transmisión en alta tensión en Argentina.⁴⁰



Una vez dicho esto y sabiendo que como se comentó anteriormente que el tema transmisión será totalmente cubierto por el proyecto Cóndor Cliff basta con ver el cuadro de la Figura 26 donde se muestran los valores reales, tanto técnicos como económicos más importantes informados por la SE para la construcción de las centrales de Pindo-í e Itacurubí, al cuadro se agregó la información de la central propuesta. A partir de una proporcionalidad se obtendrán los costos que costaría en forma aproximada la realización de dicha central.

⁴⁰ Fuente: CAMMESA, <http://www.cammesa.com/uflujpot.nsf/FlujoW?OpenAgent&Flujo%20Geografico&25/04/2010>

Figura 26. Características Técnicas y costos Estimados.⁴¹

| Concepto | Pindo- í | Itacurubí | San Jorge |
|--------------------------------|--|--|--|
| Localidad más cercana | Corpus | San Ignacio | Puerto Madryn |
| Longitud total del cierre | 2.080 m | 2.010 m | 6.200 m |
| Casas de máquinas | 1 * 20 grupos | 2 * 24 grupos | 1 * 72 |
| Potencia Instalada | 2.880 MW | 2.880 MW | 4320 MW |
| Generación media anual | 19.000 GWh | 19.000 GWh | 9.139 GWh |
| Plazo de Construcción | 8,5 años | 6 años | 9 años |
| Inicio de Generación Comercial | 6º año | 4º año | 6º año |
| Aliviadero | Capacidad: 95.000 m3/s | Capacidad: 95.000 m3/s | Capacidad: 2 * 95.000 m3/s |
| Esclusa de Navegación | Calado: 12 pies Manga: 27 m Capacidad: 6 Barcazas y remolcador | Calado: 12 pies Manga: 27 m Capacidad: 6 Barcazas y remolcador | Calado: 12 pies Manga: 27 m Capacidad: 6 Barcazas y remolcador |
| Inversión | 2.505 millones U\$S | 2.505 millones U\$S | 3.757,5 millones U\$S |

Como se explicó anteriormente a partir de lo informado por la SE se calculó el costo por MW instalado de las centrales de Pindo-í e Itacurubí; por lo que al haberse pensado en una central con tecnología similar a esta última, siendo el tipo de generador el costo más relevante, se tomó dicho costo por MW instalado como válido para pensar en un orden de magnitud en lo que sería el costo de la central. Es necesario mencionar que los costos informados por la SE al ser correspondientes al año 2002 fueron ajustados por la inflación en dólares de EEUU⁴² de cada año por lo que los costos pasaron de los 2.100 millones de U\$S informados a los 2.505 millones de U\$S expresados en la tabla.

Entre los datos más relevantes entonces que debemos considerar es que la Central tendrá un costo de referencia de 3.757,5 millones de U\$S, su comienzo de operación comercial será al principio del sexto año suponiendo que en dicha fecha podrá utilizarse el 70% de su capacidad e incrementándose la misma en un factor del 10% anualmente de dicha fecha en adelante hasta llegar al 100% al comienzo del noveno año de iniciadas las obras. Cabe mencionar que lo que son plazos de instalación y operación comercial también se calcularon como una proporcionalidad de los de la central Itacurubí.

5.2. Posible Financiamiento

Ya se conoce el monto estimado que requeriría el emplazamiento de la Central Mareomotriz San José y se definió también dicho proyecto como una necesidad del Estado la cual será llevada adelante por el Gobierno Argentino. Ahora lo que hay que analizar son las distintas alternativas de financiamiento con las que podría llegar a

⁴¹ Fuente: Prospectiva 2002, Secretaría de Energía de la Nación.

⁴² Fuente: http://inflationdata.com/inflation/Inflation_Rate/HistoricalInflation.aspx

contar el Estado de no contar con la totalidad de los fondos necesarios para llevar adelante el proyecto.

Si se analizan las líneas de financiamiento con las que contó el Estado en el pasado reciente para financiar obras de ingeniería en lo que refiere a energía se pueden reconocer tres posibles aportadores de fondos.

El primer organismo que podría aportar fondos a este proyecto es el Banco Mundial, el cual prestó fondos para llevar adelante el Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER). El objetivo del proyecto es garantizar el acceso a la electricidad a 1,8 millones de personas (314.000 hogares) y a 6.000 servicios públicos (escuelas, hospitales, etc.) que se encuentran alejados de los centros de distribución eléctrica. La electrificación de este mercado disperso se realizará en su mayor parte mediante la instalación de sistemas fotovoltaicos solares, aunque también se emplearán otras tecnologías, como turbinas microhidráulicas, generadores eólicos y, eventualmente, generadores diesel. El Banco Mundial aportó para este proyecto 30 millones de dólares.

Otro interesado en ofrecer financiamiento podría ser el Banco Internacional de Desarrollo, el cual aportó en noviembre de 2006 un préstamo por 600 millones de dólares para la construcción de la línea de alta tensión NOA-NEA la cual se inaugurará en agosto de 2010. Este proyecto consiste en una línea de alta tensión de 1.609 km que unirá el Nor-Este del país con el Nor- Oeste aportando mayor estabilidad al sistema.

Por último, se encuentra la Corporación Andina de Fomento la cual acercó fondos a la Argentina durante 2006 para llevar adelante la interconexión eléctrica Comahue-Cuyo (200 millones US\$) y la interconexión eléctrica Rincón Santa María-Rodríguez (300 millones US\$), dos de las líneas de transmisión incluidas en el Plan Federal de Transporte.

De las tres posibles vías de financiamiento, el que más chances podría tener de aportar fondos es el BID ya que al terminar la NOA-NEA este año podría ser una buena ocasión para requerir fondos para llevar adelante una nueva obra tan o más necesaria que la NOA-NEA. Posiblemente sería muy difícil obtener financiamiento para los 3700 millones de dólares por lo que habría que encarar el proyecto con un 50% de capital propio del Estado y el otro 50% podría ser financiado.

5.3. Análisis Económico

Como se vio en el apartado Costos Aproximados, el costo estimado de la central sería de 3.757,5 millones de US\$. Sin embargo dicho costo no es grande si se considera los ahorros en combustibles importados (gas oil y fuel oil principalmente) que el Estado tendría de llevarse a cabo dicho proyecto.

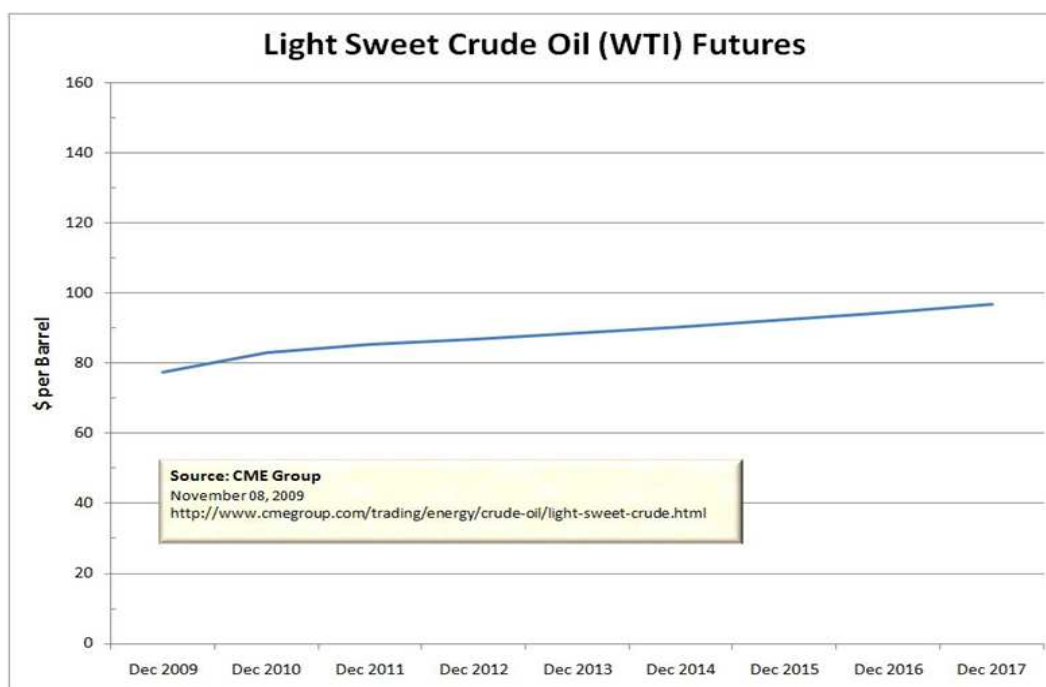
Para demostrar esto es fundamental tener en cuenta que tal como se mostró en los primeros capítulos de la tesis que la Argentina abastece cerca del 50% de su matriz energética primaria con gas natural (2008). El déficit de gas natural en Argentina generado por el estancamiento de los precios y la producción local ha obligado a cancelar las exportaciones, reanudar las importaciones de Bolivia, sustituir gas natural

por combustibles líquidos alternativos (principalmente gasoil, fuel oil y GLP en determinadas épocas del año) y a importar LNG (Gas Natural Licuado). Debido al hecho de que las refinerías locales operan prácticamente al 100% de su capacidad, el gobierno nacional se ve obligado a importar gran parte de los combustibles líquidos usados en la generación eléctrica, especialmente casi la totalidad del gasoil necesario y gran parte del fuel oil.

Durante 2008 se importaron en promedio 3.300 m³/d de gasoil y 2.400 m³/d de fuel oil; siendo el valor aproximado de ambas importaciones sumadas fue de 1.800 millones de u\$s.

El precio de los combustibles de importación se encuentra íntimamente relacionado al valor internacional del petróleo crudo (WTI), *ver Figura 27*, y su costo de importación es absorbido por el Estado Nacional bajo la actual regulación. Este costo, como se explicó anteriormente, es ampliamente superior al precio que reciben en sus facturas la gran mayoría de los usuarios generándose de esta manera una diferencia importantísima entre lo que cuesta generar la energía y lo que realmente pagan la mayor parte de los usuarios salvo las grandes industrias. De esta manera cada vez que se importan combustibles alternativos para generar electricidad se está generando déficit para el estado, dicha tendencia en los últimos años ha crecido exponencialmente sobre todo durante los meses de invierno donde se dan la mayor parte de las importaciones de combustibles alternativos por un mayor consumo de gas de parte de los usuarios residenciales. Por ejemplo, sólo entre junio de 2009 y julio de 2009 la deuda de CAMMESA pasó de \$ 23.765.965.201 a \$ 25.210.168.019.

Figura 27. Proyección del Precio WTI.⁴³



Por lo tanto es necesario evaluar cual sería el beneficio a nivel ahorro en combustibles fósiles que tendría asociado el proyecto de la central Mareomotriz San José. Para realizar este análisis tomamos en cuenta los Costos Variables de Generación en (u\$/Mwh) teniendo en cuenta las tres alternativas de generación más comúnmente utilizadas en el sistema argentino: (i) turbina de gas quemando gas, (ii) ciclo combinado quemando gas oil y (iii) turbina de vapor quemando fuel oil. Más allá de la regulación local de precios de combustibles, la idea es analizar la situación considerando el costo de oportunidad y por eso se usan los precios de mercado. Además en el análisis no se tiene en cuenta dentro del costo variable de producción la amortización del equipamiento asumiendo que los equipos ya existen en el parque generador y que lo que se pretende es sustituir su uso, mitigando los excesivos costos variables.

El análisis se realizará a partir de las estimaciones futuras para el precio del WTI dado en la *Figura 27*, los costos variables de producción dados en la *Figura 28* y los precios internacionales del LNG, ver *Figura 29*. El LNG es tenido en cuenta ya que desde 2008 en adelante el volumen que los barcos regasificadores han inyectado al sistema ha ido incrementándose pasando de 4 barcos en 2009 a 8 que se espera recibir durante 2010 y esperándose incrementar dicho numero debido al decaimiento de las cuencas productoras de gas en Argentina tal como se mostró en los primeros capítulos.

⁴³ Fuente: CME Group,
http://i69.photobucket.com/albums/i76/KStecyk/SpeciousArgument/2009_11_Nov/20091109WTIFuturesLarge.jpg

Figura 28. Costo variable de generación con combustibles líquidos.⁴⁴

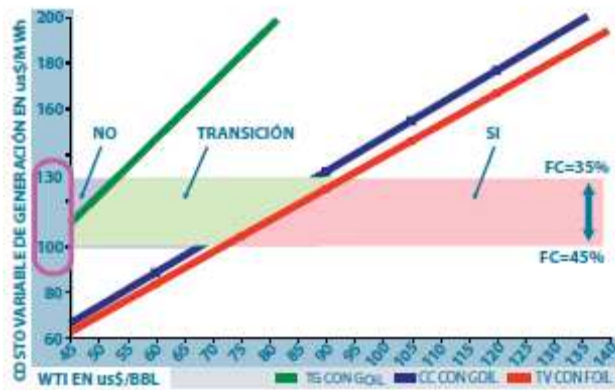
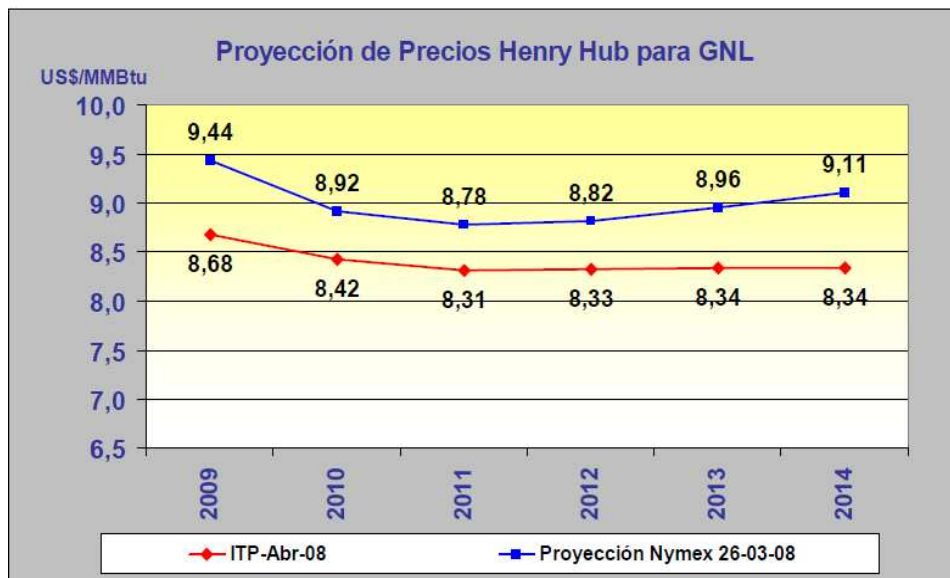


Figura 29. Evolución del Precio LNG.⁴⁵



Por lo tanto se consideran estos precios de gas y de WTI más las condiciones de operación descritas en el apartado *Costos Aproximados*, es decir energía generada incrementándose en un 10% anual desde el comienzo sexto año cuando comienza la explotación comercial hasta llegar al 100% de su capacidad de generación al inicio del noveno año. Es necesario mencionar que cuando empieza la explotación comercial al inicio del sexto año la planta sería capaz de generar el 70% de los 25000 Mwh diarios netos que podría generar la central.

En cuanto al financiamiento como se menciona en el apartado Posible Financiamiento, se supone que la mitad de la inversión será financiada por alguno de los organismos mencionados anteriormente a una tasa anual del 3% por un plazo de quince años en los

⁴⁴ Fuente: CADER, Cámara Argentina de Energías Renovables.

⁴⁵ Fuente: ENDESA Chile, Informe Técnico 2008.

cuales se devolverá una cuota que incluya capital e intereses. Este tipo de financiamiento es conocido como sistema francés y permitirá al Estado no desembolsar la totalidad del valor de la obra en un principio sabiendo las dificultades económicas que atraviesa la Argentina y la Secretaría de Energía actualmente. El valor de la cuota anual que deberá pagar el Estado Nacional durante los primeros quince años del proyecto será de 157,3 millones de dólares.

Por otro lado se supone que no se pueden reemplazar volúmenes mayores de energía generada a partir de líquidos que los que se generaron durante 2008, donde los mismos fueron 3343,8 Gwh generados a partir de Gas Oil y 10633 Gwh a partir de Fuel Oil. Esto se hace para asegurar una posición pesimista en el análisis, es decir, se supone que en lugar de irse incrementando el volumen de líquidos que se queman año a año se mantienen constantes en niveles iguales a los quemados durante 2008. El excedente entre lo que genera la central y lo que se generó a partir de líquidos en 2008 se supone reemplaza la generación obtenida a partir de gas en TGs. Por lo tanto a lo largo del proyecto se supone que en promedio la central generará el 41 % de su energía a reemplazar generación térmica con gas oil, el 9% de su energía reemplazará generación térmica a partir de gas y el 50 % de su energía reemplazará energía generada a partir de fuel oil.

Finalmente se tomó un costo de mantenimiento bastante mayor al que tiene la central Mareomotriz como la de La Rance, donde los costos de mantenimiento son bajos, y nuevamente para tener en cuenta un escenario pesimista se consideró un valor de 2,5 % anual de la inversión realizada en este concepto que también incluye costos variables como sueldos.

Por lo tanto se supone un proyecto a 15 años desde el comienzo de las obras, lo cual es bastante pesimista ya que hay que considerar que los proyectos de centrales hidroeléctricas se estudian a 30 años. Sin embargo se decidió analizarlo con un horizonte de 15 años desde el comienzo de las obras lo que incluye únicamente diez de explotación económica. Esto obedece a que al ser un proyecto gubernamental no se busca una renta directa como primer objetivo, sino que se busca aliviar la contingencia energética que atraviesa la Argentina actualmente además de ser algo rentable así como también para evitar utilizar proyecciones tan a largo plazo de lo que es el precio del WTI.

Es importante mencionar que al ser rentable a 15 años, mucho más rentable lo será a largo plazo sabiendo que los egresos se mantienen constantes, desapareciendo las cuotas para devolver la parte financiada de la inversión, y los ingresos sólo pueden crecer debido al incremento del precio de los combustibles fósiles proyectados.

Finalmente si se evalúa al proyecto con una tasa del 10%, recordando que es un proyecto gubernamental cuyo primer objetivo no es ganar dinero para el Estado, el Valor Nominal Neto al fin del decimoquinto año de iniciadas las obras es de US\$ 1.188.500.000,00. Cabe destacar que este valor viene dado por dinero que el Estado Nacional estaría dejando de hundir en la compra de hidrocarburos. Lo que significa que el proyecto a más largo plazo es mucho más rentable aún, y lo más importante es que no sólo ayuda a aliviar el estado de cargas y brindar cierta reserva al SADI sino que permitiría ahorrar grandes volúmenes de dinero en importaciones de combustibles

líquidos al estado y ayudaría a liberar volúmenes de gas para ser utilizados por las industrias. El detalle del cálculo se encuentra en la *Figura 30*.

Por otro lado es importante mencionar que se reducirían emanaciones de CO₂ al reemplazar generación térmica por mareomotriz. Por otro lado hay que tener en cuenta que el costo de la central es solamente dos veces el dinero que expendió el Estado Argentino durante 2008 en combustibles líquidos.

Generación de Energía Mareomotriz en Argentina

Figura 30. Flujo de fondos de la Central San José.

| | Año 0 | Año 1 | Año 2 | Año 3 | Año 4 | Año 5 | Año 6 | Año 7 | Año 8 | Año 9 | Año 10 | Año 11 | Año 12 | Año 13 | Año 14 | Año 15 |
|--------------------------------------|--------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Inversion(ku\$s) | -\$1.878.750,0 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 |
| Mwh Generados | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 6.397.393,0 | 7.311.306,2 | 8.225.219,5 | 9.139.132,8 | 9.139.132,8 | 9.139.132,8 | 9.139.132,8 | 9.139.132,8 | 9.139.132,8 | 9.139.132,8 |
| % Comercial | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 70,0% | 80,0% | 90,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |
| Mwh GO | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3.198.696,5 | 3.343.800,0 | 3.343.800,0 | 3.343.800,0 | 3.343.800,0 | 3.343.800,0 | 3.343.800,0 | 3.343.800,0 | 3.343.800,0 | 3.343.800,0 |
| Mwh FO | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 3.198.696,5 | 3.655.653,1 | 4.112.609,8 | 4.569.566,4 | 4.569.566,4 | 4.569.566,4 | 4.569.566,4 | 4.569.566,4 | 4.569.566,4 | 4.569.566,4 |
| Mwh GAS | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 311.853,1 | 768.809,8 | 1.225.766,4 | 1.225.766,4 | 1.225.766,4 | 1.225.766,4 | 1.225.766,4 | 1.225.766,4 | 1.225.766,4 |
| Ahorro x GO(ku\$s) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | \$460.612,3 | \$494.882,4 | \$508.257,6 | \$521.632,8 | \$535.008,0 | \$548.383,2 | \$561.758,4 | \$575.133,6 | \$588.508,8 | \$601.884,0 |
| Ahorro x FO(ku\$s) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | \$415.830,5 | \$484.374,0 | \$555.202,3 | \$628.315,4 | \$639.739,3 | \$651.163,2 | \$662.587,1 | \$674.011,0 | \$685.435,0 | \$696.858,9 |
| Ahorro x Gas(ku\$s) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | \$0,0 | \$31.615,3 | \$78.360,2 | \$125.603,5 | \$126.272,0 | \$126.940,4 | \$126.298,0 | \$126.663,9 | \$127.029,9 | \$127.395,8 |
| Costo de Mantenimiento(ku\$s) | \$0,0 | \$0,0 | \$0,0 | \$0,0 | \$0,0 | \$0,0 | -\$65.756,3 | -\$75.150,0 | -\$84.543,8 | -\$93.937,5 | -\$93.937,5 | -\$93.937,5 | -\$93.937,5 | -\$93.937,5 | -\$93.937,5 | -\$93.937,5 |
| Total(ku\$s) | -\$1.878.750,0 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | -\$157.376,5 | \$653.310,1 | \$778.345,2 | \$899.899,9 | \$1.024.237,7 | \$1.049.705,3 | \$1.075.172,9 | \$1.099.329,6 | \$1.124.494,6 | \$1.149.659,7 | \$1.174.824,7 |
| FF(ku\$s) | 1.188.586,5 | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tasa | 10,0% | | | | | | | | | | | | | | | |

6 CONCLUSIONES

A lo largo del trabajo de tesis se ha ido demostrando cual es la situación actual del SADI, cuáles son sus principales falencias y en donde radican los principales peligros a nivel energético que puede afrontar el país de continuar creciendo como lo ha hecho de 2002 en adelante.

El primer problema que se ha desarrollado en el presente trabajo de tesis es mostrar que el ritmo de crecimiento de la demanda en cuanto a energía es superior al ritmo de crecimiento que experimenta la oferta, lo que hace que sea imperiosa la necesidad de contar con nuevas inversiones en centrales, las cuales deberían aportar aproximadamente 1000 MW de potencia nueva cada año de manera de contar con los niveles de reserva con los que cuentan los países del primer mundo. Sin embargo también se demostró que las empresas privadas que desean invertir en la Argentina son cada vez menos debido a la falta de políticas a largo plazo en el sector y a los constantes cambios regulatorios que modifican las reglas de juego frecuentemente, no llegándose a estar ni cerca de cubrir el cupo de los 1000 MW de incremento anual. Esto se debe a que el Mercado de la Energía es un mercado en el cual las inversiones deben ser pensadas a muy largo plazo debido a la magnitud de las mismas y los cambios regulatorios de fondo repercuten negativamente en la inversión.

La mejor manera de mitigar la falta de inversión para incrementar la potencia instalada es la construcción de la central Mareomotriz San José con aportes Estatales buscando financiamiento para el 50% de la obra. Como se expresó en el apartado Selección de Equipamiento, dicha central aportará una potencia nominal de 4320 MW y un total de 25000 Mwh/día. Por otro lado al ser mareomotriz y no hidroeléctrica permita reducir la variabilidad en el output de la central por no ser dependiente de las lluvias para su funcionamiento.

La creciente dependencia de la matriz energética de los hidrocarburos es otro tema que se trató en los primeros capítulos del presente trabajo. Esto se traduce en un problema ya que como se demostró oportunamente las reservas probadas tanto de petróleo como de gas natural han estado siendo sobre explotadas incesantemente desde hace 10 años aproximadamente con bajos niveles de inversión en prospección, llevando esto a que sólo queden 7 años de reservas probadas de gas natural. Un claro ejemplo de esto es que la Argentina se ha hecho dependiente de las importaciones de gas de Bolivia, Gas oil y fuel de Venezuela y de LNG de Egipto y Trinidad y Tobago para satisfacer la demanda local. Es innegable que la independencia energética del país se ha visto socavada, pero más grave es aún saber que es necesario importar combustibles cuando los valores históricos del WTI claramente tienden al alza, siendo dicho precio el que mueve los valores de los combustibles importados por la Argentina.

Como se demostró en el apartado Análisis Económico, la nueva central permitiría bajar la dependencia del país respecto a los países proveedores de combustibles, permitiría lograr ahorro en las cuentas de CAMMESA y ENARSA al bajar los volúmenes

importables de hidrocarburos para generación y permitiría liberar volúmenes de gas para que puedan ser consumidos por las industrias y los residenciales. Tal como se

explicó anteriormente el proyecto es altamente conveniente para el país teniendo un VNA de mil doscientos millones de dólares si se analiza el proyecto sólo a 15 años y brindando trabajo a miles de nuevos empleados.

Otro tema que hay que tener en cuenta es la emanación de CO₂ que producen las centrales térmicas las cuales son el principal motor del efecto invernadero. Sabiendo que la generación anual de la nueva central podría ser 9139 Gwh anuales, esto permitiría reemplazar generación térmica de manera de evitar emanar al medio ambiente aproximadamente 8757,6 KTon de Co₂ anuales.

Por último hay que considerar que las líneas de transmisión para evacuar la energía desde la nueva central están realizadas o siendo realizadas por lo que no serían necesarias inversiones adicionales en transmisión. Por otro lado es necesario destacar que la tecnología para construir la central en cuestión está disponible en la Argentina por ser igual a la necesaria para llevar adelante centrales hidroeléctricas por lo que no habría grandes impedimentos técnicos a priori.

En virtud de todo lo anteriormente expuesto es innegable que la Argentina necesita una inversión a gran escala en materia energética, y la realización de la central San José pondría al país en un lugar de privilegio respecto a los demás países al tener la primera central mareomotriz a gran escala del planeta. Por otro lado ayudaría a diversificar la matriz energética bajando la dependencia de los hidrocarburos importados, ayudaría a disminuir el déficit en subvenciones a largo plazo, contribuiría a la estabilidad del sistema, aportaría a incrementar la reserva de potencia y ayudaría a alinearse a nivel mundial con los países que intentarán disminuir sus emanaciones de CO₂ luego de la cumbre de Copenhague de 2010.

Por todo esto, sólo hay argumentos a favor de comenzar a estudiar en profundidad la realización de la central San José.

7 BIBLIOGRAFÍA

Daniel Gustavo Montamat, *Una Estrategia Energética Sustentable para el Siglo XXI*, Buenos Aires, Argentina. Septiembre 2005.

Valentín Barros, *Atlas del Potencial Eólico del Sur Argentino*, Chubut, Argentina. Julio 1986.

Miguel A. Pascual, Carla M. Riva Rossi, Martín García Asorey, *Un análisis preliminar de los potenciales impactos de la construcción de las represas “Cóndor Cliff” y “La Barrancosa”*, Buenos Aires, Argentina. Enero 2005.

M. Gorlov, *Tidal Energy*, Boston, Massachusetts, USA. 2001.

Bernshtein, *Tidal Power Plants*, Seoul, Korea. 1996.

Clarke J., Grant A. and Johnstone C., *Output Characteristics of Tidal Current Power Stations*, Glasgow, UK. Mayo 2004.

Federico Carnevale, *Energía Mareomotriz*. Mayo 2008;
<http://www.ib.cnea.gov.ar/nmayer/monografias/2008/Federico%20Carnevale%20-%20Energ%C3%ADa%20Mareomotriz%20y%20su%20factibilidad%20en%20la%20Argentina.pdf>

Mauro Soares, Sebastián Kind, Omar Humberto Fernández, *Estado de la Industria Eólica Argentina*, Buenos Aires, Argentina, 2009;
<http://www.argentinarenovables.org/archivos/EstudioEolicoCADER2009.pdf>

Sorenson Bent, *Renewable Energy*, New York, USA. 1979.

Charlier RH, *Tidal Energy*, New York, USA. (1982)

Scottish Executive, *Securing a Renewable Future: Scotland's Renewable Energy*, Edimburgo, Reino Unido. 2003.

“La Rance Tidal Barrage”; http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/tidal1.htm

Baird Stuard, *Tidal Energy*; <http://www.iclei.org/EFACTS/TIDAL.HTM>

Secretaría de Energía, *Prospectiva 2002, Aprovechamientos Hidroeléctricos*. Buenos Aires, Argentina. Mayo 2003;
<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2304>

Universidad de Oviedo, *Máquinas Hidráulicas*, Oviedo, España. Abril 2006;
<http://web.uniovi.es/Areas/Mecanica.Fluidos/>

Fraenkel P, *Marine current turbines: A new clean method for power generation*, Zurich, Suiza. 2002.

Engineering and Physical Science Research Council, SUPERGEN Wave and Tidal Research Programme, Swindon, UK. 2003.

Robin Manuel Barrientos, *Energía Mareomotriz, presente y futuro en Guatemala*, San Carlos de Guatemala, Guatemala. Agosto 2005.

Stuart H Anderson, *Barrages and Impoundments: a preliminary study of the potential for sustainable net energy capture obtainable by storage for tidally amplified release*; <http://www.marinet.org.uk/refsts/7ecostar1.pdf>

<http://www.oni.escuelas.edu.ar/olimpi98/Energia-Vs-Ambiente/arestud.htm>

Fernando R. Chingotto Araujo, *Energía Mareomotriz Posibilidades en la Península de Valdez*, Buenos Aires, Argentina. Junio 2003; http://www.mindef.gov.ar/edna/biblioteca/coleccion/85_2003.htm

Fundación para el Desarrollo Eléctrico, *La Próxima Central Eléctrica*, <http://www.fundelec.org.ar/informes/info0007.pdf>

Paul Dobson, *Severn River Tidal-Power*. Junio 2006; <http://www.bloomberg.com/apps/news?pid=newsarchive&sid=a6No2PKbs39M&refer=uk>

<http://www.guardian.co.uk/environment/2009/jan/26/renewableenergy-waveandtidalpower>

<http://www.cammesa.com>

<http://energia3.mecon.gov.ar/home/>

www.enre.gov.ar

<http://www.cne.cl/cnewww/opencms/>

<http://www.megsa.com.ar/>

<http://www.waterpowermagazine.com/story.asp?sectionCode=130&storyCode=2051986>

http://www.comip.org.ar/corpus_ingenieria.html

http://inflationdata.com/inflation/Inflation_Rate/HistoricalInflation.aspx

Jose Antonio Ruiz, *Estabilización de Precios de los Combustibles*; <http://www.eclac.org/noticias/paginas/7/33937/JoseAntonioRUIZ.pdf>

<http://www.enargas.gov.ar/>

<http://www.energia.org.mx/>

<http://www.cre.fr/>

<http://www.textoscientificos.com/energia/centrales-electricas/hidraulicas>

http://www.comip.org.ar/corpus_ingenieria.html

René Bonafille, *Les réalisations de Electricité en France concernant l'énergie mareomotrice*, La Houille Blanche, Francia. Febrero, 1976.

Pedro Fernandez Diez, *Energía Mareomotriz*, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Cantabria, [http:// termica.webhop.info/](http://termica.webhop.info/)

John Andrews, Nick Jelley, *Energy Science Principles, technologies, and impacts*, Oxford, Inglaterra. Enero de 2007.

http://i69.photobucket.com/albums/i76/KStecyk/SpeciousArgument/2009_11_Nov/20091109WTIFuturesLarge.jpg