



TESIS DE GRADO
EN INGENIERIA INDUSTRIAL

DEMANDA ENERGETICA ANTARTICA

Autor: Peyceré, Tomás Leandro Juan

Director de Tesis:
Ing. Federico Filip

Radicación: Departamento de Ingeniería Industrial. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

2007

Resumen Ejecutivo

La región Antártica del país es, probablemente, una de las más olvidadas por los argentinos. Es la región menos poblada, no tiene industrias, y un turismo casi nulo. El clima es frío cuando menos, y no existe ningún tipo de cultivo para beneficio del hombre. Sin embargo, es una región Argentina, y como tal, el país tiene sus representantes allí.

Estos son científicos abocados a los estudios sobre los cambios climáticos mundiales, las corrientes marinas y demás, que están instalados en diferentes bases de la región, 6 de ellas permanentes. Ellas son las bases Esperanza, Jubany, Marambio, Orcadas, San Martín y Belgrano II.

Dado la rigidez del clima, y lo aislado de la región, el correcto funcionamiento de cada una de las bases es crítico. Por lo tanto, deben contar con un sistema de generación de energía óptimo, que garantice un correcto funcionamiento los 365 días del año. Cualquier tipo de falla podría resultar en un episodio trágico para los ocupantes de la base.

En la actualidad las bases utilizan generación térmica, mas precisamente, generadores Diesel. Estos cumplen con dos premisas básicas, son eficientes, y son confiables. Pero tienen dos problemas importantes.

El primero es la contaminación que ellos generan. El continente Antártico se caracteriza por estar libre de contaminación (en realidad, tiene contaminación mínima, ya que la sola presencia del hombre es causante de la misma), por lo tanto, éste se convierte en un problema mayor.

Por otro lado, el segundo problema son los altos costes. Al depender del combustible diesel como fuente de energía, este debe ser proveído desde Ushuaia o Río Gallegos, generando costos de transporte a tener en cuenta. Hay que sumarle a esto, que un clima muy adverso puede crear problemas en la cadena logística (el combustible se transporta por barco, avión, o helicóptero) y por tanto generar desabastecimiento en las bases. Dentro del factor costos, también hay que incluir el costo del diesel por si mismo, que como cualquier hidrocarburo, está constantemente atado a valores internacionales, los cuales fluctúan constantemente debido a situaciones políticas mundiales muy ajenas a la Antártida.

Por lo tanto, este proyecto se propone el análisis de todos los tipos de tecnologías actuales concernientes a la generación de energía, para determinar cual sería la más apta para las bases antárticas argentinas y un estudio sobre su potencialidad de implementación.

El análisis será realizado en 3 etapas distintas. La primera de ellas es un relevamiento sobre las características de cada una de las tecnologías de generación. La segunda etapa será determinar cual de ellas es la que mejor se adapta a la región y su clima particular, teniendo en cuenta también sus niveles de contaminación. Por último, la 3 etapa es un análisis económico

concerniente a la implementación de la tecnología seleccionada en la etapa anterior, para cada una de las bases, según sus distintas necesidades.

De esta manera, el proyecto pretende obtener una propuesta de solución que sin descuidar el aspecto medioambiental, sea más eficiente, y económica que la actual, para garantizar el suministro de energía en una región estratégica para Argentina.

Executive Summary

The Antarctic region is, probably, the most forgotten by the Argentines. It has the lowest population, no industries, and an almost non-existent tourism. The weather is at least extremely cold, and there is no crop for the benefit of men kind. Never the less, it is an Argentinean region, and as such, the country has its representatives there.

These are scientists dedicated to different researches concerning the weather changes, sea currents, etc., which are installed in the different bases in the region, 6 of which are permanent. These are the bases Esperanza, Marambio, Jubany, Orcadas, San Martin and Belgrano II.

Due to the weather toughness, and isolation of the region, the correct performance of the bases is critical. That is why they must count with an optimal energy generation system, which can guarantee a correct functioning the 365 days of the year. Any type of failure could result in a tragic episode for the inhabitants of the bases.

Actually, thermic generation is being used at the bases, more precisely, diesel generators. These fulfill with two basic premises, they are efficient, and they are easy to trust. But they also have two big problems. The first one is the pollution that they generate. Antarctica is known for being contamination free (at least it has minimum levels of pollution, because the presence of men is by itself a cause of contamination), so this issue becomes a major one. On the other hand, the second problem is the high costs of the system. Because the source of energy is the diesel fuel, it must be provided from Ushuaia or Rio Gallegos, generating transportation costs to be taken into consideration. Also, very adverse climate lead into logistic problems (the fuel is transported to the region by ship, airplane or helicopter) resulting in a cut off supplies. Another cost to be taken into consideration is the cost of the Diesel fuel itself. As any hydrocarbon, is constantly attached to international values, which fluctuate due to international political situations which have little to do with the Antarctica.

Therefore, this project proposes the analysis of the different types of technologies available concerning energy generation, to determine which one would be the optimal for the Argentinean Antarctic bases.

This analysis will be made in three different phases. The first one is a brief study of each one of its characteristics. The second phase will be to determine which one of them better adapts to the region and its particular weather, taking into account their contamination levels. At last, the third phase is an economical analysis concerning the implementation of the technology selected in the previous phase, for each one of the six bases, according to their particular needs.

In this way, the project pretends to obtain a much more ecological, efficient, and economical solution to guarantee the energy supply for a strategic region of Argentina.

Agradecimientos

Quisiera agradecer en primer lugar a mi familia y a mi novia, que me ayudo en todo lo que respecta a la edición de este trabajo. Por otro lado quiero agradecer a mi tutor, el Ing. Federico Filip, por su paciencia y su excelente predisposición así como su celeridad para sus devoluciones.

Quisiera también hacer una mención especial al Teniente Coronel Carlos Flesia, jefe logístico del Comando Antártico del Ejército, por su constante buena voluntad hacía mis consultas, así como su preocupación por el proyecto. Su aporte fue vital para la concreción del mismo.

Tomás Peyceré

ÍNDICE

1.- ANÁLISIS DE CONTEXTO.....	1
1.1. SITUACIÓN GEOPOLÍTICA ANTÁRTICA.....	1
1.2. EL TRATADO ANTÁRTICO.	3
1.3. ARGENTINA EN LA ANTARTIDA.....	4
1.4. BASES ARGENTINAS EN LA ANTÁRTIDA.....	8
1.5. TECNOLOGÍA DE USO ACTUAL.....	11
2.- PLANTEO DEL PROBLEMA.	16
3.- RELEVAMIENTO DE TECNOLOGÍAS.....	17
3.1. CENTRALES TÉRMICAS.....	18
3.2. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.	25
3.3. CENTRALES NUCLEARES.....	34
3.4. CENTRALES EÓLICAS.....	43
3.5. CENTRALES SOLARES.....	51
3.6. CENTRALES GEOTÉRMICAS.....	55
4.- SELECCIÓN: TIPO DE TECNOLOGÍA A UTILIZAR.....	59
4.1 EXPLICACIÓN DEL MODELO DE SELECCIÓN.....	59
4.2 TABLA DE EVALUACIÓN.....	64
4.3 SELECCIÓN DEFINITIVA DE TECNOLOGÍA A IMPLEMENTAR.....	64
5.- PROPUESTA TECNOLÓGICA: AEROGENERACIÓN.....	66
5.1 SISTEMAS HÍBRIDOS.	66
5.2 DESAFÍOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN CLIMAS EXTREMADAMENTE FRÍOS.....	73
5.3 AEROGENERADOR PARA CLIMAS EXTREMADAMENTE FRÍOS.....	74
6.- COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN.	80
6.1 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN.....	80
6.2 CONSUMOS Y VIENTOS POR BASE. POTENCIA INSTALADA.....	82
6.3 SELECCIÓN DE NIVEL DE PENETRACIÓN POR BASE. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	83
6.4 “AHORRO” DE CONTAMINACIÓN.....	87
7.- CONCLUSIONES.....	88
8.- BIBLIOGRAFIA.....	91
9.- ANEXOS.....	93

1.- ANÁLISIS DE CONTEXTO.

REGIÓN GEOGRÁFICA. CARACTERÍSTICAS. MATRIZ ENERGÉTICA ACTUAL DE LAS DISTINTAS BASES PERMANENTES ARGENTINAS.

1.1. SITUACIÓN GEOPOLÍTICA ANTÁRTICA

Historia.

Ya desde el siglo V a.C., Herodoto hablaba de la posible existencia de una “tierra incógnita” en los confines del hemisferio austral, pero no fue hasta el año 1821, en que una expedición rusa dirigida por Fabian Gottlieb Von Bellingshausen avisto tierra en el sur, hasta que se declaró su descubrimiento formal. Se trata de la Antártica, llamada así para marcar que está situada en el hemisferio contrario al de la constelación de la Osa Mayor (en griego *anti* quiere decir “contra” y *arkte* “osa”). En contraste con otras lenguas, en castellano se ha impuesto la denominación deformada “Antártida”, debido a su similitud con la de la “Atlántida” (Enciclopedia Hispánica, 1992).

Por mas que recién 1820 se lo considera el año de su descubrimiento formal, ya para el siglo XVII marinos y comerciantes europeos de distintas nacionalidades, navegaron por estos mares descubriendo varias de sus islas. Se considera como primero de todos ellos, a un navío español, el “León”, procedente de Perú en ruta a Cádiz, que siendo abatido al sur del Cabo de Hornos por un temporal avista una isla el 28 de Junio de 1756. Una vez circunnavegada sería nombrada San Pedro. Probablemente el mas célebre de ellos haya sido el famoso Capitán Cook, quien en 1772, al mando del “Resolution”, partió en busca del continente austral (*Terra Australis*), del que se creía Australia era sólo una parte. Cook se adentró en el Pacífico sur hasta los hielos de la Antártida, y para el 16 de enero de 1773, atravesó el círculo polar antártico, siendo el primer europeo en llegar tan al sur (Ejercito Español, ministerio del exterior 2006). Sin embargo, el primero en desembarcar en sus costas fue el geógrafo irlandés Edward Bransfield poco tiempo después de la expedición rusa, iniciando así, una larga peregrinación científica hacia esas tierras.

Al finalizar el siglo XVIII se inicia un período de la Antártida caracterizado por las aproximaciones de naves españolas y de otras banderas cada vez más hacia el sur y por algunos descubrimientos de archipiélagos de importancia.

Comenzando el siglo XIX, mas precisamente entre 1819 y 1821, los buques rusos “Vostok” y “Mirny” circunnavegaron el Antártico. Su comandante, F.G. de Bellingshausen, un alemán al servicio de Rusia, era un hombre extremadamente cauteloso y emprendedor. En 1821 avistó una costa ríspida y montañosa, que nombró Tierra Alejandro I, en honor al zar de Rusia. Estas comprobaciones fueron el punto de partida de sucesivos viajes de buques que desplazaron sus actividades hacia el sur, tomando como punto de reunión las

inmediaciones de las Islas Shetland y especialmente la abrigada isla Decepción.

Ya en 1823 el capitán inglés Weddell descubre el mar que hoy lleva su nombre, por el que penetró hasta los 74° 15' S y 34° 17' W en condiciones excepcionalmente favorables de hielo. Posteriormente, zarpando en 1838 desde los Estados Unidos, el teniente de marina de guerra Charles Wilkes alcanza el cabo de Hornos y circunnavega el continente antártico.

Hacia la misma época tuvo lugar una expedición de franceses comandada por el capitán Cesar Dumont D'Urville, de la marina de guerra. Descubrió lo que llamó Tierra Adelia, Luis Felipe e Isla Joinville, estas dos últimas al norte de la Península Antártica.

Hacia 1895, el VI Congreso Internacional de Geología hizo un llamamiento a científicos de todo el mundo para que contribuyeran a la exploración de este territorio virgen, siendo las comunidades científicas argentinas, Noruegas, Suecas, Británicas y Belgas las que respondieron al llamado con mayor interés, asentando las primeras bases.

Sin embargo, más allá de los intereses científicos, en la primera mitad del siglo XX es cuando comienzan las disputas internacionales por ocuparla. En 1934 los países del Reino Unido, Noruega, Australia, Francia y Nueva Zelanda se la reparten en sectores radiales, pero no tardarían en llegar los reclamos por parte de EE.UU., U.R.SS., Argentina y Chile que también se sentían dueños de una parte.

Para finales de la década de 1950, se apuntó la necesidad de despolitizar el territorio antártico y de fomentar la cooperación internacional en la investigación científica del mismo (Enciclopedia Hispánica, 1992).

No fue si no hasta el Año Geofísico Internacional (celebrado con ocasión de la máxima actividad de las manchas solares, entre el 1 de julio de 1957 y el 31 de diciembre de 1958), que comenzaron a construirse un número mas importante de asentamientos. Los Estados Unidos, la Unión Soviética, Francia, El Reino Unido, Argentina, Chile, Australia, Nueva Zelanda, Bélgica, Noruega y Japón fueron los países que, impulsados por realizar investigaciones científicas construyeron un total de 57 estaciones.

Como era de esperar, tanta participación internacional en un continente sin regulaciones era una fuente potencial de conflictos, por lo tanto algo debía de hacerse. Y se hizo. Luego de casi un año de negociaciones, el 1 de diciembre de 1959, las doce naciones mas interesadas en el territorio antártico (Argentina, Australia, Bélgica, Chile, Estados Unidos, Francia, Reino Unido, Japón, Noruega, Nueva Zelanda, Sudáfrica y la Unión Soviética) firmaron el Tratado Antártico.

1.2. EL TRATADO ANTÁRTICO.

El Tratado Antártico fue firmado en Washington el 1° de Diciembre de 1959, tras el AGI (Año Geofísico Internacional). La República Argentina no lo ratificaría en su totalidad hasta el año 1961, por la ley N° 15.802.

Este tratado tuvo como gran motor la actividad científica, pero siempre esta la duda latente de pensar si detrás de los intereses científicos, hay intereses estratégicos de los países (Guyer, R., 2004).

Sin embargo, hay que entender el tratado como un punto de inflexión en la política antártica. Éste deja atrás políticas cerradamente nacionalistas, marcando una tendencia a la multilateralización. Se puede decir, en otras palabras, que el Tratado Antártico creó una isla de orden en un mar de desorden (Colacrai, M., 2004).

Este tratado consta de 14 artículos para la regulación de las actividades y marcos legales dentro del continente blanco, donde pueden destacarse los siguientes puntos esenciales: 1. La no militarización apartaría al territorio de la Guerra Fría, 2. La realización de inspecciones generaría confianza entre los países, 3. Ninguna actividad científica otorgaría derechos a quien lo reclamase, 4. Se prohibirían las actividades nucleares (Guyer, R., 2004).

La siguiente tabla 1.2.1 contiene a todos los países que han firmado el tratado, y su condición dentro del mismo:

SO = Signatarios Originales.

PC = Países Consultivos.

EA = Estados Adherentes.

ESTADO	FECHA	STATUS	NOTA	RECLAMANTE
Reino Unido	31/05/60	SO/PC		Si
Sudáfrica	21/06/60	SO/PC		
Bélgica	26/07/60	SO/PC		
Japón	04/08/60	SO/PC		
Estados Unidos	18/08/60	SO/PC		Si- Reserva
Noruega	24/08/60	SO/PC		Si
Francia	16/09/60	SO/PC		Si
Nueva Zelanda	01/11/60	SO/PC		Si
Unión Soviética	02/11/60	SO/PC	Hoy Fed. Rusa	Reserva
Polonia	08/06/61	EA/PC	29/07/77	
Argentina	23/06/61	SO/PC		Si
Australia	23/06/61	SO/PC		Si
Chile	23/06/61	SO/PC		Si
Checoslovaquia	14/06/62	EA	Hoy R. Checa	
Dinamarca	20/05/65	EA		

Holanda	30/03/67	EA/PC	19/11/90	
Rumania	15/09/71	EA		
Rep.Dem.Alemana	19/11/74	EA/PC	05/10/87	Hoy Alemania
Brasil	16/05/75	EA/PC	12/09/83	
Bulgaria	11/09/78	EA		
Rep.Fed.Alemana	05/02/79	EA/PC	03/03/81	Hoy Alemania
Uruguay	11/01/80	EA/PC	07/10/85	
Papua-Nueva Guinea	16/03/81	EA		
Italia	18/03/81	EA/PC	05/10/87	
Perú	10/04/81	EA/PC	09/10/89	
España	31/03/82	EA/PC	21/09/88	
Rep.Pop.China	08/06/83	EA/PC	07/10/85	
India	19/08/83	EA/PC	12/09/83	Podría
Hungría	27/01/84	EA		
Suecia	24/04/84	EA/PC	21/09/88	
Finlandia	15/05/84	EA/PC	09/10/89	
Cuba	16/08/84	EA		
Corea del Sur	28/11/86	EA/PC	09/10/89	
Grecia	08/01/87			
Rep.Pop.Dem.Corea	21/01/87	EA		
Austria	25/08/87	EA		
Ecuador	15/09/87	EA/PC	19/11/90	
Canadá	04/05/88	EA		
Colombia	31/01/89	EA		
Suiza	15/11/90	EA		
Guatemala	31/07/91	EA		
Ucrania	28/10/92	EA		
Rep. Eslovaca	01/01/93	EA		
Turquía	24/01/96	EA		

Tabla 1.2.1. Países que han firmado el tratado, y su condición dentro del mismo

1.3. ARGENTINA EN LA ANTARTIDA.

A partir de las guerras revolucionarias americanas en el siglo XIX, las distintas marinas de los países nacientes fueron surgiendo para combatir el poderío español. Dentro de este marco, el almirante Guillermo Brown emprende una campaña en 1815 para hostigar a la flota española del Pacífico. Sin embargo, un fuerte temporal lo abatiría hacia el mar Antártico alcanzando los 65° de latitud sur. En el informe que presenta Brown meses después, indica la presencia de tierra cercana, siendo esta la primera vez que se la tiene en cuenta en nuestro país.

Por otro lado, el petitorio que el comerciante Juan Pedro Aguirre presenta al Consulado de Buenos Aires el 18 de febrero de 1818, donde solicitaba la autorización para la instalación de un establecimiento para pesca de lobos en

alguna de las islas existentes a la altura del Polo Sur, confirma el conocimiento de tierras antárticas.

Posteriormente, el 10 de julio de 1829 el Gobierno de Buenos Aires dicta el decreto de creación de la Comandancia Político Militar de las Islas Malvinas. Este documento es, también, la primer norma legal que obliga a la protección y conservación de la fauna en las islas adyacentes al Cabo de Hornos (es decir, a las islas antárticas).

En 1880 el presidente Roca dio apoyo a una expedición austral, proyectada por el marino italiano Guillermo Bove, que se concretó a través del Instituto Geográfico Argentino. Luego, en 1894, el presidente Luis Saenz Peña dictaba una resolución autorizando a Neumayer para explorar el territorio situado al sur de la Patagonia, aunque prohibiendo cualquier tipo de explotación.

Pero no fue si no hasta el 22 de febrero de 1904 que la Argentina comenzó a ocupar tierras antárticas al comprar la estación meteorológica del escocés doctor Bruce, en la isla Laurie de Orcadas del Sur. Cabe destacar que durante 40 años la Argentina fue el único ocupante permanente del Antártico (Genest, E., 2004).

La segunda estación permanente en los mares australes también fue establecida por nuestro país en enero de 1905, en las proximidades de la Compañía de Pesca en Grytvuken. Ya para 1939 la necesidad de contar con un organismo centralizado que se dedicara a la defensa y desarrollo de nuestros intereses antárticos dio origen a la creación de la Comisión Nacional del Antártico, dependiente del Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto.

El 8 de febrero de 1942 el Capitán Oddera tomó posesión formal en nombre del Gobierno Argentino del Sector Antártico, depositando el acta labrada en un cilindro que quedó en la isla. Esta ceremonia se repitió luego en los archipiélagos Melchior e islas Argentinas.

En 1943 se sucede otra campaña antártica que completa los estudios comenzados por la anterior y alcanza las aguas de bahía Margarita. Resultado de ambas expediciones fue un gran enriquecimiento cartográfico, hidrográfico de declinación magnética, meteorológicos, mareográficos, reconocimientos aéreos y acopio de muestras biológicas, geológicas y glaciológicas, entre otros trabajos. De esta manera se crean las bases para una futura expansión de la actividad antártica la cual llega con la campaña de 1946-1947, donde se crea el destacamento Melchior y se realiza un vuelo de reconocimiento hasta mas allá del Círculo Polar al mando del contralmirante Gregorio Portillo.

En 1950 el Observatorio de Orcadas pasó a jurisdicción de la Fuerza Aérea y en 1952 a la del Ministerio de Marina, siendo operado como Destacamento Naval Orcadas (decreto N° 13.714 del 23 de diciembre de 1952), denominación que actualmente mantiene).

Hoy en día, las autoridades provinciales residen en Ushuaia y el Gobernador designa anualmente su delegado para la región antártica, quien representa así

al poder civil de la zona. Cabe aclarar que esta es la única región natural de la República Argentina, y que la subdivisión subregional contiene distritos. E aquí, la Figura 1.3.1, un mapa con la división actual de la Región Austral:

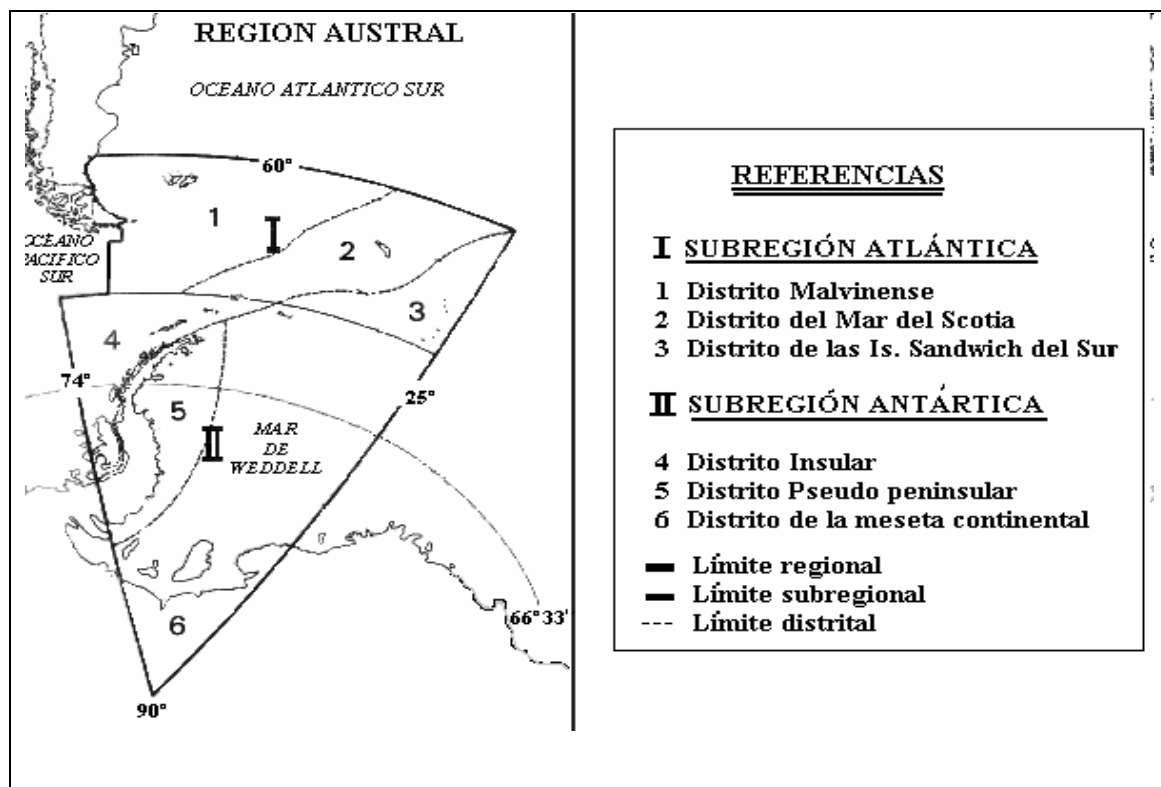


Figura 1.3.1. Mapa con la división actual de la Región Austral

División Política Actual.

Por más que hoy en día existan bases de numerosas naciones distintas, solo siete de ellas reclaman parte del territorio como propia. La configuración se puede ver en la siguiente Figura 1.3.2:

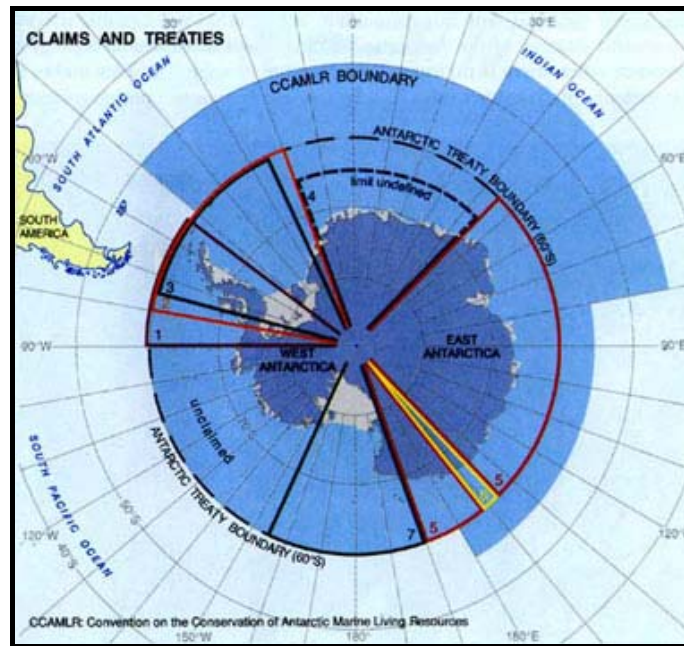


Figura 1.3.2. División política actual

- 1.-Chile
- 2.-Gran Bretaña
- 3.-Argentina
- 4.- Noruega
- 5.-Australia
- 6.-Francia
- 7.-Nueva Zelanda

Por otro lado, además de las bases argentinas, existen unas 32 bases permanentes de 18 países distintos. Estas son:

- 1.- Alemania: Neumayer.
- 2.-Australia: Mawson, Davis y Casey.
- 3.- Brasil: Comandante Ferraz.
- 4.-Corea del Sur: King Seyong
- 5.-Chile: Libertador General Bernardo O'Higgins, Presidente Eduardo Frei, Capitán Arturo Prat y Profesor Julio Escudero.
- 6.-China: Great Wall, ZhongShan.

- 7.- España: Juan Carlos I.
- 8.- Estados Unidos: Palmer, Amundsen-Scott, McMurdo.
- 9. - Francia: Dumont D´Urville.
- 10. - Gran Bretaña: Bird Island Field Station, Halley Research Station, Rothera.
- 11.- India: Maitri.
- 12.- Japón: Syowa y Dome Fuji.
- 13.- Nueva Zelanda: Scott.
- 14.- Polonia: Arctowski.
- 15.- Rusia: Novolazarevskaya, Molodezhanya, Mirny y Bellingshausen.
- 16.- Sudáfrica: Sanae.
- 17.- Ucrania: Vernadsky.
- 18.- Uruguay: Artigas.

1.4. BASES ARGENTINAS EN LA ANTÁRTIDA.



Figura 1.4. Bases Argentinas en la Antártica

En la actualidad, la República Argentina cuenta con un total de 13 bases en la Antártica, las mismas se pueden observar en la Figura 1.4. De las anteriormente nombradas bases, 6 operan permanentemente (los 365 días del año), mientras que las otras 7 operan en determinados momentos del año. Estas últimas son Cámara, Decepción, Primavera, Melchior, Brown, Petrel, Matienzo y Sobral, y no serán tenidas en cuenta para este estudio. Por otro lado, las bases Jubany, Esperanza, Marambio, San Martín, Orcadas y Belgrano II (la Belgrano original fue instalada en 1955, pero fue remplazada por la actual en 1979) son bases permanentes, o sea, están en constante operación los 365 días del año.

Base Jubany



Su ubicación es 62° 14' S, 58° 40' W. Fue fundada en febrero de 1982, y en 1994 se instaló allí el laboratorio Dallman. Es por ello que esta base es donde se realizan la mayor cantidad de investigaciones sobre ecología y biología (De la Vega, S., 2002). En el invierno tiene una dotación promedio de 20 personas, mientras que en el verano puede alcanzar picos de 100 personas. En la actualidad no posee pistas de aterrizaje, por lo tanto la logística de la base se resuelve mediante el barco rompehielos Almirante Irizar, o realizando conexiones aéreas con la base Marambio, a partir de un avión (Twin Otter) que aterriza en los glaciares con la ayuda de unos patines.

Base Esperanza



Su ubicación es 63° 24' S, 57° 00' W. Fundada en 1952, en 1978 se la dota con la escuela provincial N° 38 Julio Argentino Roca y en 1979 se instala una emisora radial. La estación ocupa 43 edificios, teniendo capacidad para unos 1100 turistas durante el verano. Su importancia estratégica radica en que representa la puerta de entrada a la Península Antártica, situada frente a una bahía con fondeadero donde los buques pueden encontrar refugio en ella. Su dotación científica ronda las 55 personas en invierno, mientras que alcanza las 90 personas en los meses de verano. El factor logístico es resuelto de manera similar a la base Jubany, ya que, como aquella, tampoco posee pista de aterrizaje.

Base Marambio



Su ubicación es 64° 14' S, 56° 37' W. Fue fundada en Octubre de 1969 y es operada desde entonces por la fuerza aérea Argentina. Cuenta con una pista de aterrizaje de 1200 metros de longitud, operable durante todo el año, siendo de gran valor estratégico para el aprovisionamiento de las demás bases antárticas. La base cuenta con una estación meteorológica permanente desde donde se monitorea el nivel de ozono estratosférico cuyos datos son recibidos

satelitalmente por la Organización Meteorológica Mundial. Su dotación invernal está estimada en 55 personas, mientras que la dotación estival promedio es de 150 personas.

Base San Martín



Su ubicación es 68° 08' S, 67° 06' W. Fue fundada en 1951, siendo esta la primera base fundada por el ejército Argentino. La base cuenta con un laboratorio (LASAN) del IAA y una estación meteorológica. La importancia de esta base reside en que es la primera instalación argentina ubicada debajo del Círculo Polar y en que se conecta por modo terrestre, marítimo y aéreo con el resto de las instalaciones antárticas.

Asimismo, es muy relevante porque permite el control de la parte central de la Península Antártica y porque está ubicada contiguamente al cordón montañoso de la Península Antártica, en el que se ha localizado cobre y se espera encontrar otros minerales metalíferos. La dotación de esta base es bastante constante alrededor del año, y es de unas 20 personas.

Base Orcadas



Su ubicación es 60° 44' S, 44° 44' W. Esta es la primera base argentina en la Antártida, comprada al gobierno británico en 1904. Su estructura posee en la actualidad 11 edificios distintos. En esta base se realizan estudios sobre glaciología continental y marina, y sismología además de las observaciones meteorológicas que se llevan a cabo. Su dotación es de unas 14 personas en invierno, y de unas 45 en verano entre personal científico y logístico.

Base Belgrano II



Su ubicación es 77° 52' S, 34°37' W, siendo la más austral de todas nuestras bases. Fue fundada en 1979, con la finalidad de continuar con las investigaciones científicas en desarrollo que realizaba la antigua base Belgrano, erigida en 1955, que en 1980 debió ser desactivada ya que estaba por desprenderse la parte de la barrera de los hielos Filchner en la cual estaba emplazada. Desde esta base partieron las dos expediciones que lograron

llegar al Polo Sur. Esta base no cuenta con pista aérea, por lo tanto sus problemas logísticos se solucionan mediante vías marítimas y terrestres. Desde esta base salen los científicos durante los meses de Septiembre a Diciembre a la base Sobral, donde se produce la más baja concentración de ozono. Para cubrir este recorrido de 400 Km. se utilizan vehículos pesados Snow Cat durante la primer mitad del recorrido, y luego vehículos livianos como motos para nieve. La dotación de la base es de 20 hombres alrededor del año. Es importante destacar (para razones energéticas) que posee cuatro meses de noche polar y un día de 4 meses.

1.5. TECNOLOGÍA DE USO ACTUAL

En la actualidad, todas las bases antárticas usan el mismo sistema de abastecimiento de energía, independientemente de la nacionalidad de la misma. Se utilizan generadores diesel que son alimentados con GOA (Gasoil Antártico), que es una mezcla entre gasoil convencional con JP1 y otros aditivos anticongelantes para hacerle frente a las bajas temperaturas del ambiente donde tiene que funcionar.

En lo que respecta a las bases Argentinas, ellas no son la excepción, ya que usan generadores diesel también (cabe aclarar que diesel o gasoil son distintas terminologías para lo mismo). Donde si hay variación de una base a la otra es en la marca de los generadores, la potencia instalada y el consumo de combustible. Todo esto queda detallado en la siguiente Tabla 1.5.1:

Base	Potencia Instalada [Kw.]	Consumo de Combustible (GOA) (miles de litros)	Marca
<i>Esperanza</i>	180	300	Caterpillar
<i>Marambio</i>	350	900	Caterpillar
<i>Jubany</i>	180	250	Caterpillar
<i>Orcadas</i>	180	250	Deutz
<i>Belgrano II</i>	70	85	Deutz
<i>San Martín</i>	70	85	Deutz

Tabla 1.5.1. Potencia y consumo por Base

Generadores Diesel



El generador diesel funciona como un motor térmico de combustión interna en el cual el encendido se logra por la temperatura elevada producto de la compresión del aire en el interior del cilindro. Fue inventado y patentado por Rudolfg Diesel en 1892.

Un generador diesel funciona mediante la ignición de la mezcla aire-gas sin chispa. La temperatura que inicia la combustión procede de la elevación de la presión que se produce en el segundo tiempo del motor, compresión. El combustible diesel se inyecta y se mezcla con el aire a alta temperatura y presión. Como resultado, la mezcla se quema muy rápidamente. Esta combustión ocasiona que el gas contenido en la cámara se expanda, impulsando el pistón hacia abajo. La biela transmite este movimiento al cigüeñal, al que hace girar, transformando el movimiento lineal del pistón en un movimiento de rotación.

Para que se produzca la auto inflamación es necesario emplear combustibles más pesados que los empleados en el generador de gasolina, empleándose la fracción de destilación del petróleo comprendida entre los 220 y 350°C, que recibe la denominación de gasóleo.

La principal ventaja de los motores diesel comparados con los motores a gasolina reside en su menor consumo de combustible, el cual es, además, más económico. Debido a la constante ganancia de mercado de los motores diesel en distintos sectores desde los años noventa, el precio del combustible tiende a acercarse a la gasolina debido al aumento de la demanda.

Desde un punto de vista mecánico, el ciclo del motor diesel de cuatro tiempos consta de las siguientes fases:

1. Admisión: con el pistón posicionado en el PMS (punto muerto superior) comienza la carrera descendente y al mismo tiempo se abre la válvula de admisión para llenar de aire limpio aspirado o forzado por un turbocompresor el cilindro, terminando este ciclo cuando el pistón llega al (PMI) y la válvula de admisión se cierra nuevamente.
2. Compresión: el pistón está en el punto muerto inferior (PMI) y empieza su carrera de ascenso, comprimiendo el aire contenido en el cilindro y logrando de esa forma un núcleo de aire caliente en la cámara de combustión por el efecto adiabático.
3. Trabajo: cuando el pistón está a punto de llegar al punto muerto superior (PMS) se inicia la inyección de combustible a alta presión. En este momento se mezclan las partículas de gasóleo pulverizado con el núcleo de aire caliente y se produce el encendido y la consiguiente expansión de gases por la combustión del gasóleo, moviendo el pistón desde el PMS hacia el PMI y generando trabajo.
4. Escape: concluida la fase de trabajo y habiendo llegado el pistón al (PMI), se abre la válvula de escape al mismo tiempo que el pistón empieza su carrera hacia el PMS y elimina hacia el conducto de escape los gases producidos por la combustión en el cilindro. Ver Figura 1.5.1

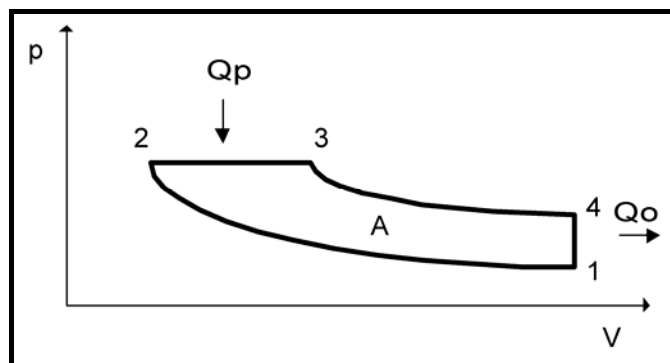


Figura 1.5.1. Ciclo Diesel

Por lo general los generadores pueden ser de inducción o síncronos.

Generadores de inducción:

Los generadores de inducción presentan un rotor llamado rotor de jaula de ardilla el cual consta de barras cortocircuitadas tal como muestra la Figura 1.5.2:



Figura 1.5.2 Rotor de jaula de ardilla

Si se hace girar al generador de inducción el estator inducirá corrientes en el rotor y con esto se generara electricidad.

Una característica importante de los generadores de inducción es la variable llamada deslizamiento que la diferencia entre la velocidad de giro versus la velocidad de sincronismo.

Generadores síncronos:

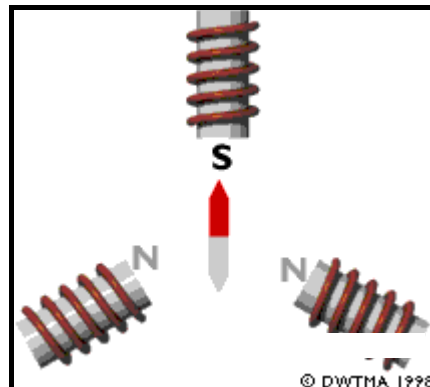


Figura 1.5.3 Generadores síncronos

Los Generadores síncronos, en la Figura 1.5.3, son llamados así por que la frecuencia que inducen es proporcional a la velocidad de giro del rotor, el rotor debe estar excitado con corriente continua o con un imán.

Diesel

El gasóleo, también denominado gasoil o diesel, es un líquido de color blanuzco o verdoso, y de densidad sobre 850 kilogramos por metro cúbico, compuesto fundamentalmente por parafinas y utilizado principalmente como combustible en motores diesel y en calefacción.

Cuando es obtenido de la destilación del petróleo se denomina petrodiesel, y cuando es obtenido a partir de aceites vegetales se denomina biodiesel.

2.- PLANTEO DEL PROBLEMA.

El problema a resolver es concretamente uno: satisfacer la demanda energética de las bases científicas argentinas permanentes en la Antártida de una manera optimizada.

Esta solución deber ser, ante nada, *eficaz*, ya que los aparatos eléctricos utilizados en las bases son completamente necesarios; *confiables*, ya que no se pueden tolerar fallas de ningún tipo, debido a la necesidad permanente de los mismos; *limpia*, por tratarse de un continente con altos estándares ecológicos; *económicamente eficiente*, con un costo que se mantenga dentro de los límites tolerables para la envergadura del proyecto; y garantizar el *abastecimiento constante* del recurso que utilice para la generación.

Como se mostró anteriormente, en la actualidad se utilizan generadores Diesel en las bases. Estos son eficaces y confiables, pero distan mucho de ser “limpios”, ya que sus emisiones son contaminantes, y el combustible utilizado tiene un potencial de contaminación en caso de derrames (se tienen que contratar seguros contra derrames, aumentando su costo). Se lo considera económicamente eficiente, aunque siempre es “bienvenida” una reducción en los costos. El abastecimiento constante es garantizado siempre y cuando los buques puedan llegar hasta las bases. En casos de contingencias como retrasos, existen reservas como para soportarlos en un corto plazo, pero no largo. Por lo tanto se puede concluir que siempre y cuando las bases estén conectadas al continente americano estarán abastecidas, pero en caso contrario no. Por otro lado, esta “conexión” aumenta considerablemente los costos, ya que se calcula que se consumen aproximadamente la misma cantidad de litros en las bases para generación que en el buque y pequeñas embarcaciones para el transporte del mismo (alrededor de 2.000.000 de litros de GOA por año). Todo esto represente un 35 % del presupuesto anual destinado a las bases antárticas.

3.- RELEVAMIENTO DE TECNOLOGÍAS

Generación de energía eléctrica.

Desde los principios de la civilización, la humanidad ha usado alguna forma artificial de energía en todas sus actividades. El tiro de arado con animales, el caballo para el acarreo y el transporte aprovechaban la energía animal. Los troncos con los que en el principio se transportaban aprovechaban la energía hidráulica de los ríos. Con el tiempo el hombre fue aprendiendo gradualmente a aprovechar otras fuentes de energía que le brindaba la naturaleza y en la época moderna aparecieron diferentes formas mas sofisticadas de aprovecharla en montajes más complejos.

La primer forma útil de energía para el hombre fue la energía calórica y casi inmediatamente después la energía mecánica. Posteriormente, al descubrirse la energía eléctrica y sus ventajas para su transporte y utilización ésta pasó a ser una de las presentaciones más importantes de energía para el hombre.

El hombre primitivo estaba usando una propiedad que tiene la energía de transformarse de una forma a otra. Lo que hacía inconscientemente, y ahora el hombre moderno lo hace intencionalmente, es transformar un tipo de energía que le brinda la naturaleza, en un tipo de energía útil, o energía que le permite realizar algún tipo de trabajo. Modernamente se la reconoce como energía útil a cualquier tipo que sea posible convertir completamente en trabajo.

La generación de energía eléctrica consiste, en términos generales, en transformar alguna clase de energía no eléctrica, sea esta química, térmica, mecánica, etc., en energía eléctrica mediante distintas técnicas.

Para la generación de energía eléctrica se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, de distinto tamaño según la demanda a satisfacer. Éstas son las que ejecutan alguna de las transformaciones citadas y constituyen el primer escalón en el sistema de suministro eléctrico.

Tipos de centrales generadoras.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada en cada caso, las centrales generadoras se clasifican en:

- Térmicas
- Hidroeléctricas
- Nucleares
- Eólicas
- Solares termoeléctricas
- Solares fotovoltaicas
- Geotérmicas

No obstante la gran variedad de tipos indicados, la mayor parte de la energía generada en el mundo en la actualidad proviene de los tres primeros tipos de centrales nombrados (térmicas, hidroeléctricas y nucleares).

Excepto por las centrales de generación solares fotovoltaicas, el resto de las centrales tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador, movido mediante una turbina que será distinta según el tipo de energía primaria utilizada.

Por otro lado, en las centrales fotovoltaicas, la corriente obtenida es continua y para su utilización es necesaria su conversión en alterna, mediante el empleo de distintos dispositivos denominados inversores u onduladores.

A continuación se presenta un análisis mas detallado de cada una de las centrales generadoras de energía eléctrica.

3.1. CENTRALES TÉRMICAS.

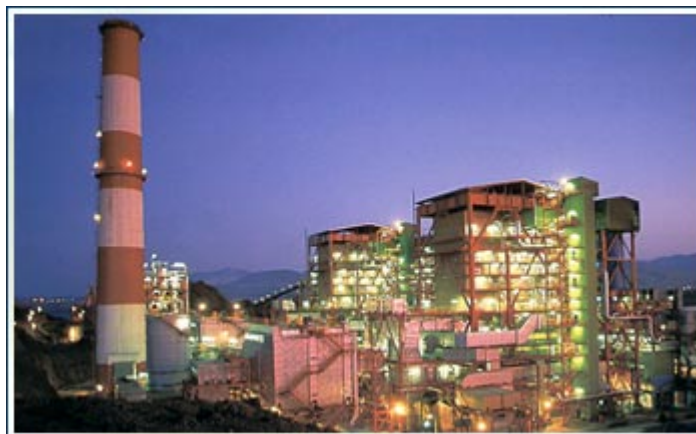


Figura 3.1.1. Central Térmica de Aboño, España.

Una central termoeléctrica (o térmica), como la vista en la Figura 3.1.1, es una instalación industrial empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de algún combustible fósil como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

Es una instalación en donde la energía mecánica que se necesita para mover el rotor del generador y, por lo tanto, obtener la energía eléctrica, se obtiene a partir del vapor formado al hervir el agua en una caldera. El vapor generado tiene una gran presión, y se hace llegar a las turbinas para que en su expansión sea capaz de mover los alabes de las mismas.

Hoy en día existen dos tipos de centrales termoeléctricas, las clásicas y las de ciclo combinado.

Centrales Termoeléctricas Clásicas.

Se denominan centrales termoeléctricas clásicas o convencionales a aquellas centrales que producen energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuel-oil o gas en una caldera diseñada para tal efecto. El apelativo de “clásicas” o “convencionales” sirve para diferenciarlas de otros tipos de centrales termoeléctricas (nucleares y solares, por ejemplo), las cuales generan electricidad a partir de un ciclo termodinámico, pero mediante fuentes de energéticas distintas de los combustibles fósiles empleados en la producción de energía eléctrica desde hace décadas y, sobre todo, con tecnologías diferentes y mucho mas recientes que las de las centrales termoeléctricas clásicas.

Independientemente de cuál sea el combustible fósil que utilicen (fuel-oil, carbón o gas), el esquema de funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas clásicas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según sea el tipo de combustible empleado.

Una central termoeléctrica clásica posee, dentro del propio recinto de la planta, sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza (parque de carbón, depósitos de fuel-oil) para asegurar que se dispone permanentemente de una adecuada cantidad de éste. Si se trata de una central termoeléctrica de carbón (hulla, antracita, lignito, etc.) es previamente triturado en molinos pulverizadores hasta quedar convertido en un polvo muy fino para facilitar su combustión. De los molinos es enviado a la caldera de la central mediante chorro de aire precalentado.

Si es una central termoeléctrica de fuel-oil, éste es precalentado para que fluidifique, siendo inyectado posteriormente en quemadores adecuados a este tipo de combustible.

Si es una central termoeléctrica de gas, los quemadores están concebidos especialmente para quemar dicho combustible.

Hay, por último, centrales termoeléctricas clásicas cuyo diseño permite quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, carbón o fuel-oil, etc.). Reciben el nombre de centrales termoeléctricas mixtas.

Una vez en la caldera, los quemadores provocan la combustión del carbón, fuel-oil o gas, generando energía calorífica. Esta convierte a su vez, en vapor a alta temperatura el agua que circula por una extensa red formada por miles de tubos que tapizan las paredes de la caldera. Este vapor entra a gran presión en la turbina de la central, la cual consta de tres cuerpos –de alta, media y baja presión, respectivamente- unidos por un mismo eje.

En el primer cuerpo (alta presión) hay centenares de alabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee asimismo centenares de alabes pero de mayor tamaño que los anteriores. El de baja presión, por último, tiene alabes aún mas grande que los precedentes. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que este va perdiendo presión progresivamente, por lo cual los alabes de la turbina se hacen de mayor tamaño cuando se pasa de un cuerpo a otro de la misma. Hay que advertir, por otro lado, que este vapor, antes de entrar en la turbina, ha de ser cuidadosamente deshumificado. En caso contrario, las pequeñísimas gotas de agua en suspensión que transportaría serían lanzadas a gran velocidad contra los alabes, actuando como si fueran proyectiles y erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles.

El vapor de agua a presión, por lo tanto, hace girar los alabes de la turbina generando energía mecánica. A su vez, el eje que une a los tres cuerpos de la turbina (de alta, media y baja presión) hace girar al mismo tiempo a un alternador unido a ella, produciendo así energía eléctrica. Esta es vertida a la red de transporte a alta tensión mediante la acción de un transformador.

Por su parte, el vapor –debilitada ya su presión- es enviado a unos condensadores. Allí es enfriado y convertido de nuevo en agua. Esta es conducida otra vez a los tubos que tapizan las paredes de la caldera, con lo cual el ciclo productivo puede volver a iniciarse.

Esquema de Funcionamiento de una Central Termoeléctrica Clásica.

El funcionamiento de una central termoeléctrica es el siguiente (ver Figura 3.1.2.): el combustible está almacenado en los parques adyacentes de la central, en el caso del carbón, desde donde es transportado mediante cintas transportadoras hasta el molino para ser triturado. Una vez pulverizado se inyecta, mezclado con aire caliente a presión, en la caldera para su combustión. Distinto es el caso para los otros combustibles, que son calentados y bombeados desde los distintos almacenes hasta entrar a las calderas.

Dentro de la caldera se produce el vapor que acciona los alabes de los cuerpos de las turbinas de alta, media y baja presión, haciendo girar el rotor de la turbina que se mueve solidariamente con el rotor del generador donde se produce la energía eléctrica, la cual es transportada mediante líneas de transmisión a alta tensión a los distintos centros de consumo.

Después de accionar las turbinas, el vapor pasa a la fase líquida en el condensador. El agua obtenida por la condensación del vapor se somete a diversas etapas de calentamiento y se inyecta de nuevo en la caldera en las condiciones de presión y temperatura más adecuadas para obtener el máximo rendimiento del ciclo.

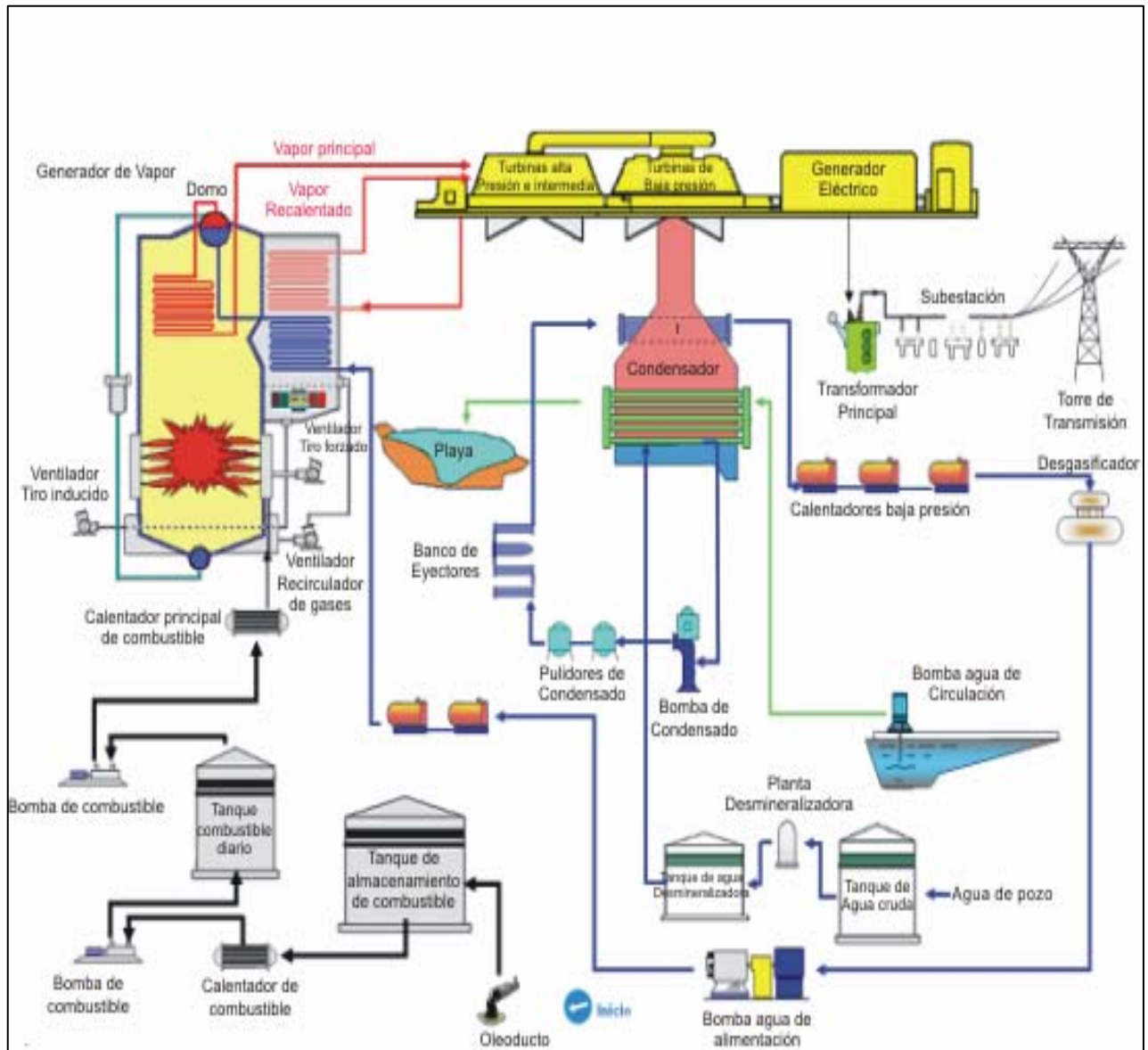


Figura 3.1.2. Esquema de Funcionamiento de una Central Termoeléctrica Clásica

El sistema de agua de circulación que refrigera el condensador puede operarse en circuito cerrado, trasladando el calor extraído del condensador a la atmósfera mediante torres de refrigeración, o descargando dicho calor directamente al mar o río.

Para minimizar los efectos de la combustión de carbón sobre el medio ambiente, la central posee una chimenea de gran altura –las hay de más de 300 metros-, que dispersa los contaminantes en las capas altas de la atmósfera, y las precipitadores que retienen buena parte de los mismos en el interior de la propia central.

Para interiorizarse más sobre las turbinas de generación termoeléctrica, véase el Anexo 1.

Centrales Termoeléctricas de Ciclo Combinado

En la actualidad se están construyendo centrales termoeléctricas de las denominadas de ciclo combinado, que son un tipo de central que utiliza gas natural, gasóleo o incluso carbón preparado como combustible para alimentar una turbina de gas. Como los gases tienen todavía una temperatura muy alta, se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoeléctrica clásica.

Como la diferencia de temperatura se produce entre la combustión y los gases de escape es más alta que en el caso de una turbina de gas o una de vapor, se consiguen rendimientos muy superiores, del orden del 55%.

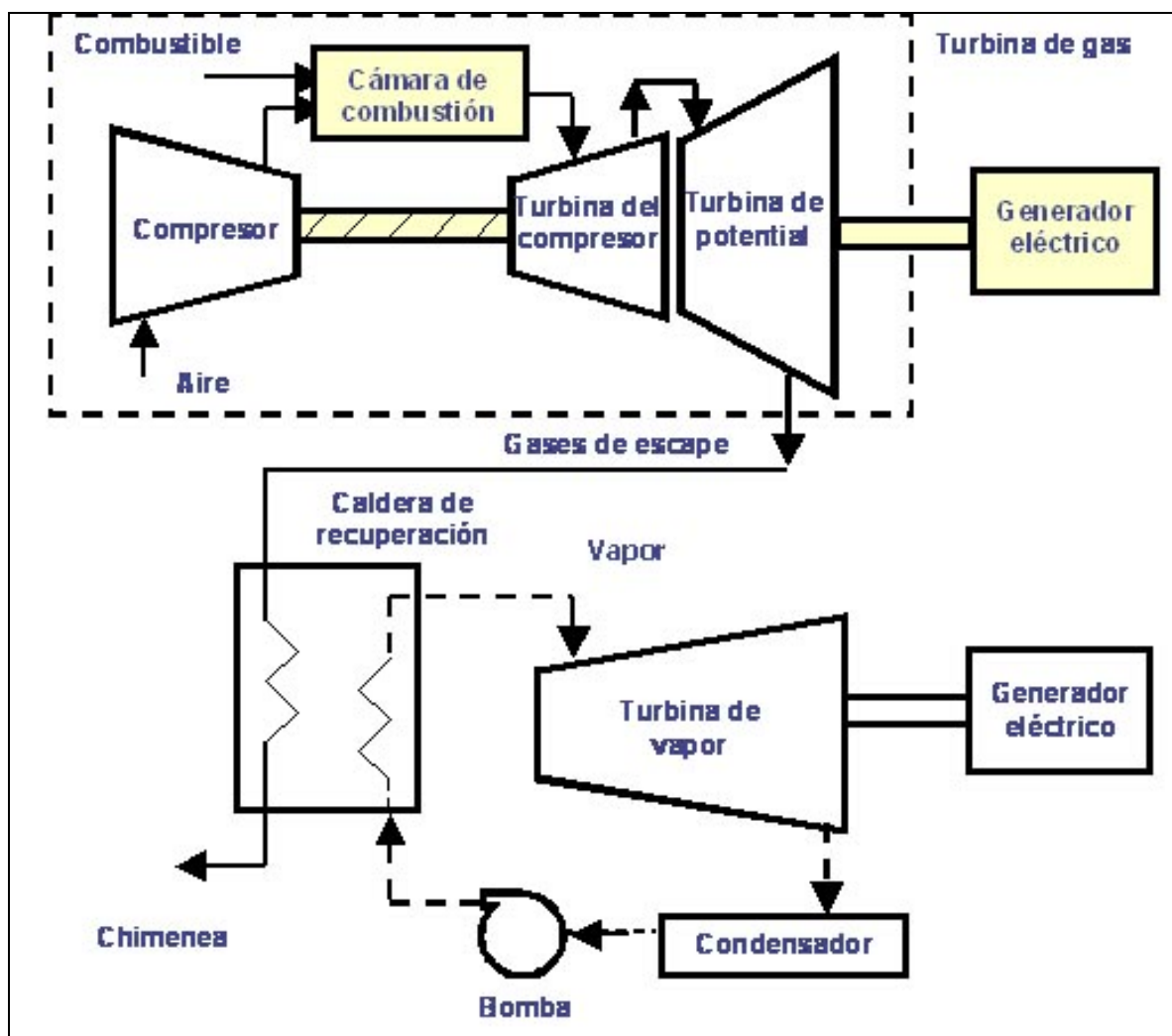


Figura 3.1.3. Esquema de una Central Termoeléctrica de ciclo combinado

Ciclo Combinado

En la generación de energía eléctrica se denomina ciclo combinado a la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido

de trabajo es vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión.

En una central eléctrica el ciclo de gas genera energía eléctrica mediante una turbina de gas y el ciclo de vapor de agua lo hace mediante una o varias turbinas de vapor. El principio sobre el cual se basa es utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina de gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor de la turbina de vapor. La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtiene un rendimiento 50% superior al rendimiento de una central de ciclo único.

Consiguiendo aumentar la temperatura de entrada en turbina de gas de los gases de escape, se obtienen rendimientos de la turbina de gas cercanos al 60%, exactamente 57,3% de las más modernas turbinas Siemens. Este rendimiento implica una temperatura de salida de gases de unos 1350° C. El límite actualmente es la resistencia a soportar esas temperaturas por parte de los materiales cerámicos empleados en el recubrimiento interno de las cámaras de combustión de esas turbinas.

Las centrales de ciclo combinado son, como todas ellas, contaminantes para el medio ambiente y para los seres vivos, incluidas las personas, por los gases tóxicos que expulsan al ambiente. No obstante es la que menos contamina de todas las industrias de producción de electricidad por quema de combustible fósil. Básicamente las emisiones son de CO₂. Las emisiones de NO_x y SO₂ son insignificantes, no contribuyendo por tanto a formación de lluvia ácida.

Centrales Termoeléctricas y el Medio Ambiente

Para evitar que el funcionamiento de las centrales termoeléctricas pueda dañar el entorno natural, estas plantas llevan incorporados una serie de sistemas y elementos que afectan a la estructura de las instalaciones, como es el caso de las torres de refrigeración.

La incidencia de este tipo de centrales sobre el medio ambiente se produce por la emisión de residuos a la atmósfera (procedentes de la combustión del combustible) y por vía térmica, (calentamiento de las aguas de los ríos por utilización de esta agua para la refrigeración en circuito abierto).

Por lo que se refiere al primero de los aspectos citados, esa clase de contaminación ambiental es prácticamente despreciable en el caso de las centrales termoeléctricas de gas y escasa en el caso de las de fuel-oil, pero exige, sin embargo, la adopción de importantes medidas en las de carbón. La combustión del carbón, en efecto, provoca la emisión al medio ambiente de partículas y ácidos de azufre. Para impedir que estas emisiones puedan perjudicar al entorno de la planta, dichas centrales poseen chimeneas de gran altura –se están construyendo chimeneas de mas de 300 metros- que dispersan dichas partículas en la atmósfera, minimizando su influencia. Además, poseen filtros electrostáticos o precipitadores que retienen buena parte de las partículas volátiles en el interior de la central. Por lo que se refiere a las centrales fuel-oil, su emisión de partículas sólidas es muy inferior, y puede

ser considerada insignificante. Sólo cabe tener en cuenta la emisión de hollines ácidos –neutralizados mediante la adición de neutralizantes de la acidez- y la de óxidos de azufre –minimizada por medio de diversos sistemas de purificación-.

En cuanto a la contaminación térmica, ésta es combatida especialmente a través de la instalación de torres de refrigeración. Como se señalaba anteriormente, el agua que utiliza la central, tras ser convertida en vapor y empleada para hacer girar la turbina, es enfriada en unos condensadores para volver posteriormente a los conductos de la caldera. Para efectuar la operación de refrigeración, se emplean las aguas de algún río cercano o del mar, a las cuales se transmite el calor incorporado por el agua de la central que pasa por los condensadores. Si el caudal del río es pequeño, y a fin de evitar la contaminación térmica, las centrales termoeléctricas utilizan sistemas de refrigeración en circuito cerrado mediante torres de refrigeración.

En este sistema, el agua caliente que proviene de los condensadores entra en la torre de refrigeración a una altura determinada. Se produce en la torre un tiro natural ascendente de aire frío de manera continua. El agua, al entrar en la torre, cae por su propio peso y se encuentra en su caída con una serie de rejillas dispuestas de modo que la pulverizan y la convierten en una lluvia muy fina. Las gotas de agua, al encontrar en su caída la corriente de aire frío que asciende por la torre, pierden su calor. Por último, el agua así enfriada vuelve a los condensadores por medio de un circuito cerrado y se continua el proceso productivo sin daño alguno para el ambiente.

Cabe mencionar, por último, que diversos países están desarrollando proyectos de investigación que permiten aprovechar las partículas retenidas en los precipitadores y los efluentes térmicos de estas centrales de manera positiva. Así, se estudia la posibilidad de emplear cenizas volantes, producidas por la combustión del carbón, como material de construcción o para la recuperación del aluminio en forma de alúmina. Y se utilizan los efluentes térmicos de estas plantas para convertir en zonas cultivables extensiones de terrenos que antes no lo eran, o para la cría de determinadas especies marinas, cuya reproducción se ve favorecida gracias al aumento de la temperatura de las aguas en las que se desarrollan.

Ventajas de la Central Termoeléctrica.

-Una central termoeléctrica clásica posee, dentro del propio recinto de la planta, sistemas de almacenamiento del combustible que utiliza para asegurar que se dispone permanentemente de una adecuada cantidad de éste.

-Muchas de las centras termoeléctricas están diseñadas para permitir quemar indistintamente combustibles fósiles diferentes (carbón o gas, carbón o fuel-oil, etc.)

-El sistema de agua de circulación que refrigera el condensador puede operarse en circuito cerrado, trasladando el calor extraído del condensador a la

atmósfera mediante torres de refrigeración, o descargando dicho calor directamente al mar o al río.

-Para minimizar los efectos de la combustión de carbón sobre el medio ambiente, la central posee una chimenea de gran altura, que dispersa los contaminantes en las capas altas de la atmósfera, y precipitadores que retienen buena parte de los mismos en el interior de la propia central.

-Para evitar que el funcionamiento de las centrales termoeléctricas clásicas pueda dañar el entorno natural, estas plantas llevan incorporados una serie de sistemas y elementos que afectan a la estructura de las instalaciones, como es el caso de las torres de refrigeración.

Desventajas de las centrales termoeléctricas.

-La incidencia de este tipo de centrales sobre el medio ambiente se produce por la emisión de residuos a la atmósfera (procedentes de la combustión del combustible) y por vía térmica, (calentamiento de las aguas de los ríos por utilización de esta agua para la refrigeración en circuito abierto).

-La combustión del carbón provoca la emisión al medio ambiente de partículas y ácidos de azufre.

3.2. CENTRALES HIDROELÉCTRICAS.



Figura 3.2.1. Represa del Gurí, Venezuela.

Energía Hidráulica

Se denomina energía hidráulica o hídrica a aquella que se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente de ríos, saltos de agua o mareas. Es un tipo de energía verde.

Se puede transformar a muy diferentes escalas, existiendo desde hace siglos pequeñas explotaciones en las que la corriente de un río mueve un rotor de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos rurales. Sin embargo, la utilización más significativa la constituyen las centrales hidroeléctricas.

El origen de la energía hidráulica está en el ciclo hidrológico de las lluvias, en la evaporación solar y la climatología, que remontan grandes cantidades de agua a zonas elevadas de los continentes alimentando los ríos. Este proceso está originado, de manera primaria, por la radiación solar que recibe la Tierra.

Estas características hacen que sea significativa en regiones donde existe una combinación adecuada de lluvias, desniveles geológicos y orografía favorable para la construcción de represas.

La energía hidráulica tiene la cualidad de ser renovable, pues no agota la fuente primaria al explotarla, y es limpia, ya que no produce en su explotación sustancias contaminantes de ningún tipo. Sin embargo, el impacto medioambiental de las grandes presas, por la severa alteración del paisaje e, incluso, la inducción de un microclima diferenciado en su emplazamiento, ha desmerecido la bondad ecológica de este concepto en los últimos años.

Al mismo tiempo, la madurez de la explotación hace que en los países desarrollados no queden apenas ubicaciones atractivas por desarrollar nuevas centrales hidroeléctricas, por lo que esta fuente de energía, que aporta una cantidad significativa de la energía eléctrica en muchos países no permite un desarrollo adicional excesivo.

Centrales

Una central hidroeléctrica es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central.

El agua es conducida mediante una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde, mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la generación de energía eléctrica en alternadores.

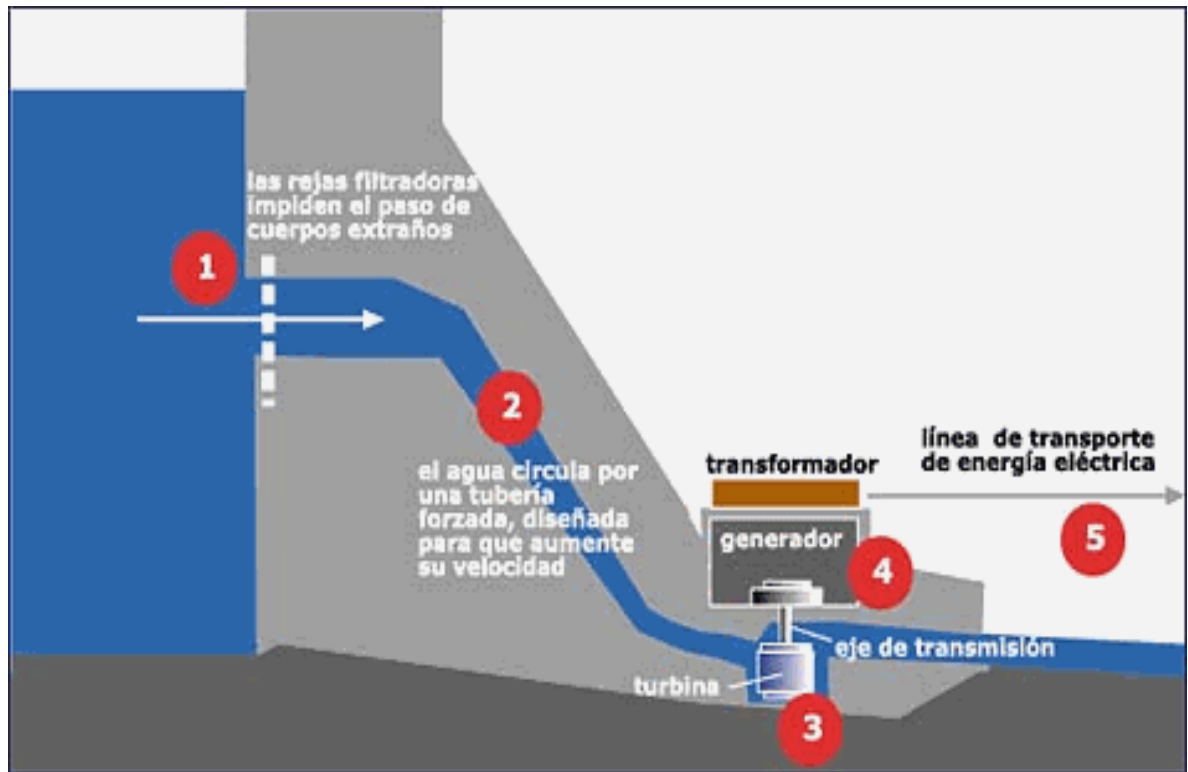


Figura 3.2.2. Esquema de una central hidroeléctrica

Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:

- la potencia, que es función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio aguas debajo de la usina, y del caudal máximo turbilante, además de las características de la turbina y del generador.
- La energía garantizada, en un lapso de tiempo determinado, generalmente un año, que es función del volumen útil del embalse, y de la potencia instalada.

La potencia de una central puede variar desde unos pocos megawatts (hasta 30 se consideran minicentrales) hasta cantidades mucho mayores como la mayor del mundo, Itaipú (Brasil-Paraguay), que tiene una potencia instalada de 14.000 MW, con un total de 20 turbinas.

Desde el punto de vista de su concepción arquitectónica, las centrales pueden ser clasificadas en:

- Centrales al aire libre, al pie de la presa, o relativamente alejadas de ella, y conectadas por medio de una tubería de presión.
- Centrales en caverna, generalmente conectadas al embalse por medio de túneles, tuberías en presión, o por la combinación de ambas.

Desde el punto de vista de cómo utilizan el agua para la generación, se pueden clasificar en:

- Centrales a filo de agua. También denominadas centrales de agua fluyente o de pasada, utilizan parte del flujo de un río para generar energía eléctrica. Operan en forma continua porque no tienen capacidad para almacenar agua, no disponen de embalse. Turbinan el agua disponible en el momento, limitadamente a la capacidad instalada. En estos casos las turbinas pueden ser el eje vertical, cuando el río tiene una pendiente fuerte u horizontal cuando la pendiente del río es baja.
- Centrales acopladas a uno o más embalses. Es el tipo más frecuente de central hidroeléctrica. Utilizan un embalse para reservar agua e ir graduando el agua que pasa por la turbina. Es posible generar energía durante todo el año si se dispone de reservas suficientes. Requieren, eso sí, de una mayor inversión.
- Centrales mareomotrices. Utilizan el flujo y reflujo de las mareas. Pueden ser ventajosas en zonas costeras donde la amplitud de la marea es amplia, y las condiciones morfológicas de la costa permiten la construcción de una presa que corta la entrada y la salida de la marea en una bahía. Se genera energía tanto en el momento del llenado como en el momento del vaciado de la bahía.
- Centrales mareomotrices sumergidas. Utilizan la energía de las corrientes submarinas. En 2002, en Gran Bretaña se implementó la primera de estas centrales a nivel experimental.
- Centrales que aprovechan el movimiento de las olas. Este tipo de central es objeto de investigación desde la década de los 80. A inicios de agosto de 1995, el "Ocean Swell Powered Renewable Energy (OSPREE)" implementó la primera central que utiliza la energía de las olas en el norte de Escocia. La potencia de esta central es de 2 MW. Lamentablemente duró poco tiempo, ya que fue destruida un mes más tarde por un temporal.

La modalidad con que se opera una central hidroeléctrica puede variar a lo largo de su vida útil. Las centrales pueden operar en régimen de:

- Generación de energía de base.
- Generación de energía en períodos de punta. Estas a su vez se pueden dividir en:
 - o centrales tradicionales
 - o centrales reversibles o de bombeo

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región, o país, tiene una variación a lo largo del día. Esta variación es función de muchos factores, entre los que se destacan:

- Tipos de industrias existentes en la zona, y turnos que estas realizan en su producción
- Tipo de cocina doméstica que se utiliza más frecuentemente
- Tipo de calentador de agua que se permite utilizar

- La estación del año
- La hora del día en que se considera la demanda

La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda, así, a medida que aumenta la potencia demandada deberá incrementarse el caudal turbinado, o iniciar la generación con unidades adicionales, en la misma central, e incluso iniciando la generación en centrales reservadas para estos períodos.

La potencia de una central hidroeléctrica se mide generalmente en Megavatios (MW) y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$N_e = 9,81 \times \eta_t \times \eta_g \times Q \times H \quad (3.2-1)$$

Donde:

- N_e = potencia en Kw.
- η_t = rendimiento de la turbina hidráulica (entre 0,75 y 0,90)
- η_g = rendimiento del generador eléctrico (entre 0,92 y 0,97)
- Q = caudal turbinable en m^3/s
- H = desnivel disponible en la presa entre aguas arriba y aguas abajo, en metros (m)

En una central hidroeléctrica se define:

- Potencia instalada: es la potencia nominal de los grupos generadores instalados en la central.
- Potencia media: la calculada mediante la fórmula de arriba considerando el caudal medio disponible y el desnivel medio disponible.

Para interiorizarse más en las turbinas hidráulicas y sus distintos tipos, véase el Anexo 2.

Impacto Ambiental potencial de una Central Hidráulica.

Los proyectos de las represas grandes causan cambios ambientales irreversibles en un área geográfica grande, y, por lo tanto, tienen el potencial para causar impactos importantes. Ha aumentado la crítica a estos proyectos durante la última década. Los críticos más severos reclaman que, como los beneficios valen menos que los costos sociales, ambientales y económicos, es injustificable construir represas grandes. Otros sostienen que se puede, en algunos casos, evitar o reducir los costos ambientales y sociales a un nivel aceptable, al evaluar cuidadosamente los problemas potenciales y la implementación de las medidas correctivas.

El área de influencia de una represa se extiende desde los límites superiores de captación del reservorio hasta el estero, la costa y el mar. Incluye la cuenca hidrográfica y el valle del río aguas debajo de la represa.

Si bien existen efectos ambientales directos de la construcción de una represa (problemas con el polvo, la erosión, el movimiento de tierras), los impactos mayores provienen del embalse del agua, la inundación de la tierra para formar el reservorio y la alteración del caudal del agua, más abajo. Estos efectos tienen impactos directos para los suelos, la vegetación, la fauna y las tierras silvestres, la pesca, el clima, y, especialmente, para las poblaciones humanas del área.

Los efectos indirectos de la represa, que, a veces, pueden ser peores que los directos, se relacionan con la construcción, mantenimiento y funcionamiento de la misma (los caminos de acceso, campamentos de construcción, líneas de transmisión de la electricidad) y el desarrollo de las actividades agrícolas, industriales o municipales, fomentadas por la represa.

Además de los efectos ambientales directos e indirectos de la construcción de la represa, deberán ser considerados los efectos que el medio ambiente produce en la represa. Los principales factores ambientales que afectan el funcionamiento y la vida de la represa son causados por el uso de la tierra, el agua y los otros recursos del área de captación encima del reservorio (la agricultura, la colonización, el desbroce del bosque) y éste puede causar mayor acumulación de limos y cambios en la calidad del agua del reservorio y del río, aguas abajo.

Los beneficios de la represa son: se controlan las inundaciones y se provee un afluente de agua más confiable y de más alta calidad para el riego, y el uso doméstico e industrial. Además, las represas pueden crear alternativas para las actividades que tienen el potencial para causar impactos negativos mayores. La energía hidroeléctrica, por ejemplo, es una alternativa para la energía termoeléctrica a base de carbón, o la energía nuclear. La intensificación de la agricultura, localmente, a través del riego, puede reducir la presión sobre los bosques, los hábitats intactos de la fauna, y las otras áreas que no sean idóneas para la agricultura. Asimismo, las represas pueden crear una industria de pesca, y facilitar la producción agrícola en el área, aguas abajo del reservorio, que, en algunos casos, puede más que compensar las pérdidas sufridas en estos sectores, como resultado de su construcción.

Uno de los efectos importantes a estudiar, es el efecto hidrológico. Al represar un río y crear una laguna, se cambia profundamente la hidrología y limnología del sistema fluvial. Se producen cambios dramáticos en el flujo, la calidad, cantidad y uso del agua, los organismos bióticos y la sedimentación de la cuenca del río.

La descomposición de la materia orgánica de las tierras inundadas enriquece los alimentos del reservorio. Los fertilizantes empleados aguas arriba se suman a los alimentos que se acumulan y se reciclan en el reservorio. Esto soporta no solamente la pesca, sino también el crecimiento de las hierbas acuáticas, como nenúfares y jacintos de agua. Las esteras de las hierbas y algas pueden constituir molestias costosas, si obstruyen las salidas de la represa y los canales de riego, destruyen la pesca, limitan la recreación,

aumentan los costos de tratamiento del agua, impiden la navegación y aumentan sustancialmente las pérdidas de agua a causa de la transpiración.

Si el terreno inundado tiene muchos árboles y no se limpia adecuadamente antes de inundarlo, la descomposición de esta vegetación agotará los niveles de oxígeno en el agua. Esto afecta la vida acuática, y puede causar grandes pérdidas de pescado. Los productos de descomposición anaeróbica incluyen el sulfuro de hidrógeno, que es nocivo para los organismos acuáticos y corroe las turbinas de la represa, y el metano, que es un gas de invernadero. El dióxido de carbono, el gas principal que se produce, también exacerba los riesgos de invernadero.

Las partículas suspendidas que trae el río se asientan en el reservorio, limitando su capacidad de almacenamiento y su vida útil, privando el río de los sedimentos, aguas abajo. Muchas áreas agrícolas de los terrenos aluviales han dependido siempre de los limos ricos en alimentos para sostener su productividad. Como el sedimento ya no se deposita aguas abajo, en el terreno aluvial, esta pérdida de alimentos deberá ser compensada mediante insumos de fertilizantes para mantener la productividad agrícola. La liberación de las aguas libres de sedimentos puede lavar los lechos aguas abajo. Sin embargo, la sedimentación del reservorio produce agua de más alta calidad para riego, y consumo industrial y humano.

Los efectos adicionales de los cambios en la hidrología de la cuenca del río incluyen variaciones en el nivel freático aguas arriba y abajo del reservorio, y problemas de salinización. Estos tienen impactos ambientales directos y afectan a los usuarios aguas abajo.

Por otro lado, teniendo en cuenta la magnitud de la zona de influencia de una represa, no se pueden desestimar los efectos sociales generados por la misma.

A menudo, la gente de la ciudad, los intereses agrícolas y las personas que viven lejos disfrutan de los beneficios de las represas, pero los que soportan la mayor parte de los costos ambientales y sociales se benefician en un grado menor, o directamente no se benefician. Al llenar el reservorio, se produce desplazamiento involuntario de cientos de miles de personas (en determinados proyectos), requiriendo un reajuste social profundo, no solamente de parte de ello, sino también de la gente ya establecida en las áreas de reasentamiento. Para las personas que permanecen en la cuenca del río, a menudo se restringe el acceso al agua, la tierra y los recursos bióticos. Se interrumpe la pesca artesanal y la agricultura tradicional (tipo recesión) de los terrenos aluviales, a causa de los cambios en el caudal y la reducción en el asentamiento de lodos. Los terrenos aluviales de muchos ríos tropicales son áreas enormes de gran importancia para la población humana y la de los animales. Al reducirse los terrenos aluviales, debe haber un cambio en el uso de la tierra, si no las poblaciones se verán obligadas a cambiarse de sitio. A menudo, se aumentan las enfermedades relacionadas con el agua (la malaria, la esquistomiasis, la oncocerciasis de otras personas al área, es decir, los trabajadores de la construcción, los jornaleros temporales para la agricultura y otras actividades inducidas por la represa, y por los campesinos que aprovechan el mayor

acceso al área gracias a los caminos, líneas de transmisión o mejor transporte fluvial). Las consecuencias de esto son problemas de salud, agobiamiento de los servicios públicos, competencia por los recursos, conflictos sociales e impactos ambientales negativos para la cuenca, el reservorio y el valle del río aguas abajo.

Como se dijo anteriormente, la pesca, usualmente, se deteriora. Esto es debido a los cambios en el caudal o temperatura del río, la degradación de la calidad del agua, la pérdida de los sitios de desove y las barreras que impiden la migración de los peces. Sin embargo, se crean recursos de pesca en el reservorio que, a veces, resultan más productivos que los que hubo anteriormente en el río.

En los ríos que tienen esteros biológicamente productivos, los peces y moluscos sufren debido a los cambios en el flujo y la calidad del agua. Las variaciones en el caudal de agua dulce y por tanto, en la salinidad del estero, cambia la distribución de las especies y los modelos de reproducción de los peces. Las variaciones en la cantidad de alimentos y el deterioro en la calidad del agua del río, pueden tener efectos profundos para la productividad del estero. Estos cambios pueden tener resultados importantes para las especies marinas que se alimentan o pasan parte de su ciclo vitalicio en el estero, o que son influenciadas por los cambios en la calidad de las áreas costaneras.

El mayor impacto para la fauna se originará en la pérdida de hábitat, que ocurre al llenar el reservorio y producirse los cambios en el uso del terreno de la cuenca. Pueden afectar los modelos de migración de la fauna, debido al reservorio y el desarrollo que se relaciona con éste. La caza ilegal y la erradicación de las especies consideradas como plagas agrícolas, clandestina actividad relacionada con el mismo, tienen un efecto más selectivo. La fauna y las aves acuáticas, los reptiles y los anfibios pueden prosperar gracias al reservorio.

Otro gran tema a tener en cuenta, es la amenaza sísmica que puede producir una central hidroeléctrica de gran tamaño. Los reservorios grandes pueden alterar la actividad tectónica. La probabilidad de que produzca actividad sísmica es difícil de predecir, sin embargo, se deberá considerar el pleno potencial destructivo de los terremotos, que pueden causar desprendimientos de tierra, daños a la infraestructura de la represa, y la posible falla de la misma.

Es importante a su vez el manejo de la cuenca hidrográfica. Es un fenómeno común, el aumento de presión sobre las áreas altas encima de la represa, como resultado del reasentamiento de la gente de las áreas inundadas y la afluencia incontrolada de los recién llegados al área. Se produce degradación ambiental, y la calidad del agua se deteriora, y las tasas de sedimentación del reservorio aumentan, como resultado del desbroce del bosque para agricultura, la presión sobre los pastos, el uso del terreno de la cuenca baja afecta la calidad y cantidad del agua que ingresa al río. Por eso es esencial que los proyectos las represas sean planificados y manejados considerando el contexto global de la cuenca del río y los planes regionales de desarrollo, incluyendo,

tanto las áreas superiores de captación sobre la represa y los terrenos aluviales, como las áreas de la cuenca hidrográfica aguas abajo.

Ventajas de las Centrales Hidroeléctricas

- No requieren combustible, sino que usan una forma renovable de energía, constantemente repuesta por la naturaleza de manera gratuita.
- Es limpia, pues no contamina ni el aire ni el agua.
- A menudo puede combinarse con otros beneficios, como riego, protección contra las inundaciones, suministro de agua, caminos, navegación.
- Los costos de mantenimiento y explotación son bajos.
- Las obras de ingeniería necesarias para aprovechar la energía hidráulica tiene una duración considerable.
- La turbina hidráulica es una máquina sencilla, eficiente y segura, que puede ponerse en marcha y detenerse con rapidez y requiere poca vigilancia siendo sus costes de mantenimiento, por lo general, reducidos.

Desventajas de las Centrales Hidroeléctricas

- Los costos de capital por kilovatio instalado son con frecuencia muy altos.
- El emplazamiento, determinado por características naturales, puede estar lejos del centro o centros de consumo y exigir la construcción de un sistema de transmisión de electricidad, lo que significa un aumento de la inversión y en los costos de mantenimiento y pérdida de energía.
- La construcción lleva, por lo común, largo tiempo en comparación con la de las centrales termoeléctricas.
- La disponibilidad de energía puede fluctuar de estación y de año en año.
- La instalación de una represa puede conllevar en grandes cambios ambientales y sociales de todo tipo en su zona de influencia.

3.3. CENTRALES NUCLEARES



Figura 3.3.1. Central Nuclear Donald C. Cook, Michigan, EE.UU.

Una central nuclear es una instalación industrial empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía nuclear, que se caracteriza por el empleo de materiales fisionables que mediante reacciones nucleares proporcionan calor. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

Las centrales nucleares constan de uno o varios reactores, que son contenedores (se los llama habitualmente vasijas) en cuyo interior se albergan varillas u otras configuraciones geométricas de minerales con algún elemento fisil (es decir, que pueda fisionarse) o fértil (que pueda convertirse en fisil por reacciones nucleares), usualmente uranio, y en algunos combustibles también plutonio, generado a partir de la activación del uranio. En el proceso de fisión radiactiva se establece una reacción que es sostenida y moderada mediante el empleo de elementos auxiliares dependientes del tipo de tecnología empleada.

Las instalaciones nucleares son construcciones muy complejas por la variedad de tecnologías industriales empleadas y por la elevada seguridad con la que se las dota. Las características de la reacción nuclear hacen que pueda resultar peligrosa si se pierde su control y prolifera por encima de una determinada temperatura a la que funden los materiales empleados en el reactor, así como si se producen escapes de radiación nociva por esa u otra causa.

La energía nuclear se caracteriza por producir, además de una gran cantidad de energía eléctrica, residuos nucleares que hay que albergar en depósitos aislados y controlados durante largo tiempo. A cambio, no produce contaminación atmosférica de gases derivados de la combustión que producen

el efecto invernadero, ni precisan el empleo de combustibles fósiles para su operación. Sin embargo, las emisiones contaminantes indirectas derivadas de su propia construcción, de la fabricación del combustible y de la gestión posterior de los residuos radiactivos no son despreciables.

Energía Nuclear

La energía nuclear es aquella que resulta del aprovechamiento de la capacidad que tienen algunos isótopos de ciertos elementos químicos para experimentar reacciones nucleares y emitir energía en la transformación. Una reacción nuclear consiste en la modificación de la composición del núcleo atómico de un elemento, que muta y pasa a ser otro elemento como consecuencia del proceso. Este proceso se da espontáneamente entre algunos elementos y en ocasiones puede provocarse mediante técnicas como el bombardeo neutrónico u otras.

Existen dos formas de aprovechar la energía nuclear para convertirla en calor. La fisión nuclear, en la que un núcleo atómico se subdivide en dos o más grupos de partículas es una, y la fusión nuclear, en la que al menos dos núcleos atómicos se unen para dar lugar a otro diferente.

Energía de Fisión

La fisión nuclear de Uranio es la principal aplicación práctica civil de la energía nuclear, y se emplea en la mayoría de las centrales nucleares del mundo. Su principal ventaja es que no utiliza combustibles fósiles con lo que no emite a la atmósfera gases tóxicos o de efecto invernadero. Esto es importante en el momento actual debido a los protocolos de Kioto que se aplican en Europa, obligando a pagar una tasa por cada tonelada de CO₂ emitido, estrategia seguida para evitar el calentamiento global. Sin embargo, las emisiones contaminantes indirectas derivadas de la construcción de una central nuclear, de la fabricación del combustible y de la gestión posterior de los residuos radiactivos no son despreciables. Como cualquier aplicación industrial humana, las aplicaciones nucleares generan residuos, algunos muy peligrosos. Sin embargo, en comparación con la industria petroquímica, los generan en volúmenes muy pequeños y de forma muy controlada.

Los residuos más peligrosos generados en la fisión nuclear son las barras de combustible, en las que se generan isótopos que pueden permanecer radioactivos a lo largo de miles de años. Son los transuránidos como el Curio, el Neptunio o el Americio. También se generan residuos de alta actividad que deben ser vigilados, pero que tienen vidas medias cortas, es decir, duran pocos años y pueden ser controlados.

Debido a esto, actualmente los movimientos ecologistas ven la energía nuclear como una peligrosa fuente de contaminación, y grupos de opinión pública han presionado por su eliminación. Sin embargo, algunos de los gurús de los grupos ecologistas en los últimos tiempos abogan por un uso controlado de esta forma de energía mientras se desarrollan otras más seguras y limpias,

como las renovables y la fusión, para su uso masivo y poder así desechar en gran parte la quema de combustibles fósiles.

Otro problema de asociado a los reactores de fisión es la susceptibilidad de ser objetivos de los terroristas, igual que lo pueden ser otras instalaciones que fabrican productos tóxicos. Sin embargo, estas instalaciones poseen niveles de seguridad más elevados que la mayoría de las instalaciones industriales.

Energía de Fusión

El empleo pacífico o civil de la energía de fusión está en fase experimental, existiendo dudas sobre su viabilidad técnica y económica.

La fusión es otra de las energías nucleares posibles, siendo estudiada en estos momentos la viabilidad de su aplicación en centrales de producción eléctrica como el ITER, el NIF u otras. Esta posibilidad promete ser la opción más eficiente y limpia de las conocidas por el hombre para generar electricidad. Sin embargo aun faltan varios años para poder ser utilizadas.

El principio en el que se basa es juntar suficientemente núcleos de Deuterio y Tritio mediante presión o calor hasta lograr un estado llamado plasma. En dicho estado, los átomos se disgregan y los núcleos de hidrógeno pueden chocar y fusionarse obteniendo Helio. La diferencia energética entre dos núcleos de Deuterio y uno de Helio se emite en forma de energía que servirá para mantener el estado de plasma y la obtención de energía.

La principal dificultad consiste en confinar una masa de materia en estado de plasma ya que no hay recipiente capaz de aguantar dichas temperaturas. Para ello se recurrirá al confinamiento magnético, pudiendo usar también el confinamiento inercial.

El confinamiento magnético consiste en contener el material a fusionar en un campo magnético mientras se le hace alcanzar la temperatura y presión necesarias. El hidrógeno a estas temperaturas alcanza el estado de plasma.

Por otro lado, el confinamiento inercial consiste en contener la fusión mediante el empuje de partículas o de rayos láser proyectados contra una partícula de combustible, que provocan su ignición instantánea.

Reactor Nuclear

Un reactor nuclear es un dispositivo en donde se produce una reacción nuclear controlada. Se puede utilizar para la obtención de energía la producción de materiales fisionables, como el plutonio, para ser usados en armamento nuclear, propulsión de buques o de satélites artificiales o para investigación.

Una central nuclear puede tener varios reactores. Actualmente solo producen energía de forma comercial los reactores nucleares de fisión aunque existen reactores nucleares de fusión experimentales.

La potencia de un reactor de fisión puede variar desde unos pocos KW térmicos a unos 4500 MW térmicos (1500 MW eléctricos). Deben ser instalados en zonas cercanas al agua, como cualquier central térmica, para refrigerar el circuito, y se emplazan en zonas sísmicamente estables para evitar accidentes. No emiten gases que dañen la atmósfera pero producen residuos radioactivos que duran decenas de miles de años.

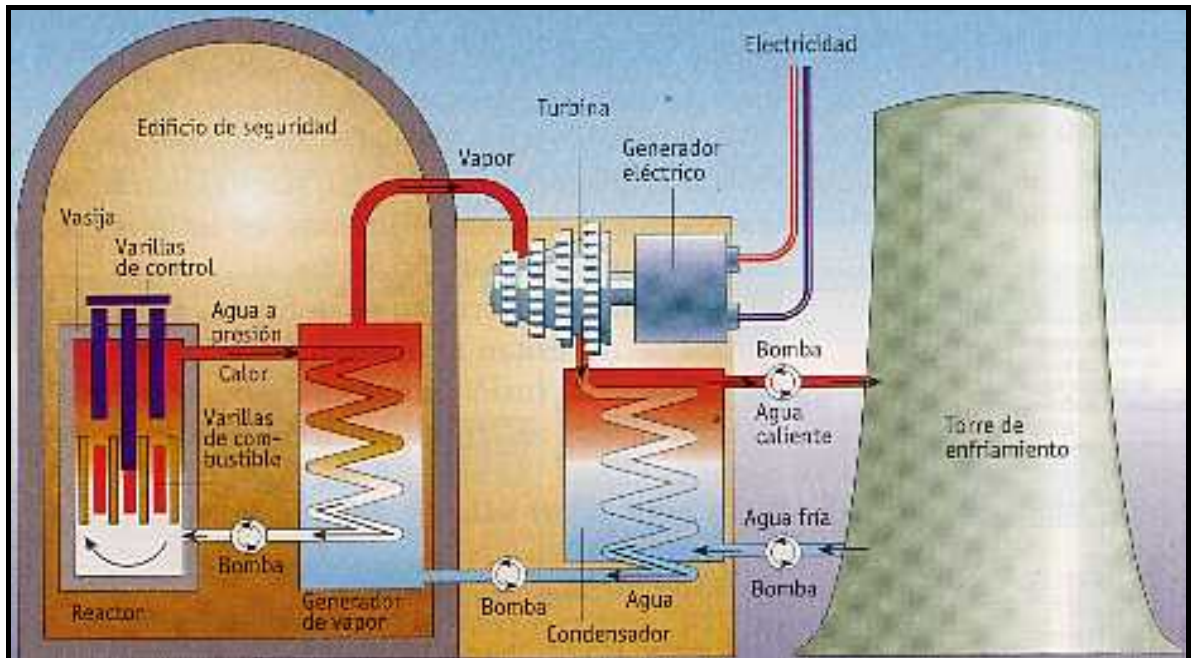


Figura 3.3.2. Esquema de una Central Nuclear

Un reactor de fisión consta de las siguientes partes esenciales:

1. Combustible: Isótopo fisionable o fértil. Uranio-235, Uranio-238, Plutonio-239, Torio-232, o mezclas de estos (MOX, mezcla de óxidos de Uranio y Plutonio). El combustible habitual en las centrales refrigeradas por agua ligera es el dióxido de uranio enriquecido, en el que alrededor del 3% de los núcleos de uranio son de U-235 y el resto de U-238. La proporción de U-235 en el uranio natural es solo de 0.72%, por lo que es necesario someterlo a un proceso de enriquecimiento en este nucleido.
2. Moderador (nuclear): Agua, agua pesada, helio, grafito, sodio metálico. Cumplen con la función de frenar la velocidad de los neutrones producidos por la fisión, para que tengan la oportunidad de interactuar con otros átomos fisionables y mantener la reacción. Como regla general, a menor velocidad del neutrón, mayor probabilidad de fisionar con otros núcleos del combustible.
3. Refrigerante: Agua, agua pesada, anhídrido carbónico, helio, sodio metálico. Conduce el calor generado hasta un intercambiador de calor, o bien directamente a la turbina generadora de electricidad o propulsión.
4. Reflector: Agua, agua pesada, grafito, uranio. Reduce el escape de neutrones y aumenta la eficiencia del reactor.

5. Blindaje: Hormigón, plomo, acero, agua. Evita la fuga de radiación gamma y neutrones rápidos.
6. Material de control: Cadmio o Boro. Hace que la reacción en cadena se pare. Son muy buenos absorbentes de neutrones. Generalmente se usan en forma de barras. O bien disueltos en el refrigerante.
7. Elementos de seguridad: Todas las centrales de nucleares de fisión, constan en la actualidad de múltiples sistemas, activos (responden a señales eléctricas), o pasivos (actúan en forma natural, por gravedad, por ejemplo). La contención de hormigón que rodea a los reactores es la principal de ellas. Evitan que se produzcan accidentes, o que, en caso de producirse, haya una liberación de radioactividad al exterior del reactor.

Existen varios tipos básicos de reactores nucleares de fisión en la actualidad:

LWR. Light Water Reactors. Utilizan como refrigerante y moderador el agua. Como combustible uranio enriquecido. Los mas utilizados son los BWR (Boiling Water Reactor) y los PWR (Pressure Water Reactor), estos últimos considerados en la actualidad como el estándar.

CANDU. Canada Deuterium Uranium. Utilizan como moderador y refrigerante agua pesada (compuesta por dos átomos de deuterio y uno de oxígeno). Como combustible utilizan uranio natural.

FBR. Fast Breeder Reactors. Utilizan neutrones rápidos en lugar de térmicos para la consecución de la fisión. Como combustible utiliza plutonio y como refrigerante sodio líquido. Este reactor no necesita moderador.

HTGR. High Temperature Gas-cooled Reactor. Usa una mezcla de torio y uranio como combustible. Como refrigerante utiliza helio y como moderador grafito.

RBMK. Reactor Bolshoy Moshchnosty Kanalny (reactor de canales de alta potencia). Su principal función es la producción de plutonio y, como subproducto, genera electricidad. Utiliza grafito como moderador y agua como refrigerante. Utiliza uranio enriquecido como combustible. Puede recargarse en marcha. Tiene un coeficiente de reactividad positivo.

ADS. Accelerator Driven System. Utiliza una masa subcrítica de torio, en la que se produce la fisión solo por la introducción, mediante aceleradores de partículas de neutrones en el reactor. Se encuentra en fase de experimentación, y una de sus funciones fundamentales será la eliminación de los residuos nucleares.

Por otro lado, se encuentran los reactores nucleares de fusión. Estas son instalaciones destinadas a la producción de energía mediante la fusión nuclear. A pesar que la investigación en este campo se ha prolongado durante 50 años, no se ha conseguido aún mantener una reacción de fusión controlada.

La mayor dificultad se halla en soportar la enorme presión y temperatura que requiere una fusión nuclear (que solo es posible de encontrar de forma natural en el núcleo de una estrella). Además este proceso requiere una enorme inyección de energía inicial (aunque luego se podría auto mantener ya que la energía desprendida es mucho mayor)

Para una mejor comprensión sobre los posibles combustibles para reactores de fusión nuclear, véase el Anexo 3.

Residuo Radiactivo

Los residuos radiactivos son residuos que contienen elementos químicos radiactivos que no tienen un propósito práctico. Es frecuentemente el subproducto de un proceso nuclear, como la fisión nuclear. El residuo también puede generarse durante el procesamiento de combustible para los reactores o armas nucleares o en las aplicaciones médicas como la radioterapia o la medicina nuclear.

Se suelen clasificar por motivos de gestión en:

- Residuos desclasificables (o exentos): No poseen una radiactividad que pueda resultar peligrosa para la salud de las personas o el medio ambiente, en el presente o para las generaciones futuras. Pueden utilizarse como materiales convencionales.
- Residuos de baja actividad: Poseen radiactividad gamma o beta en niveles menores a $0,04 \text{ GBq/m}^3$ si son líquidos, $0,00004 \text{ GBq/m}^3$ si son gaseosos, o la tasa de dosis en contacto es inferior a 20 mSv/h si son sólidos. Solo se consideran de esta categoría si además su período de semi desintegración es inferior a 30 años. Deben almacenarse en almacenamientos superficiales.
- Residuos de media actividad: Poseen radiactividad gamma o beta con niveles superiores a los residuos de baja actividad pero inferiores a 4 GBq/m^3 para líquidos, gaseosos con cualquier actividad o sólidos cuya tasa de dosis en contacto supere los 20 mSv/h . Al igual que los residuos de baja actividad, solo pueden considerarse dentro de esta categoría aquellos residuos cuyo período de semi desintegración sea inferior a 30 años. Deben almacenarse en almacenamientos superficiales.
- Residuos de alta actividad o alta vida media: Todos aquellos materiales emisores de radiactividad alfa y aquellos materiales emisores beta o gamma que superen los niveles impuestos por los límites de los residuos de media actividad. También todos aquellos cuyo período de semi desintegración supere los 30 años. Deben almacenarse en almacenamientos geológicos profundos (AGP).

Un Almacenamiento Geológico Profundo (AGP) es el lugar donde deben almacenarse durante un período de miles de años los residuos nucleares de alta actividad o de semiperíodo largo.

Esta forma de tratar estos residuos está justificada por motivos tecnológicos, ambientales y de seguridad, éticos y de buena práctica internacional. Los objetivos básicos de un AGP son:

- 1.- Asegurar la protección a largo plazo del hombre y del medio ambiente contra las radiaciones ionizantes producidas por los residuos radiactivos, de acuerdo con los principios de protección radiológica aceptados en la actualidad.
- 2.- Asegurar el aislamiento duradero de los residuos de alta actividad del ser humano y del medio ambiente, así como la no necesidad de realizar ningún tipo de acción preventiva o correctiva en el futuro para mantener la capacidad de confinamiento del repositorio, sin imponer restricciones significativas a las generaciones futuras por la existencia del mismo.
- 3.- Un AGP además debe cumplir la función de resistir el calor residual que emite el combustible gastado que es importante durante un período prolongado de tiempo, disiparlo adecuadamente y ser estable a los cambios térmicos que conlleva su almacenamiento durante varios miles de años.

En un AGP el aislamiento de los residuos de la biosfera se consigue mediante la interposición de un sistema de barreras múltiples, tanto naturales como artificiales y su seguridad a largo plazo se consigue aplicando tres principios básicos.

- Contención y aislamiento: permite que los radio nucleidos se desintegren antes de entrar en contacto con el hombre o el medio ambiente.
- Retención y retardo: permite que si perdiera el confinamiento se limiten las tasas de emisión de radio nucleidos mediante una muy baja disolución del combustible gastado, un transporte muy lento y una alta porción en el sistema de barreras.
- Condiciones favorables del receptor: permite limitar las dosis al hombre y al medio ambiente.

En la actualidad solo existe un AGP en el mundo, en Nuevo México (USA), pero solo se utiliza para almacenar los residuos militares de los Estados Unidos. Se están estudiando en casi todos los países del mundo localizaciones donde construirlos, siendo los terrenos más favorables para ello los salinos, arcillosos o graníticos, debido a sus condiciones geológicas, físicas y químicas.

Por el momento es la única alternativa de gestión de parte de los residuos producidos en las centrales nucleares de fisión. La cantidad a almacenar en estos AGP puede verse reducida considerablemente mediante técnicas como el reprocesado o la transmutación también llamado fisión asistida.

Consideraciones ecológicas sobre los reactores nucleares.

Una de las ventajas de los reactores nucleares actuales es que casi no emiten contaminantes al aire (aunque periódicamente purgan pequeñas cantidades de gases radiactivos), y los residuos producidos son muchísimo menores en

volumen y mas controlados que los residuos generados por las plantas alimentadas por combustibles fósiles.

Sin embargo, los reactores nucleares generan residuos en forma de productos radiactivos. Dichos productos deben ser tratados con gran cuidado debido a la prolongada vida media de alguno de los isótopos alojados en los residuos, como el Americio, el Neptunio o el Curio.

Estos productos contaminantes pueden reducirse considerablemente, pero algunas centrales también sirven para generar material adicional de fisión (plutonio) para la creación de armamento nuclear. Dicho interés en la creación de dichas sustancias impone un diseño específico del reactor en detrimento de la ecología del mismo.

El uranio enriquecido utilizado en las centrales nucleares no está lo suficientemente concentrado como para construir una bomba, se diseñan los reactores de ciclos de alto enriquecimiento o bien se usan diseños como reactores tipo RBMK usados para la generación de plutonio, material mucho más eficiente en las bombas atómicas.

Así, lo que podría ser una fuente más limpia de energía, algunos países lo usan como fabrica de residuos de alta actividad para la obtención de material de uso militar.

Algunos expertos mantienen que la energía nuclear podría ser una energía limpia y que los costes totales de construcción, explotación, seguridad, tratamiento de los residuos y desmantelamiento serían con mucho inferiores a los costes de cualquier planta de energía fósil, incluyendo los costes medioambientales.

Los detractores de la energía nuclear hacen hincapié en el peligro de los residuos. Una planta nuclear moderna diseñada para minimizar los productos de desecho no tendría desechos radiactivos con una duración superior a los 100 años, que podrían perfectamente almacenarse en tanques de agua o en seco hasta que su radiactividad decayera hasta niveles seguros.

Otros expertos apuntan a la generación de centrales menos productivas de fisión asistida, donde parte de los residuos más peligrosos serían destruidos mediante el bombardeo con partículas procedentes de un acelerador que producirían neutrones que a su vez provocarían la transmutación de esos isótopos más peligrosos. Sería una especie de central de neutralización de residuos radiactivos auto mantenida. Los conocimientos y tecnologías que permiten la transmutación de estos productos se encuentran en fase de desarrollo, por otra parte el rendimiento de estas centrales sería en principio menor, dado que parte de la energía generada debería ser usada en la transmutación de los residuos.

La verdadera percepción de peligro en la población aparece con la idea de que un accidente o un ataque terrorista les exponga la radiación. El peligro de un Chernobyl es muy pequeño debido al diseño de las centrales actuales, y los

reactores en caso de accidente nunca llegarían a un punto tan crítico. Otros accidentes menores de rotura del aislamiento, aunque crearían alarma, no implicarían un escape significativo de radiación al medio ambiente.

En las centrales térmicas convencionales que utilizan combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas), los problemas de emisión van más allá de la simple emisión de gases de efecto invernadero, ya que además se emiten gases que producen lluvia ácida, carbonilla, metales pesados, residuos sólidos en forma de cenizas que no pueden reciclarse e incluso material radiactivo natural concentrado. Por el contrario, la problemática de los residuos de los reactores nucleares se limita a un único problema de residuos sólidos del orden de un millón de veces más reducidos en volumen que los contaminantes de las centrales térmicas.

Ventajas de las centrales nucleares:

- Aprovecha la materia prima de la naturaleza.
- Posee elementos en su construcción que permiten una muy buena seguridad y que evitan el escape de radiación gamma y de neutrones del reactor. Los materiales usados como blindaje son el hormigón, el agua y el plomo.
- El sistema consta de dos torres de refrigeración de tiro natural, un canal de recogida del agua y las correspondientes bombas de impulsión para la refrigeración del condensador y elevación del agua a las torres.
- El caudal de agua evaporado por la torre es restituido a partir de la toma de agua en un azud de un río próximo.

Desventajas de las centrales nucleares:

- Si el combustible irradiado no se reelabora es considerado en su totalidad como residuo radiactivo, lo que denomina ciclo abierto, con lo que no se completa el denominado ciclo de combustible nuclear.
- La salida al exterior tanto de la radiación como de productos radiactivos es imposible por tres barreras físicas. Las vainas que albergan el combustible, la propia vasija del reactor integrada en el circuito primario, el recinto de contención, estructura esférica de acero recubierto de hormigón, asegurando cada una de ellas.
- Generación de residuos reactivos que pueden ser perjudiciales para el medio ambiente y que además son difíciles de destruir.

3.4. CENTRALES EÓLICAS



Figura 3.4.1. Granja Eólica en Montezuma, Kansas, EE.UU.

Energía Eólica

La energía eólica es la que se obtiene por medio del viento, es decir, mediante la utilización de la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire.

El término “eólico” viene del latín *Aeolicus*, perteneciente o relativo a Eolo, dios de los vientos en la mitología griega y, por tanto, perteneciente o relativo al viento. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Es considerada un tipo de energía verde.

En la actualidad se utiliza, sobre todo, para mover aerogeneradores. En estos la energía eólica mueve una hélice y mediante un sistema mecánico se hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que produce energía eléctrica. Para que su instalación resulte rentable, suelen agruparse en concentraciones denominadas parques eólicos.

Si bien los parques eólicos son relativamente recientes, iniciando a popularizarse en las décadas de los 80-90, desde hace mucho tiempo la energía eólica se ha utilizado en otras aplicaciones como moler granos o bombear agua.

Origen

Todas las energías renovables, salvo la geotérmica, provienen en último término del sol. La tierra recibe del sol del orden de 1.74×10^{17} W de potencia

por hora. Alrededor de un 2% de esta potencia se convierte en energía eólica. El viento se genera como consecuencia de las diferencias de temperatura que alcanzan las diferentes zonas de la tierra, bien por su diferencia de altitud (vientos de montaña y valle, generando corrientes de aire ascendente en horas de sol y descendente durante la noche), de la altitud, o por la diferencia de temperatura de la tierra y del agua del mar. En este último caso se generan brisas que van desde la tierra al mar durante las horas de sol, y desde el mar a la tierra durante la noche.

Historia

La fuerza del viento se ha utilizado principalmente como medio de locomoción. Hay constancia de dibujos egipcios, datados hace 5000 años, de barcos con velas para trasladarse por el Nilo. Posteriormente, y ya en los siglos V y VI (DC) hay constancia de los primeros artilugios eólicos que eran de eje vertical, utilizados para moler grano y bombear agua. En el siglo XI los molinos de viento eran utilizados de forma extensiva en todo Oriente Medio, siendo introducidos en Europa en el siglo XIII como consecuencia de las cruzadas. Hasta la aparición de la máquina de vapor durante la revolución industrial, los molinos de viento tuvieron una gran importancia en el desarrollo económico de Europa. En la década de 1970, y como consecuencia de la crisis energética, los países desarrollados inciden en el plano de la investigación y el desarrollo, apareciendo la tecnología que permitiría la producción de las actuales turbinas eólicas. A partir de este momento se utilizará la fuerza del viento para generar energía eléctrica.

Aerogenerador

Un aerogenerador es un generador eléctrico activado por la acción del viento. Sus precedentes directos son los molinos de viento que se empleaban para la molienda y obtención de harina. En este caso, la energía eólica mueve la hélice y, a través de un sistema mecánico de engranajes, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. Los aerogeneradores se agrupan en parques eólicos.

Para aportar energía a la red eléctrica, los aerogeneradores deben estar dotados de un sofisticado sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la frecuencia de la red.

Ley de Betz

Un aerogenerador ralentiza el viento al pasar por el rotor hasta $\frac{2}{3}$ de su velocidad inicial, lo que significa que no aprovecha toda la energía cinética que el viento aporta al rotor, por lo que la Ley de Betz dice: "Sólo puede convertirse menos del $\frac{16}{27}$ (aproximadamente el 59%) de la energía cinética del viento en mecánica usando un aerogenerador.

Factores influyentes en la cantidad de potencia del viento

La energía eólica es aprovechada básicamente por un sistema de un rotor que gira a medida que pasa el viento por el mismo. La potencia del viento depende principalmente de 3 factores:

1. Área por donde pasa el viento (rotor)
2. Densidad del aire
3. Velocidad del viento

Para calcular la fórmula de potencia del viento se debe considerar el flujo másico del viento que va dado por:

ρ : Densidad del viento

A : Área por donde pasa el viento

V : Velocidad del viento

Entonces el flujo másico viene dado por la siguiente expresión:

$$M = \rho AV \quad (3.4-1)$$

Entonces la potencia debido a la energía cinética esta dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (3.4-2)$$

Tipos de Aerogeneradores

Luego de varios años de evolución y modernización, hoy en día existen diversos tipos de aerogeneradores que pueden ser clasificados según el tipo de eje que utilizan, la orientación respecto del viento, el número de palas, la adecuación de la orientación del equipo a la dirección del viento en cada momento o por el control de potencia.

Sin dudas la primera gran diferenciación es por el tipo de eje a utilizar. Existen los de eje vertical y los de horizontal, siendo los primeros también conocidos como VAWT, que proviene de Vertical Axis Wind Turbines. Su principal característica es que el eje de rotación se encuentra en posición perpendicular al suelo y a la dirección del viento. Su principal ventaja es la eliminación de los complejos mecanismos de direccionamiento y las fuerzas a las que se someten las palas ante los cambios de orientación del rotor, y no tienen que desconectarse con velocidades altas de viento. En cambio, como desventaja presenta una capacidad pequeña de generar energía.



Figura 3.4.2. Aerogenerador de eje vertical

Existen tres tipos distintos, conocidos como el Darrieus (consiste en dos o tres arcos que giran alrededor del eje), Sabonius (dos o mas filas de semicírculos colocados opuestamente alrededor del eje) y Panémonas (cuatro o más semicírculos unidos al eje central).

Por otro lado, también conocidos como HAWT (Horizontal Axis Wind Turbines) están los de eje horizontal. Estos son los más habituales y en ellos se ha centrado el mayor esfuerzo de diseño e investigación en los últimos años. Su característica principal es que el eje de rotación se encuentra en paralelo al suelo y la dirección del viento. Su principal ventaja es, que al estar a una altura de entre 40 y 60 metros del suelo, aprovecha mejor las corrientes de aire, y todos los mecanismos para convertir la energía cinética del viento en otro tipo de energía están ubicados en la torre y la góndola, además de tener una eficiencia muy alta. Como desventaja tenemos el transporte por sus grandes dimensiones, la fuerza que tienen que resistir las palas y en velocidades altas de viento, mas de 100 Km. /h deben ser parados para evitar daños estructurales.

Como todos tienen que enfrentar el viento de alguna manera, los aerogeneradores pequeños son dirigidos por una veleta, mientras que los más grandes utilizan un censor de dirección. Dado que la velocidad de rotación de

las aspas es baja, la mayoría utiliza una caja reductora para aumentar la velocidad de rotación del generador eléctrico.

En general la hélice es posicionada de tal manera que el viento en su dirección de flujo la encuentre primero que la torre. Esto disminuye las cargas adicionales que genera la turbulencia de la torre en el caso en que el rotor se posiciona detrás de la torre. Las palas de la hélice se montan a una distancia razonable de la torre y tienen rigidez alta de tal manera que las palas al rotar y vibrar naturalmente no choquen con la torre en caso de vientos fuertes.

A pesar de la desventaja de la turbulencia incrementada, los aerogeneradores con hélices posicionadas en la parte posterior de la torre han sido construidos debido a que se orientan en contra del viento de forma natural sin necesidad de un sistema de control. Sin embargo, la necesidad de un sistema de posicionamiento para la hélice en posición frente a la torre se justifica debido a la gran influencia que tiene la turbulencia en el desgaste de las aspas por fatiga. La mayoría de los aerogeneradores actuales son de este último tipo. Por lo tanto, existen varios modelos distintos según la adecuación de la orientación del equipo a la dirección del viento en cada momento.

Estas variantes son tres. La primera es mediante conicidad, que es mediante un motor eléctrico y una serie de engranajes que permiten el giro de todo el sistema, dejando perfectamente orientado el aerogenerador a la dirección del viento. La segunda es mediante una veleta, que se emplea en equipos pequeños, como fue mencionado anteriormente, siendo éste el método más sencillo para orientarlos. Y la tercera es mediante molinos auxiliares que es un sistema no muy utilizado en la actualidad, que consiste en instalar a ambos lados de la góndola dos rotores, los cuales son movidos por la propia fuerza del viento.

También los aerogeneradores pueden ser clasificados según su orientación respecto al viento. Una opción es a Barlovento, también denominado a Proa. La mayoría de los aerogeneradores tienen este tipo de diseño. Consiste en colocar el rotor de cara al viento, siendo la principal ventaja el evitar el abrigo del viento tras la torre. Como desventaja aparece la necesidad de un mecanismo de orientación del rotor, y el mismo debe estar situado a cierta distancia de la torre. Por otro lado están los que son orientados a Sotavento o Popa. Como ventaja presenta que el rotor puede ser más flexible, y que no necesita mecanismo de orientación. Su principal inconveniente es la fluctuación de la potencia eólica, debido al paso del rotor por el abrigo de la torre, por lo que crea más cargas de fatiga en la turbina que con el diseño anterior.

Otra opción para clasificar los aerogeneradores es según el número de palas. El primer modelo es el de una pala, que al ser solamente una necesita de un contrapeso. Su velocidad de giro es muy elevada, lo que supone un inconveniente ya que introduce en el eje unos esfuerzos muy variables, lo que supone un acortamiento de la vida de la instalación. Luego vienen los de dos palas, que tienen la ventaja de ahorro en cuanto al coste y el peso, pero necesitan una velocidad de giro más alta para producir la misma cantidad de

energía. Luego vienen los más comunes hoy en día, que son los tripala, sobre todo con el rotor a barlovento, usando motores eléctricos para sus mecanismos de orientación. Por último aparecen los multipala, también conocido como el modelo americano, que contiene una multitud de palas, y es muy utilizado para la extracción del agua en pozos.

Por último, podemos diferenciar los aerogeneradores según el control de potencia que utilizan. Esto es importante ya que los aerogeneradores de eje horizontal son diseñados para trabajar con velocidades de viento promedio que varían entre 3 y 25 m/s. La primera es la llamada velocidad de conexión y la segunda la velocidad de corte. Básicamente el aerogenerador comienza produciendo energía eléctrica cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada es mayor siguiendo la curva de potencia. Asimismo, es necesario un sistema de control de las velocidades de rotación para que, en caso de vientos excesivamente fuertes y que podrían poner en peligro la instalación, hagan girar las palas de la hélice de tal forma que presentan la mínima oposición al viento, con lo cual la hélice se detendrá. El primero de ellos es un sistema de paso variable, que consiste en que las palas varían su ángulo de incidencia con respecto al viento. De esta forma cuando la potencia del viento es excesiva, se disminuye la resistencia de las palas con respecto al viento, evitando posibles daños estructurales. El mecanismo que rige este sistema funciona de forma hidráulica. El segundo es a partir del diseño de las palas. También es conocido como diseño de regulación por pérdidas aerodinámicas. En este diseño la pala está ligeramente curvada a lo largo de su eje longitudinal, de esta forma la pala pierde la sustentación de forma paulatina y gradual, en vez de hacerlo bruscamente, cuando la velocidad del viento alcanza valores críticos. La última opción es la regulación activa por pérdida aerodinámica. En este caso se aumenta el ángulo de paso de las palas para llevarlas hasta una posición de mayor pérdida de sustentación, y poder consumir de esta forma el exceso de energía del viento. Sus principales ventajas son que la producción de potencia puede ser controlada de forma más exacta que con la regulación pasiva, y que puede funcionar a la potencia nominal con casi todas las velocidades del viento.

Distintos Componentes de un Aerogenerador

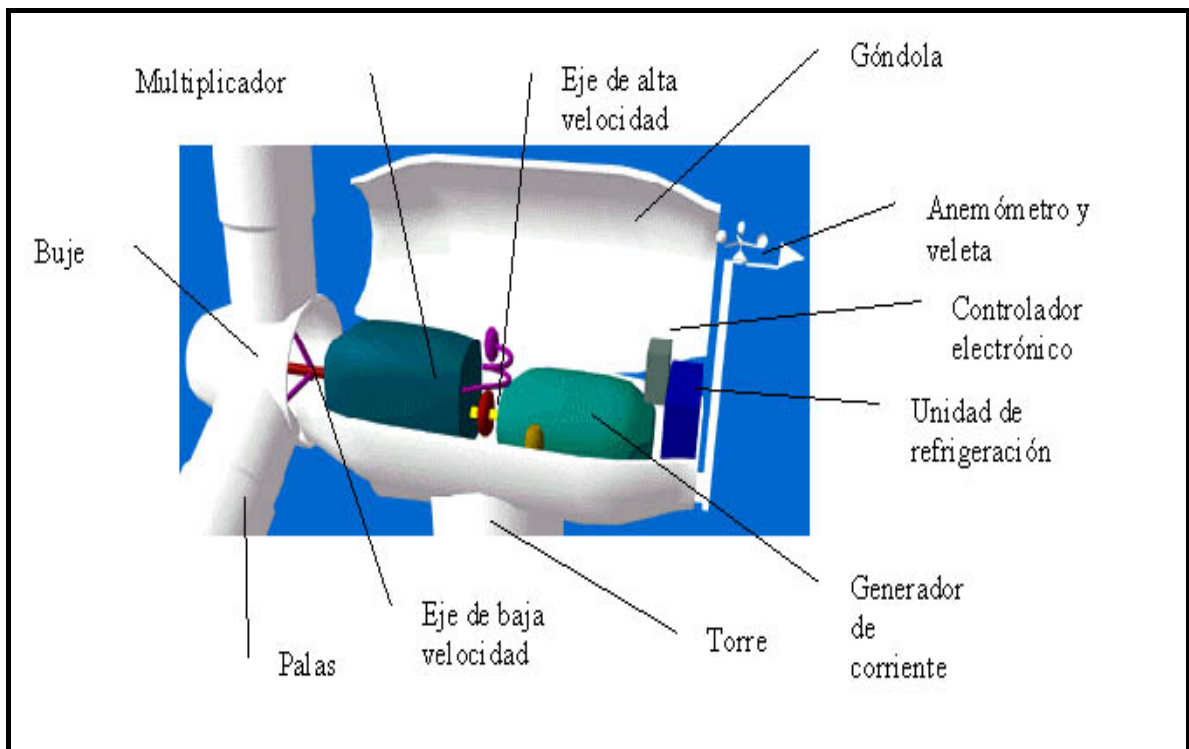


Figura 3.4.3. Esquema de un aerogenerador

Existen distintos componentes que conforman un aerogenerador. Una de ellas es la **góndola**, que contiene los componentes clave del aerogenerador, incluyendo al multiplicador y el generador eléctrico. Según el tamaño del aerogenerador, el personal técnico puede entrar en la góndola desde la torre de la turbina. El **multiplicador**, mencionado anteriormente, tiene a su izquierda el eje de baja velocidad. Permite que el eje de alta velocidad que está a su derecha gire hasta 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad. El **eje de alta velocidad** gira aproximadamente a 1.500 rpm, lo que permite el funcionamiento del generador eléctrico. Está equipado con un freno de disco mecánico de emergencia que se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico, o durante las tareas de mantenimiento de la turbina. Por otro lado, el **generador eléctrico** suele ser un generador asíncrono o de inducción. En los aerogeneradores modernos la potencia máxima suele estar entre 500 y 2000 kW.

A su vez, dentro de la góndola, también está el **controlador electrónico**, que es un ordenador que continuamente monitoriza las condiciones del aerogenerador y que controla el mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción automáticamente para el aerogenerador y llama al ordenador del operario encargado de la turbina a través de un enlace telefónico mediante modem. El otro elemento que queda dentro de la góndola es la **unidad de refrigeración**, que contiene un ventilador eléctrico utilizado para enfriar el generador eléctrico. Además contiene una unidad refrigerante por

aceite empleada para enfriar el aceite del multiplicador. Algunas turbinas tienen generadores refrigerados por agua.

Por otro lado, como nexo entre los mecanismos internos de la góndola y las palas del rotor, está el **eje de baja velocidad** que conecta el **buje del rotor** al multiplicador. En un aerogenerador moderno de 1500 Kw. el rotor gira muy lento, a unas 20 a 35 revoluciones por minuto. El eje contiene conductos del sistema hidráulico para permitir el funcionamiento de los frenos aerodinámicos. Las **palas del rotor** capturan el viento y transmiten su potencia hacia el buje. En los aerogeneradores modernos cada pala mide alrededor de 40 metros de longitud y su diseño es muy parecido al del ala de un avión.

Por último, externo al sistema de generación está el **anemómetro**, cuyas señales electrónicas son utilizadas por el controlador electrónico del aerogenerador para conectarlo cuando el viento alcanza aproximadamente 5 m/s; la veleta, y la torre que soporta la góndola y el rotor. Generalmente es una ventaja disponer de una torre alta, dado que la velocidad del viento aumenta conforme nos alejamos del nivel del suelo. Una turbina moderna tendrá una torre de unos 60 metros. Las torres pueden ser bien torres tubulares o torres de celosía. Las torres tubulares son más seguras para el personal de mantenimiento de las turbinas ya que pueden usar una escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas. El mecanismo de orientación está activado por el controlador electrónico, que vigila la dirección del viento utilizando la veleta.

Para información sobre aplicaciones alternativas, véase el Anexo 4.

Ventajas de las centrales eólicas:

-Es un sistema de energía ilimitado en los sitios favorables y se pueden construir grandes granjas eólicas en solo tres a seis meses.

-Tiene una producción de energía útil neta entre moderada y elevada, y estos sistemas no emiten dióxido de carbono ni otro contaminante al aire durante su operación.

-No necesitan de agua para enfriamiento y su manufactura y uso causan poca contaminación del agua.

-El terreno ocupado por granjas eólicas puede utilizarse para pastoreo y otros propósitos.

-Es fácilmente reversible. Una vez retirados los molinos, no dejan rastro sobre el terreno que fue utilizado.

Desventajas de las centrales eólicas:

- Solo pueden utilizarse en zonas de mucho viento
- Cuando no hay corriente de aire es necesario contar con electricidad de respaldo de la red de la compañía de electricidad o de un sistema almacenador de energía.
- La construcción de estas plantas en pasos de montañas y en zonas de costas pueden causar contaminación visual.

3.5. CENTRALES SOLARES



Figura 3.5.1. Granja Solar en Andalucía, España.

Si consideramos que durante este año el Sol arrojará a la Tierra cuatro mil veces más energía de la que ésta consume, sería muy importante tratar de aprovecharla de la manera más efectiva posible. La pregunta que surge inevitablemente es como obtener esta energía solar.

Básicamente, recogiendo de forma adecuada la radiación solar se puede obtener calor y electricidad. El calor se logra mediante los captosres o colectores térmicos, y la electricidad, a través de los llamados módulos fotovoltaicos. Ambos procesos nada tiene que ver entre sí, ni en cuanto a su tecnología ni en su aplicación.

Energía solar térmica

La energía solar térmica, consiste en el aprovechamiento de la energía del sol para producir calor que puede aprovecharse para la producción de agua

caliente destinada al consumo doméstico, ya sea agua caliente sanitaria, calefacción, o para producción de energía mecánica y a partir de ella, de electricidad.

Especialmente populares son los equipos domésticos compactos, compuestos típicamente por un depósito de unos 300 litros de capacidad y dos colectores de unos 2 metros cuadrados cada uno. Estos equipos, disponibles tanto con circuito abierto como cerrado, pueden suministrar el 90% de las necesidades de agua caliente anual para una familia de 4 personas, dependiendo de la radiación y el uso. Estos sistemas evitan la emisión de hasta 4.5 toneladas de emisiones de gases nocivos para la atmósfera. El tiempo aproximado de retorno energético, tiempo necesario para devolver ahorrar la energía empleada en fabricar el aparato, es de un año y medio aproximadamente. La vida útil de algunos equipos puede superar los 25 años con un mantenimiento mínimo, dependiendo de factores como la calidad del agua.

Es habitual encontrarse con instalaciones en las que el acumulador contiene una resistencia eléctrica de apoyo, que actúa en caso de que el sistema no sea capaz de alcanzar la temperatura de uso, normalmente 40°. En algunos países se comercializan equipos que utilizan el gas como apoyo.

Las características constructivas de los colectores responden a la minimización de las pérdidas de energía una vez calentado el fluido que transcurre por los tubos, por lo que se encuentran aislamientos a la conducción (vacío u otros) y a la reradiación de baja temperatura.

Además de uso como agua caliente sanitaria, calefacción y refrigeración (mediante máquinas de absorción), el uso de placas solares térmicas (generalmente de materiales baratos polipropileno) ha proliferado para el calentamiento de piletas exteriores residenciales, donde la legislación impide el uso de energía de otro tipo para este fin.

Central Térmica Solar



Figura 3.5.2. Esquema de una Central Solar Térmica

Una central térmica solar o termo solar es una instalación industrial en la que a partir del calentamiento de un fluido mediante radiación solar, y su uso en un ciclo termodinámico convencional se produce la potencia necesaria para mover un alternador para generación de energía eléctrica como en una central térmica clásica.

Constructivamente, es necesario concentrar la radiación solar para que se puedan alcanzar temperaturas elevadas, de 300°C hasta 1000°C, y obtener así un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico, que no se podría obtener con temperaturas más bajas. La captación y concentración de los rayos solares se hacen por medio de espejos con orientación automática que apuntan a una torre central donde se calienta al fluido, o con mecanismos más pequeños de geometría parabólica. El conjunto de la superficie reflectante y su dispositivo de orientación se denomina helióstato.

Las torres utilizadas en este sistema consisten en una chimenea muy alta y una gran superficie acristalada en su base. El sol calienta el aire de la superficie acristalada, y este aire sale a gran velocidad por la chimenea. En el interior de la misma están situados en una serie de generadores eléctricos similares a los de los aerogeneradores, que producen electricidad limpia y sin consumo de agua. La superficie acristalada puede usarse parcialmente como invernadero. La instalación de acumuladores de calor en la misma permite la generación nocturna de electricidad.

Los fluidos y ciclos termodinámicos escogidos en configuraciones experimentales que se han ensayado, así como los motores que implican, son variados, y van desde el ciclo Rankine (centrales nucleares, térmicas de carbón) hasta el ciclo Brayton (centrales de gas natural) pasando por muchas otras variedades como el motor de Stirling, siendo las más utilizadas las que combinan la energía termo solar con el gas natural.

Energía Solar Fotovoltaica

Este tipo de energía se diferencia de la anterior por su forma de obtención, llevada a cabo a través de paneles fotovoltaicos.

Los paneles, módulos o colectores fotovoltaicos están formados por dispositivos semiconductores tipo diodo que, al recibir radiación solar, se excitan y provocan saltos electrónicos, generando una pequeña diferencia de potencial en sus extremos. El acoplamiento en serie de varios de estos fotodiodos permite la obtención de altos voltajes mayores en configuraciones muy sencillas y aptas para alimentar pequeños dispositivos electrónicos.

A mayor escala, la corriente eléctrica continua que proporcionan los paneles fotovoltaicos se puede transformar en corriente alterna e inyectar en la red. En entornos aislados, donde se requiere poca potencia eléctrica y el acceso a la red es difícil, como estaciones meteorológicas o repetidores de comunicaciones, se emplean las placas fotovoltaicas como alternativa económicamente viable.

Para una explicación mas profunda sobre la producción de energía fotovoltaica véase el Anexo 5.

Ventajas de las centrales solares

- Puede instalarse en forma masiva en zonas urbanas.
- Posibilidad de acumulación de energía obtenida en baterías para lograr autonomía en regiones aisladas.
- Limpieza, seguridad, sencillez, silencio.
- Necesitan de un mantenimiento mínimo.

Desventajas de las centrales solares

- Depende del nivel de radiación solar, que varía según la localización y la temporada.
- Altos costos de instalación y materia prima en aumento.
- Se necesita del sol
- Genera baja tensión y poca corriente.

3.6. CENTRALES GEOTÉRMICAS

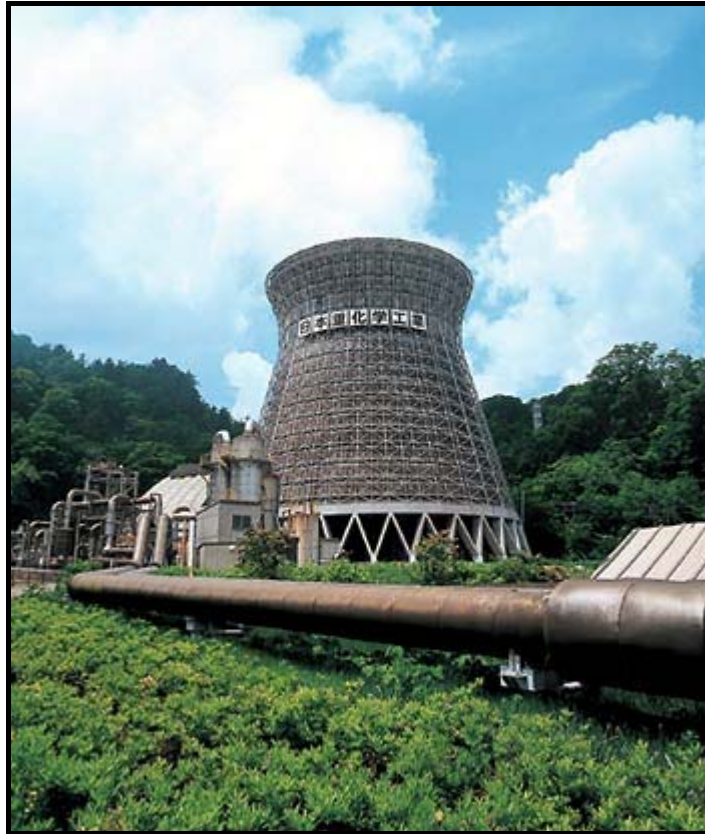


Figura 3.6.1. Central Geotérmica de Matsukawa, Japón.

La energía geotérmica, como excepción a las otras energías de origen renovable, no tiene su origen inmediato en la radiación solar, sino en una serie de reacciones químicas naturales que tienen lugar en el interior de la tierra y que producen grandes cantidades de calor. Esta realidad a veces se pone de manifiesto de forma natural y violenta por fenómenos como el vulcanismo o los terremotos. Pero también el hombre puede aprovechar esta fuente de calor extrayéndolo mediante perforaciones y transfiriendo este calor.

A varios kilómetros de profundidad en tierras volcánicas los geólogos han encontrado cámaras magmáticas, con roca a varios cientos de grados centígrados. Además en algunos lugares se dan otras condiciones especiales como son capas rocosas porosas y capas rocosas impermeables que atrapan agua y vapor de agua a altas temperaturas y presión y que impiden que éstos salgan a la superficie. Si se combinan estas condiciones se produce un yacimiento geotérmico.

Una vez que se dispone de pozos de explotación se extrae el fluido geotérmico que consiste en una combinación de vapor, agua y otros minerales. Éste se conduce hacia la planta geotérmica donde debe ser tratado. Primero pasa por un separador de donde sale el vapor y la salmuera y líquidos de condensación y arrastre, que es una combinación de agua y materiales. Esta última se envía

a pozos de reinyección para que no se agote el yacimiento geotérmico. El vapor continúa hacia las turbinas que con su rotación mueve un generador que produce energía eléctrica. Después de la turbina el vapor es condensado y enfriado en torres y lagunas.

El vapor producido por líquidos calientes naturales en sistemas geotérmicos es una alternativa al que se obtiene en plantas de energía por quemado de materia fósil, por fisión nuclear o por otros medios. Las perforaciones modernas en los sistemas geotérmicos alcanzan reservas de agua y de vapor, calentados por magma mucho más profundo, que se encuentran hasta los 3000 metros bajo el nivel del mar. El vapor se purifica en la boca del pozo antes de ser transportado en tubos grandes y aislados hasta las turbinas. La energía geotérmica puede obtenerse también a partir de géiseres y de grietas.

Tipos de campos geotérmicos según temperatura del agua.

Se pueden encontrar 4 tipos de campos geotérmicos dependiendo de la temperatura en la que sale el agua. Estos son clasificados como campos de alta temperatura, de temperaturas medias, de baja temperatura, y de muy baja temperatura.

La energía geotérmica de alta temperatura existe en las zonas activas de la corteza. Su temperatura está comprendida entre 150 y 400°C, se produce vapor en la superficie que enviando a las turbinas, genera electricidad. Se requieren varios parámetros para que exista un campo geotérmico: un techo compuesto de una cobertura de rocas impermeables, un depósito o acuífero de permeabilidad elevada, entre 300 y 2000 metros de profundidad, rocas fracturadas que permitan una circulación convectiva de fluidos, y por lo tanto la transferencia de calor de la fuente a la superficie, y una fuente de calor magmático, entre 3 y 10 kilómetros de profundidad a 500-600°C. La explotación de un campo de estas características se hace por medio de perforaciones según técnicas casi idénticas a las de la extracción de petróleo.

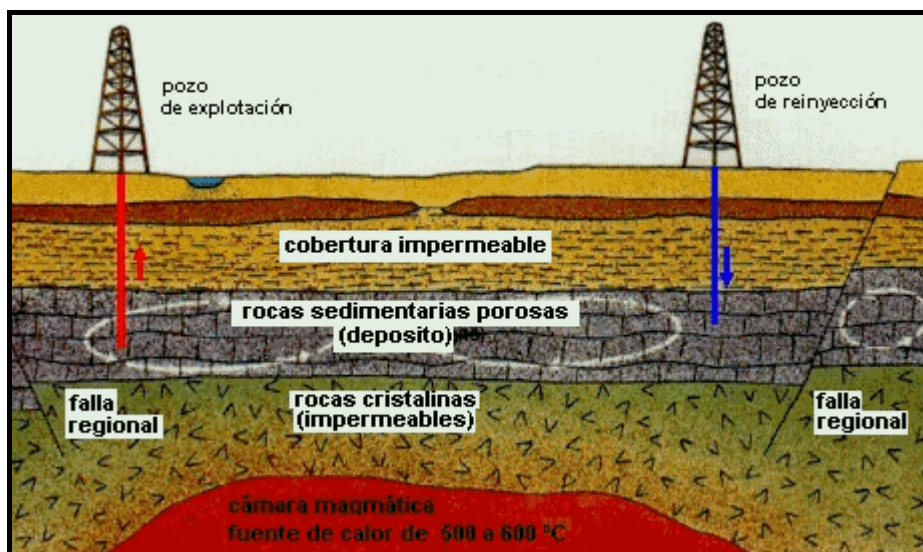


Figura 3.6.2. Esquema de generación de energía geotérmica de alta temperatura

La energía geotérmica de temperaturas medias es aquella en que los fluidos de los acuíferos están a temperaturas menos elevadas, normalmente entre 70 y 150°C. Por lo tanto, la conversión vapor-electricidad se realiza a un menor rendimiento, y debe utilizarse como intermediario un fluido volátil. Pequeñas centrales eléctricas pueden explotar estos recursos.

La energía geotérmica de baja temperatura es aprovechable en zonas más amplias que las anteriores, como por ejemplo, en todas las cuencas sedimentarias. Es debido al gradiente geotérmico. Los fluidos están a temperaturas de 60 a 80°C. Se utiliza para la calefacción de las viviendas, principalmente en Islandia y en Francia.

La energía geotérmica de muy baja temperatura se considera cuando los fluidos se calientan a temperaturas comprendidas entre 20 y 60°C. Esta energía se utiliza para necesidades domésticas, urbanas o agrícolas.

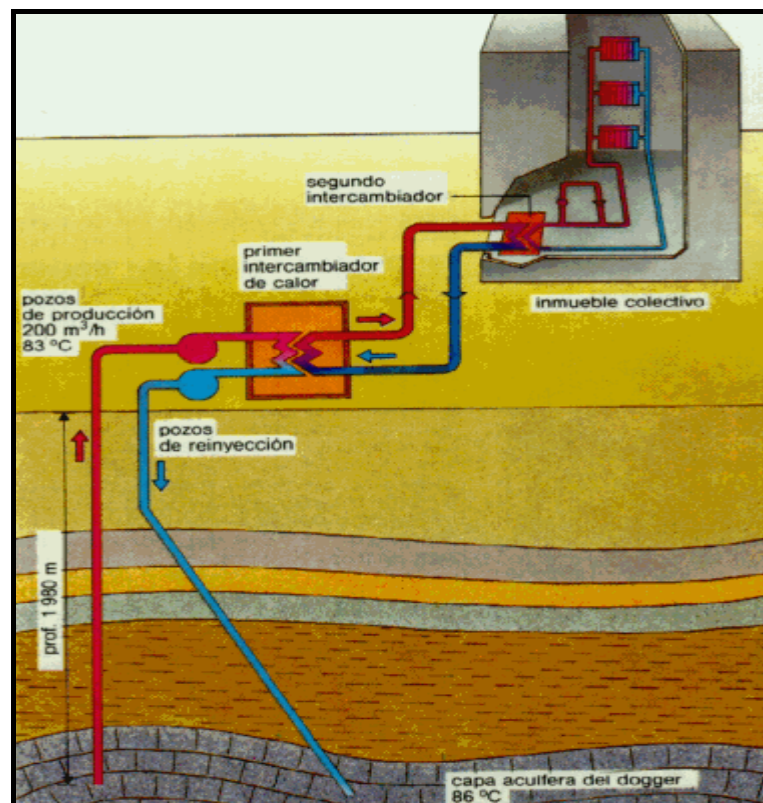


Figura 3.6.3. Esquema de generación geotérmica de muy baja temperatura

Tipos de plantas eléctricas.

Existen tres tipos de formas para generar potencia a partir de la energía geotermal. Estas son vapor seco, flash, y binario.

Las plantas a vapor seco toman el vapor de las fracturas en el suelo y lo pasan por la turbina directamente, para mover un generador. Las plantas flash toman agua muy caliente, generalmente a más de 200°C, y separan la fase de vapor

en separadores vapor/agua, y pasan por la turbina el vapor. En las plantas binarias, el agua caliente fluye a través de intercambiadores de calor, haciendo hervir un fluido orgánico que luego hace girar la turbina. El vapor condensado y el fluido remanente geotermal de los tres tipos de plantas se inyecta en la roca caliente para hacer mas vapor. Así puede visualizarse porque la energía geotermal es vista como sustentable.

Ventajas de las centrales geotérmicas

-El flujo de producción de energía es constante a lo largo del año y no depende de las variaciones estacionales como lluvias, caudales de ríos, etc.

-Es un complemento ideal para las plantas hidroeléctricas.

-El área de terreno requerido por las plantas geotérmicas por megavatio es menor que otro tipo de plantas. No se necesita tampoco intervenir ríos o talar bosques.

Desventajas de las centrales geotérmicas

-Contaminación de aguas próximas con sustancias como arsénico, amoníaco, etc.

-Emisión de CO₂ con aumento de efecto invernadero.

4.- SELECCIÓN: TIPO DE TECNOLOGÍA A UTILIZAR.

4.1 EXPLICACIÓN DEL MODELO DE SELECCIÓN.

Habiendo hecho un análisis sobre cada una de las distintas tecnologías para generación de energía disponibles en la actualidad, en esta etapa se elegirá la que será utilizada para resolver el problema de acuerdo a sus distintos atributos.

El procedimiento es el siguiente. Se creará una tabla donde se evaluará a cada tecnología en 7 distintos aspectos claves para una satisfactoria solución al problema. A cada aspecto se le otorgará un valor distinto según su relevancia en el problema (Este valor aparece entre paréntesis). Estos aspectos son:

- 1. Contaminación (5)**
- 2. Disponibilidad de Recursos (4)**
- 3. Confiabilidad Técnica (3)**
- 4. Mantenimiento (3)**
- 5. Vida Útil (2)**
- 6. Impacto Visual (2)**
- 7. Impacto auditivo (1)**

A cada tecnología se le asignará, dentro de cada aspecto a analizar, un puntaje según su performance. Este puntaje varía de 0 a 5, siendo 0 el valor más bajo, o sea la peor performance, y 5 mejor puntaje. Al puntaje obtenido en cada aspecto, se lo multiplica por el valor del mismo, obteniendo de esta manera el puntaje total de la tecnología analizada. O sea, una tecnología ideal, que tuviese óptima performance en todos los distintos aspectos obtendría un puntaje total de 100 puntos ya que la suma de los valores es 20.

Aunque originalmente las tecnologías a evaluar son 7 (*Térmica, Hidroeléctrica, Nuclear, Eólica, Solar Térmica, Solar Fotovoltaica y Geotérmica*), la tecnología nuclear deberá ser descartada de antemano. Esto se debe a que está prohibido el uso de tecnologías nucleares según el Tratado Antártico firmado en Washington en 1959 (ver anexo) y ratificado esto en el Protocolo de Madrid, firmado en 1991, para preservación del medio ambiente antártico. Según el artículo V1 esta prohibida toda explosión y tratamiento de desechos nucleares, aunque esta prevista la utilización de energía nuclear, solo si todas las partes contratantes (países que firmaron el tratado) llegan a un común acuerdo, lo que en la realidad es prácticamente imposible, dado lo controversial que podría llegar a ser el uso de este tipo de tecnología por mas segura que se la pueda utilizar.

1. Contaminación (valor: 5)

Por contaminación se entiende, en este aspecto, cualquier tipo de contaminación en el aire, tierra o agua que pueda generar cada tipo de tecnología.

Todos los tipos de tecnologías de generación térmica, tienen como principal punto en contra la contaminación del aire a partir de emisiones de monóxido de carbono y partículas y ácidos de Azufre, independientemente de si se trate de una gran central térmica, o un simple generador diesel. La diferencia entre esos extremos es que las grandes centrales tienen, además, un problema de contaminación de aguas utilizadas para enfriamiento de las distintas partes. Igualmente se presupone que en un clima tan frío como lo es el Antártico, el factor enfriamiento no debe ser tan importante. Igualmente, de las tecnologías a utilizar es sin duda la de peor performance.

Por otro lado, la generación hidráulica no tiene ningún tipo de emisión, ni tampoco contaminación del agua, por eso es considerada una energía limpia. Sin embargo, la instalación de una gran represa puede tener un impacto ambiental mayor, ya que puede alterar los ciclos naturales del sistema. Igualmente, es poco factible la instalación de una gran represa como así pequeños sistemas que no tienen ese problema. De esta manera, se puede decir que la hidráulica es una de las tecnologías de mejor performance.

El caso es el mismo tanto para las tecnologías eólicas como las solares, no generan ningún tipo de emisión, por lo tanto adquieren una muy alta performance en este aspecto.

Otro es el caso de la energía geotérmica. Ésta tiene el doble problema de emitir gases de invernadero por un lado, y de contaminar las aguas cercanas con sustancias como el arsénico y el amoníaco.

2. Disponibilidad de Recursos (valor: 4)

Disponibilidad de recursos se refiere a la disponibilidad en la región a operar del sistema de los recursos, o combustibles, que utiliza cada tipo de tecnología en particular.

Como en el tratado antártico esta prohibida cualquier tipo de actividad minera a ser llevada a cabo en este territorio, no existe ninguna fuente de recursos de la que puedan abastecerse las tecnologías térmicas. Solamente pueden ser abastecidas desde el exterior de la región, a grandes costes. Por lo tanto, también aquí tiene un pésima performance.

Si bien las tecnologías hidráulicas necesitan de agua como combustible, y en la Antártida abunda, la misma no siempre puede ser utilizada debido a que no existen demasiados ríos o reservorios en la región, y encima estos están la mayor parte del año congelados. Por lo tanto, no tienen energía dinámica para ser transformada en energía mecánica y luego a eléctrica. De esta manera se puede concluir que esta tecnología tiene también una pobre performance.

Además de agua, en la Antártida abunda el viento, recurso indispensable para la tecnología eólica. Este es fuerte y constante a lo largo de todo el año, convirtiendo a esta tecnología en la de mejor performance en este aspecto.

Las tecnologías solares se encuentran con dos problemas. El primero es que en largos períodos del año, más precisamente finales del otoño, invierno y principios de la primavera, prácticamente no cuentan con luz solar. Por otro lado, si se observa el mapa solar a continuación se puede observar la poca radiación solar que llega a esta región. Todo esto en su conjunto hace de un pobre rendimiento para esta tecnología.

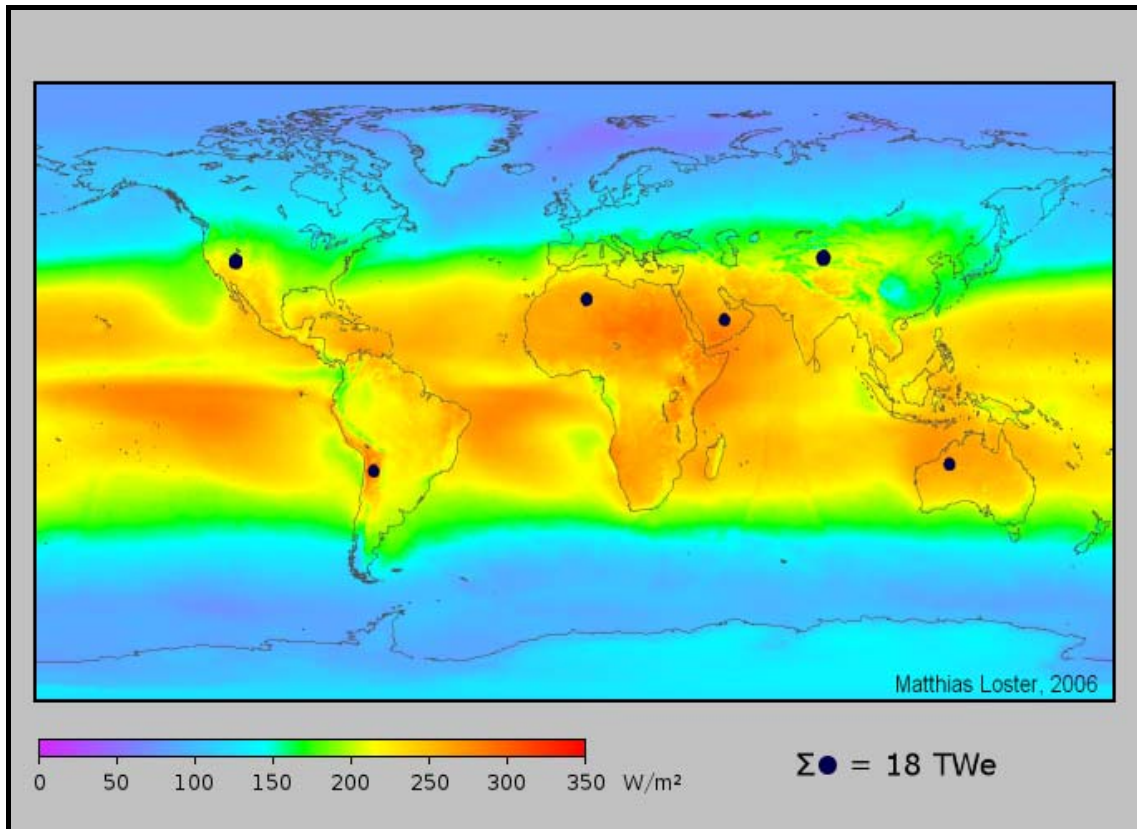


Figura 4.1.1. Mapa de Radiación Solar.

Resta analizar el caso de la tecnología geotérmica. Este tipo de tecnología tiene la gran ventaja de ser constante alrededor de todo el año. No tiene estacionalidad. El tema reside aquí en conseguir sitios donde el suelo cumpla con todas las condiciones necesarias, que aunque los hay, no abundan. De esta manera, se puede concluir que tiene una performance media.

3. Confiabilidad Técnica (valor: 3)

La confiabilidad técnica es el nivel de funcionalidad que puede adquirir cada tecnología en estas locaciones, refiriéndose tanto a la dificultad de instalación como a la de funcionamiento.

La posibilidad que tiene cada tecnología de funcionar correctamente en estas locaciones, refiriéndose tanto a la dificultad de instalación como a la de funcionamiento.

Por caso, para las tecnologías térmicas aplicables a la región prácticamente no hay problemas, ni de instalación (ya existen hoy en día varios generadores diesel en la región) ni de operación, ya que se utiliza un diesel tratado con anticongelantes. De este modo obtienen un alto puntaje en este aspecto.

Las tecnologías hidroeléctricas tienen problemas a partir del mismo análisis hecho en el punto anterior. Los ríos están congelados impidiendo la instalación y el funcionamiento de este tipo de tecnología gran parte del año.

La opción eólica, aunque instalable, tiene cierto nivel de complejidad, también en cuanto a lo operacional, evitando de esta manera obtener un puntaje ideal en este aspecto. Sin embargo mantiene un puntaje más que aceptable.

Para este aspecto si debemos hacer una diferenciación entre tecnologías solares térmicas y fotovoltaicas, sobre todo para el aspecto operativo, ya que para la instalación no cuentan con mayores problemas. Los dos comparten el mismo problema que representa la poca radiación solar que llega a la zona, pero la térmica se ve además mas comprometida porque las bajas temperaturas de la zona demandan aún mas cantidad de energía solar, de esta manera se necesita sol y una alta temperatura. Por lo tanto, para los dos casos la factibilidad técnica es bastante baja.

La tecnología geotérmica no presenta mayores complicaciones operacionales, pero si de instalación. Conseguir la profundidad necesaria en suelo antártico no es necesariamente el trabajo más simple. De esta manera, esta tecnología tiene problemas de confiabilidad técnica.

4. Mantenimiento (valor: 3)

En este aspecto, la mayoría de las tecnologías a analizar cumplen una buena performance, debido a sus bajos costos de mantenimiento, a excepción de la geotérmica y la hidráulica.

La primera de ellas por la dificultad a acceder a algunas de las partes que están instaladas bajo tierra, aumentando así sus costes de mantenimiento. Por otro lado, la hidráulica, porque si bien la maquinaria es de fácil acceso, hay que hacer un mantenimiento mayor en lo que respecta a estructura (diques, reservorios, etc.)

5. Vida Útil (valor: 2)

La vida útil de cada tecnología se refiere a los años de correcto funcionamiento de los mismos, previos a tener que hacer algún cambio del sistema generador de energía en cada tecnología en particular. Cabe aclarar que la vida útil en realidad se mide en horas de funcionamiento para la mayoría de los casos, pero consultando a especialistas se puede tener una aproximación en años, ya

que los generadores no están funcionando 24 horas necesariamente, y las cargas varía según el horario de funcionamiento.

La generación térmica, más particularmente los generadores instalados en la antártida hoy en día tienen una vida útil de alrededor de 20 años. En cambio, los generadores utilizados para las tecnologías hidráulica y eólica se pueden estimar en 30 años, siendo los de mejor performance. Tanto los solares térmicos como los fotovoltaicos, se pueden estimar una vida útil de 25 años. Por último, la geotérmica se estima en 20 años para la mayoría de los casos.

6. Impacto Visual (valor: 2)

El impacto visual se refiere a como impacta en el panorama de la locación, el plano visual, la instalación de cada una de las tecnologías.

La primera de ellas, el generador térmico, tiene un pequeño impacto visual, ya que en una instalación de 15 metros de ancho, por 15 metros de largo y 3 de alto pueden funcionar cómodamente 3 generadores más una sala de control. La altura puede ser aún menor, por lo tanto no afectaría el paisaje más de lo que lo afectan las distintas instalaciones en las bases antárticas. De esta manera se puede decir que tiene una muy buena performance.

Las instalaciones hidráulicas tienen un mayor impacto visual, debido a su tamaño (hay que garantizar cierta altura de salto) y mas aún considerando que muchas usan embalse y reservorio. Esto genera un mayor impacto visual. En definitiva, se puede hablar de una performance media.

En este aspecto es donde la tecnología eólica tiene su peor performance, porque realmente es grande el impacto visual que genera, ya que son instalaciones de gran altura y, a partir de la superficie que genera el movimiento de las aspas, tiene un gran efecto en el campo visual. De esta manera, su puntaje será bajo para este aspecto.

Las tecnologías solares térmicas tienen un gran impacto visual, debido a la gran superficie y altura que demanda su compleja instalación. De esta manera, es otro de los de peor performance en este aspecto. Distinto es el caso de la tecnología solar fotovoltaica, que se puede separar en dos tipos. Por un lado están las granjas solares, que ocupan una gran superficie, pero de escasa altura, y por otro lado los paneles instalados en los techos de las instalaciones ya existentes. Estos prácticamente no tienen impacto visual. De esta manera se le puede asignar un puntaje bastante aceptable para este aspecto.

Por último se encuentra la geotérmica. Esta tecnología tiene un impacto visual moderado, ya que sus instalaciones más importantes van bajo tierra o en cerramientos, disimulando su estructura. Por otro lado, son las tecnologías geotérmicas de alta temperatura las que poseen torres de inyección y extracción que pudieran perjudicar el campo visual, pero en la antártida solo se podría utilizar las de baja tecnología. En definitiva, tiene una performance aceptable.

7. Impacto Auditivo (valor: 1)

Este aspecto mide en el nivel sonoro, en decibeles que produce cada tecnología. Es interesante remarcar que entre las tres primeras tecnologías a evaluar, térmica, hidráulica y eólica, tienen un impacto auditivo bastante similar, y ruidoso, entre ellos. En la generación térmica el sonido está mayor mente relacionado con el motor del generador. En la generación hidráulica las turbinas y la caída del agua. En la eólica el ruido esta asociado a las aspas giratorias en su mayor parte.

Las tecnologías solares no tienen un gran impacto auditivo, es más, son los de mejor performance. La generación geotérmica es un poco más ruidosa, pero no tanto como las 3 primeras.

4.2 TABLA DE EVALUACIÓN

A continuación la tabla 4.2.1., de evaluación con los puntajes asignados a partir del análisis de los aspectos anteriormente mencionados.

	Contam. (5)		Disponib. (4)		Confiab. (3)		Mant. (3)		Vida util (2)		I. Visual (2)		I. Aud (1)		Total
Térmicas	1	5	0	0	5	15	4	12	2	4	4	8	3	3	47
Hidráulicas	5	25	1	4	1	3	2	6	4	8	3	6	3	3	55
Eólicas	5	25	5	20	3	9	4	12	4	8	2	4	3	3	81
Solares Term.	5	25	1	4	1	3	4	12	3	6	2	4	5	5	59
Solares Foto.	5	25	1	4	2	6	4	12	3	6	4	8	5	5	66
Geotérmicas	2	10	3	12	2	6	2	6	2	4	4	8	3	3	49

Tabla 4.2.1. Evaluación de las distintas tecnologías de generación.

Según podemos observar en la tabla, la tecnología con mayor puntaje es la de **generación eólica**, seguida por las de **generación solar** (fotovoltaica y térmica) e **hidráulica**. Estas tecnologías son las que tienen, en total, una performance más que aceptable.

4.3 SELECCIÓN DEFINITIVA DE TECNOLOGÍA A IMPLEMENTAR

Los 3 tipos de tecnologías preseleccionadas cumplen una buena performance, sin dudas. Existe un cierto tipo de equilibrio entre ellas en los aspectos de Vida Útil, Impacto Visual e Impacto Auditivo. En esos 3 aspectos algunas tienen un punto mas, otras uno menos, pero en la suma son parejas. Si se sumasen los

puntajes de esos aspectos, la generación hidráulica obtendría 17 puntos, la eólica y solar térmica 15 y la solar fotovoltaica 19. La diferencia no es lo suficientemente significativa como para tomar una decisión sobre que tecnología aplicar.

Por otro lado, en los aspectos de Contaminación y Mantenimiento, las 3 tecnologías obtienen un puntaje similar, perfecto en el primero (5) y muy bueno en el segundo (4), a excepción de la generación hidráulica, que en este aspecto es un poco más débil (2). Por lo tanto, en base a estos puntajes, aquí tampoco se puede tomar una decisión definitiva.

Sin embargo, en los 2 restantes aspectos, Disponibilidad de Recursos y Confiabilidad Técnica, si se puede encontrar una diferencia importante. Esto se debe a que por causas climáticas (muy bajas temperaturas que congelan los ríos y escasa radiación solar) las tecnologías solares e hidráulicas tienen un pobre nivel de funcionamiento. Por lo tanto, por más que cumplan debidamente en los restantes aspectos, no pueden operar aceptablemente en la antártida, quedando así eliminados, y dejando como la opción más aceptable la de la **GENERACIÓN EÓLICA**.

5.- PROPUESTA TECNOLÓGICA: AEROGENERACIÓN.

5.1 SISTEMAS HÍBRIDOS.

A menudo el dimensionado de la instalación eólica, fotovoltaica o hidráulica, por si sola, está por debajo del margen de seguridad que garantizaría la cobertura del suministro eléctrico todo el año, ya sea por razones económicas o bien porque se dispone de otra fuente de generación eléctrica que complementará la generada por la instalación.

Incluso aún siendo el dimensionado el correcto, se pueden producir picos de consumo muy por encima de lo habitual (en la antártida el consumo está bastante regulado, por las posibilidades de que ocurra esto son bajas) o que haya un período anormalmente largo sin viento para mover los aerogeneradores. Y hay necesidades inaplazables que hay que garantizar en cualquier situación.

Por lo tanto, hay casos en que es recomendable disponer de algún sistema de generación auxiliar que permita hacer frente, con seguridad, a los períodos anteriormente mencionados. Asimismo, garantizar un estado de carga aceptable de las baterías, de ser utilizadas, y prolongar su vida útil.

En este caso se utilizará un sistema híbrido Wind-Diesel, variando su penetración. El término penetración en este caso está referido al porcentaje de energía que aporta el sistema eólico sobre el total del sistema híbrido.

Existen dos tipos de penetración para analizar, Penetración Instantánea y Penetración Promedio. La Penetración Promedio generalmente se mide en períodos mensuales o anuales.

$$\text{Penetración Instantánea} = \frac{\text{Potencia Eólica (kW)}}{\text{Carga Eléctrica Primaria (kW)}} \quad (5.1-1)$$

$$\text{Penetración Promedio} = \frac{\text{Energía Eólica Producida (kWh)}}{\text{Demanda de Energía Primaria (kWh)}} \quad (5.1-2)$$

Sin embargo, para este tipo de proyecto, la penetración se mide comparando la potencia aportada por los aerogeneradores contra la potencia aportada por los generadores Diesel, quedando entonces definida la penetración como:

$$\text{Penetración} = \frac{\text{Potencia generada Eólica (kWh)}}{\text{Potencia generada Diesel (kWh)}} \quad (5.1-3)$$

La penetración se puede dividir en 5 niveles distintas, como se puede ver en la tabla 5.1.1.:

	Eólica/Diesel	Componentes	Tiempo de operación del Diesel	Impacto en combustible
Diesel exclusivamente	0	D	100%	0
Low Penetration	< 0,5	D, AG	100%	10-30%
Medium Penetration	< 0,7	D, AG, CA	100%	20-50%
High Penetration	> 1,0	D, AG, CA	30 a 70%	30-70%
High Penetration con almacenaje	> 1,0	D, AG, CA, A	10 a 50%	40-90%

Tabla 5.1.1. Distintos niveles de penetración

Los componentes son Generadores Diesel (D), Aerogeneradores (AG), Cargas Auxiliares (CA) y Almacenaje (A).

Como es evidente, los generadores eólicos producen energía acorde al viento que pasa por el rotor a cada instante. Como el viento es aleatorio en la naturaleza, la potencia entregada por estos aerogeneradores puede tener largas fluctuaciones en períodos cortos. La proporción de energía eólica aportada al sistema para satisfacer la demanda determinará el nivel de control requerido para tener un sistema estable y buena calidad de potencia. Las variables a tener en cuenta para ello son la frecuencia y el voltaje, ya que éstas garantizan la estabilidad del sistema.

Sistemas Diesel Exclusivamente

A continuación un esquema de cómo es el sistema y como responde a las distintas cargas, con el objetivo de comparación con los distintos tipos de penetración a posteriori.

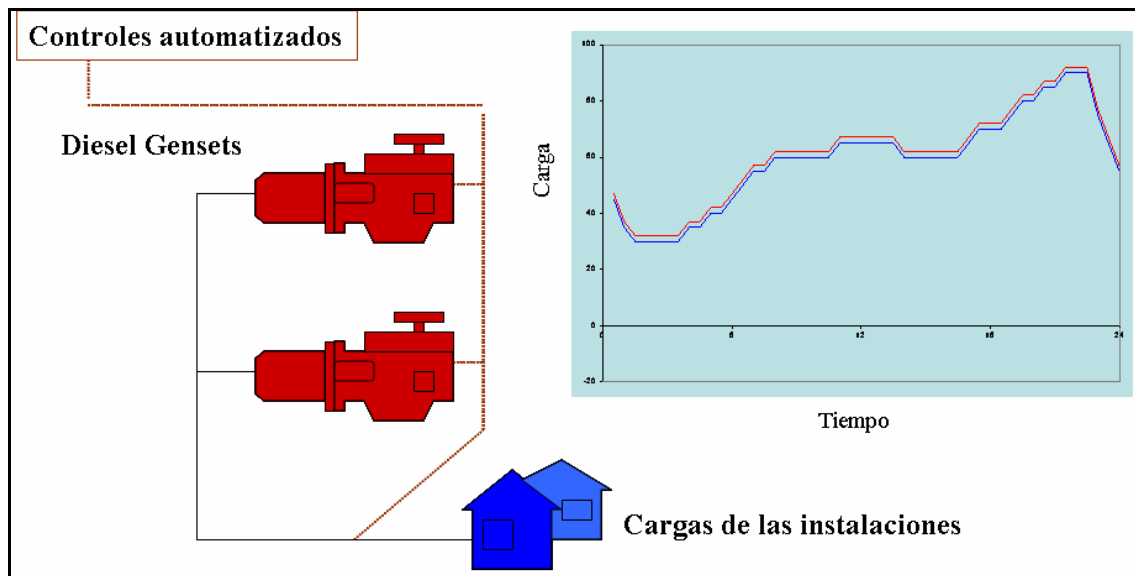


Figura 5.1.1. Esquema de sistema exclusivamente Diesel

El siguiente es un gráfico de cómo se pueden combinar dos generadores diesel de distinta potencia (uno de 500 Kw. y el otro de 1000 Kw.) para satisfacer variaciones en la demanda.

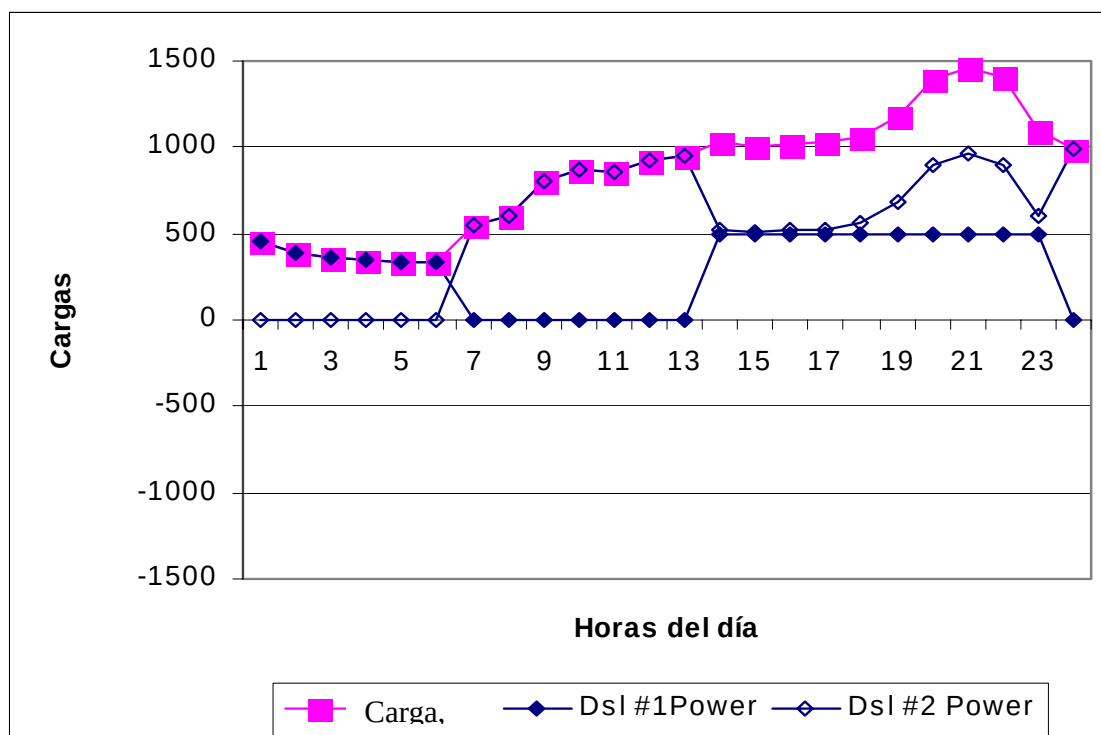


Figura 5.1.3. Demanda y combinaciones de generación.

En un sistema diesel convencional el nivel de generación sigue a la demanda de carga, que fluctúa aleatoriamente. Si el sistema tiene más de un generador, la carga es compartida en proporción a la potencia que puede entregar cada generador. El controlador de velocidad del motor administra el combustible que va al motor para balancear la potencia mecánica y eléctrica en el generador, manteniendo así la frecuencia del mismo. A medida que la carga eléctrica en el generador aumenta, la carga mecánica en el eje aumenta también, lo que tiende a reducir la velocidad del generador. El controlador responde entonces incrementando la cantidad de combustible al motor, de esta manera incrementa la potencia mecánica en el eje para poder satisfacer la demanda eléctrica. El controlador, el actuador y el distribuidor representan un circuito cerrado que controla al sistema para regular la frecuencia. El regulador de voltaje se encarga de mantenerlo estable. La experiencia en campo ha probado la estabilidad de esos sistemas de control.

Low Penetration

El esquema de funcionamiento es el siguiente:

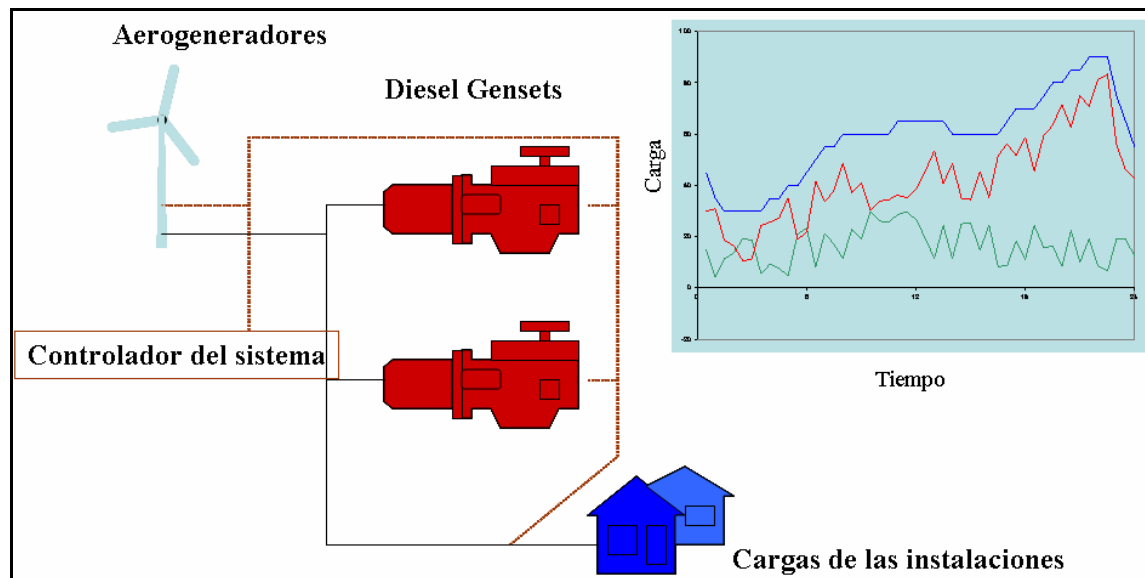


Figura 5.1.4. Esquema de sistema de Baja Penetración

La línea azul representa la carga (mismo color que las instalaciones), la línea roja representa los generadores diesel (mismo color que las máquinas) y la línea verde representa los aerogeneradores.

En esta configuración, el viento actúa como una carga negativa para los generadores diesel, reduciendo de esta manera el consumo de combustible. En los casos en que hay picos altos de vientos, los generadores diesel trabajan a baja carga, que aunque ineficiente ahorra combustible. El problema de que los diesel trabajen fuera de sus estándares de operación no es crítico, pero puede requerir más mantenimiento.

Tiene, a su vez, una fácil integración con el sistema diesel existente, ya que generalmente no requiere modificaciones del sistema del sistema de control de potencia. Por otro lado los ahorros de combustibles son bastante modestos, teniendo un 20% de ahorro como media.

Medium Penetration

El esquema de funcionamiento es el siguiente:

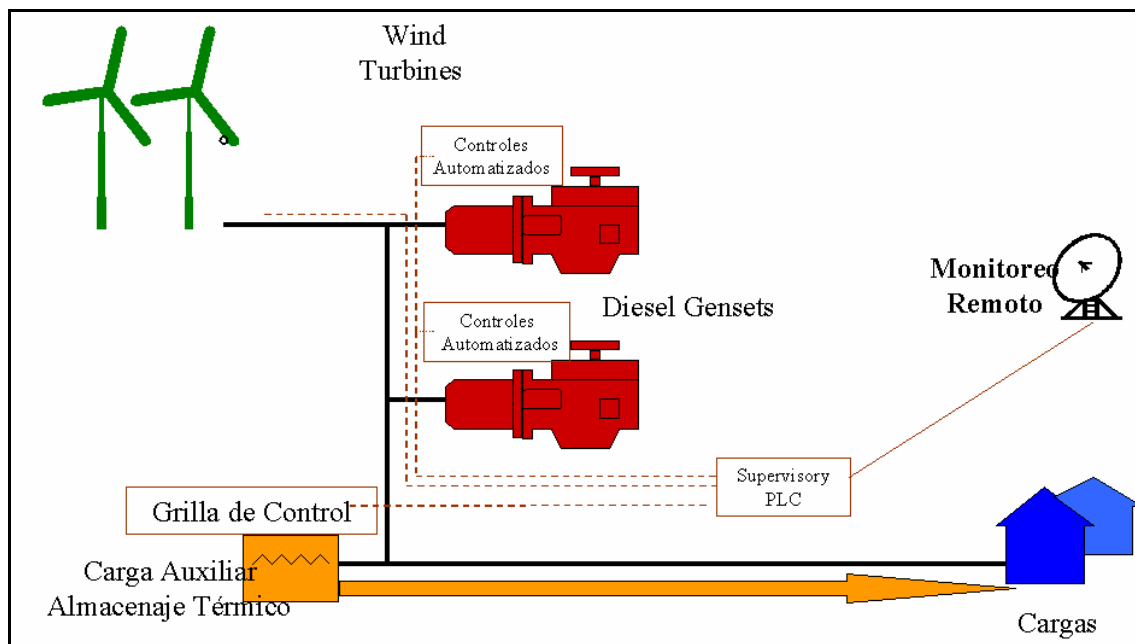


Figura 5.1.5. Esquema de sistema de Media Penetración

A medida que el pico de potencia eólica aumenta en relación a la carga demandada, se necesitan controles adicionales para mantener la calidad de la potencia y evitar impactos negativos en la planta diesel. Cuando los picos de potencia eólica van del 30 al 100% de la carga demanda, las fluctuaciones del viento pueden causar excesivas acciones correctivas por el controlador del motor, resultando en frecuencias excesivas y en variaciones del voltaje.

Durante períodos de altos vientos y baja carga demandada la carga de los motores puede ser reducida a niveles tan bajos que necesitaran aumentar el mantenimiento. La eficiencia de los generadores diesel siempre se reduce cuando la carga demandada es baja. También, un generador diesel que esta entregando baja potencia puede ser dañado por la incompleta combustión del combustible, necesitando más mantenimiento aún.

En el sistema de media penetración (medium penetration) la potencia generada por el sistema eólico no es la suficiente como para apagar los generadores diesel. La potencia reactiva necesitada por los generadores asincrónicos de las turbinas eólicas puede derivar en un pobre factor de potencia en la planta diesel y un voltaje variante en las instalaciones.

Por ello, dos controles adicionales son requeridos:

- 1) **Balanceador de Carga.** La estabilidad de la frecuencia puede ser restaurada sumando un regulador de frecuencia y un balanceador de carga controlable. El regulador de frecuencia controla la frecuencia de la corriente alterna y controla activamente la cantidad de potencia disipada en el balanceador o en la carga auxiliar.
- 2) **Condensador Síncrono.** Un condensador síncrono, se puede agregar para proveer la potencia reactiva adicional necesitada por las turbinas eólicas, estabilizar el voltaje del sistema y corregir los problemas del factor de potencia.

High penetration

El esquema de funcionamiento es el siguiente:

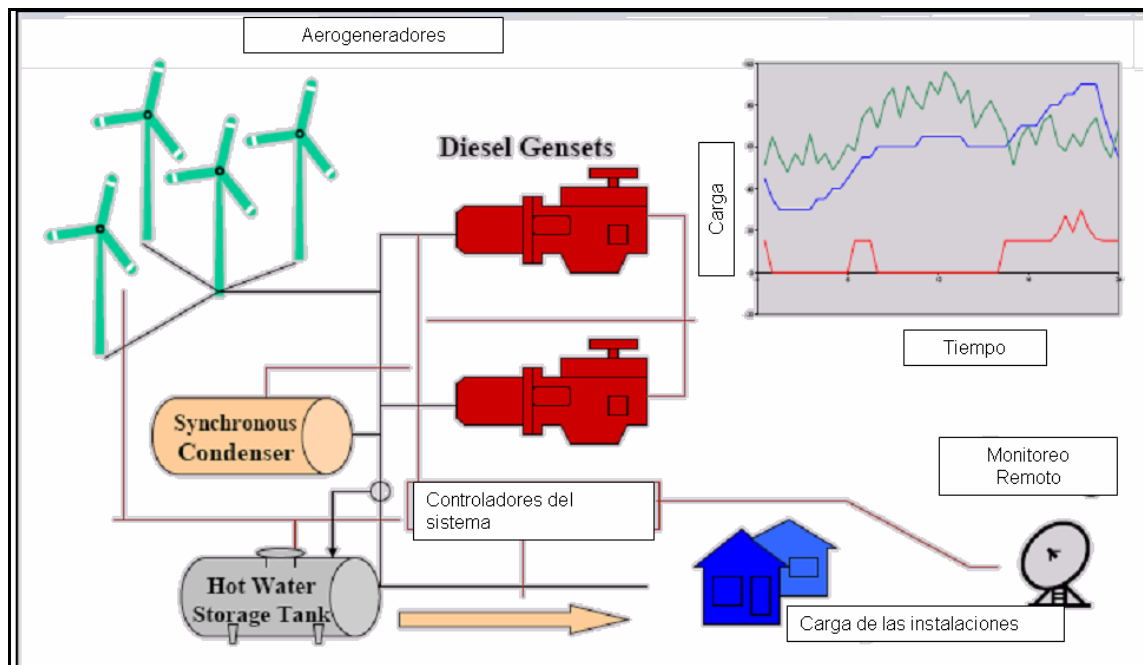


Figura 5.1.6. Esquema de sistema de Alta Penetración

Alta penetración es cuando el sistema eólico genera potencia suficiente en relación a la carga demandada, como para poder apagar todos los generadores diesel cuando las condiciones de vientos son favorables. Los picos de potencia eólica superan el 100% de la carga demandada. Este sistema tiene como premio ahorros significativos de combustible y costos operativos pero requiere un sistema de control mas sofisticado. Los sistemas sin almacenamiento deberán mantener un margen de potencia mayor a la carga demandada para tener una operación solamente eólica confiable.

High Penetration con almacenaje

El esquema de funcionamiento es el siguiente:

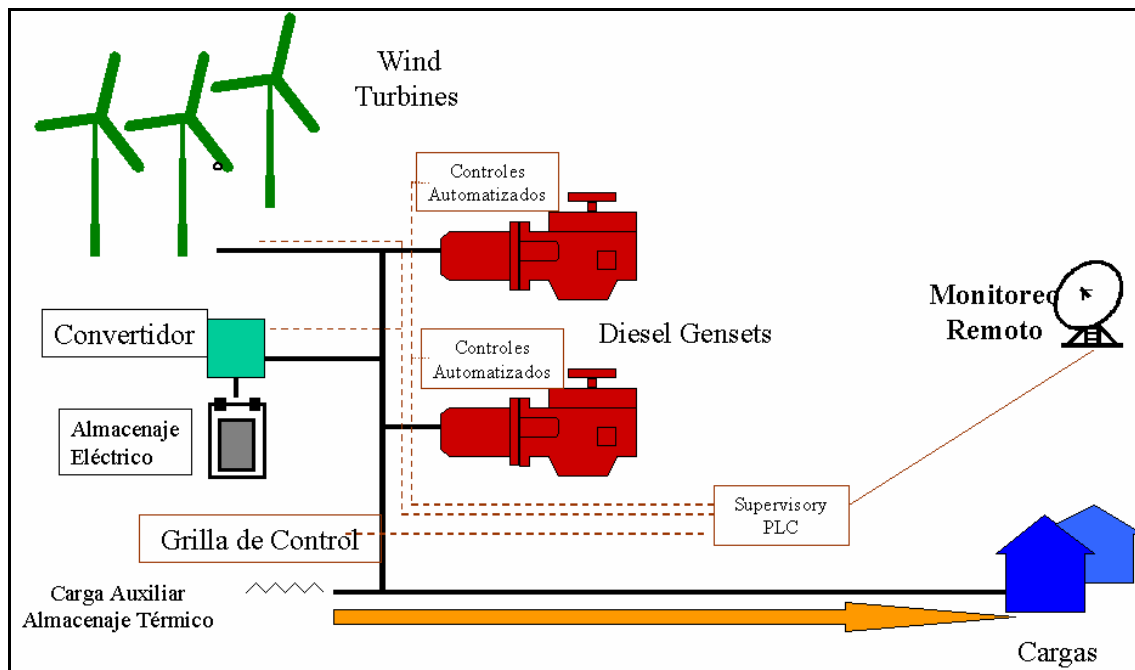


Figura 5.1.7. Esquema de Alta Penetración con almacenaje.

Un sistema sin almacenamiento requiere de un margen significativo de potencia eólica mayor que la carga demandada antes de permitirse funcionar solamente con el sistema eólico. El almacenamiento reduce efectivamente la variabilidad del viento absorbiendo los excesos de energía y cubriendo su déficit en el corto plazo, permitiendo de esta manera un margen más pequeño. El resultado final es una reducción en la potencia que debe ser desechada en cargas auxiliares, aumento en el tiempo operativo del modo exclusivamente eólico, y un consumo menor de combustible. El problema de esto es un aumento del costo del sistema ya que los bancos de baterías son costosos.

Para poder usar el almacenamiento en baterías, se requiere de un aparato conversor para convertir potencia eléctrica de CA a CC (ya que las baterías son aparatos que utilizan CC) y viceversa. Un conversor rotativo es un aparato de esos, en el que una máquina CA sincrónica es acoplada a una máquina CC. Cuando las baterías se están cargando, la máquina CA actúa como motor para mover a la máquina CC, que actúa como generador. Cuando las baterías se están descargando, funciona de modo inverso. Con este sistema la potencia puede ser cambiada de dirección con suma celeridad. En este aparato, la máquina CA funciona también como un condensador síncrono, proveyendo de potencia reactiva y un voltaje estable al sistema CA.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento del sistema, donde las baterías actúan como cargas negativas cuando se están cargando, y como positivas cuando aportan al sistema.

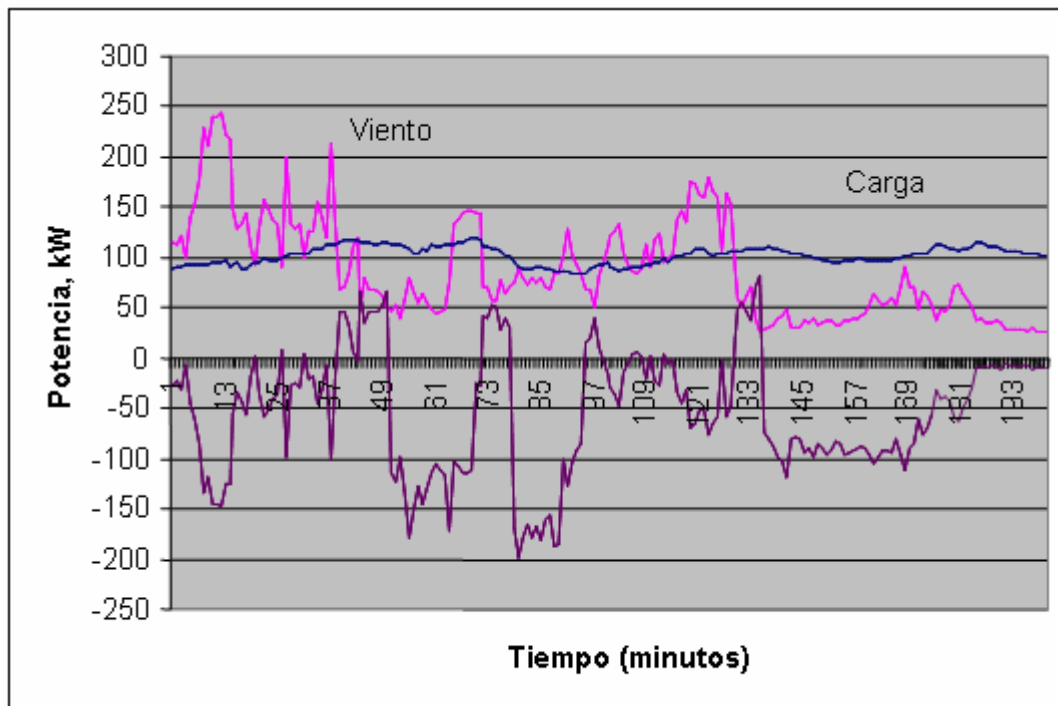


Figura 5.1.8. Comportamiento del Sistema

5.2 DESAFÍOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN EN CLIMAS EXTREMADAMENTE FRÍOS

Existen varios puntos a tener en cuenta cuando se trata de proyectos de esta magnitud en zonas con climas extremos, en este caso el frío. A continuación una lista de los puntos a tener en consideración.

Dirección del Proyecto

La dirección del proyecto implica la toma de decisiones durante el proceso de instalación de los aerogeneradores en las bases antárticas. Dado los imprevistos lógicos que pueden ocurrir en una obra de este tipo, el proyecto no puede, ni debe, ser dirigido a la distancia. Por lo tanto es altamente recomendable contar con gente capacitada con poder de decisión actuando directamente en el sitio mismo.

Logística

La movilización de materiales, componentes, personal y equipamiento para estos proyectos es significativa. La falta de infraestructura en los sitios remotos

demandará mayor cantidad de elementos transportados, aumentando el costo de instalación por el transporte de los mismos.

Por lo tanto, es altamente recomendable la búsqueda de contratistas y proveedores cercanos (en este caso en particular ubicados en Ushuaia) para la disminución de estos costos.

Integración Eólica

Generalmente, los sistemas híbridos de alta penetración no son efectivos económicamente, a no ser que los recursos eólicos (el viento) sean abundantes. Varios factores deben ser analizados para determinar la solución, en términos de niveles de penetración, más efectiva. La mayoría de ellos incluyen generalmente la automatización de la planta diesel para asegurarse que los generadores diesel funcionen lo mas eficientemente.

Comunicación del Sistema

La habilidad para seguir el estatus de funcionamiento, y la información operacional desde la distancia es clave para ahorro de costos. De esta manera se pueden controlar varios sitios desde una sola central (por caso, una oficina desde Buenos Aires), y solamente enviar equipos de mantenimiento o reparación de ser necesario. Así se evitan los chequeos periódicos (o al menos se espacia el tiempo entre ellos) que son muy costosos al tener que enviar especialistas a locaciones remotas. Por lo tanto se recomienda la instalación de un software de monitoreo y operación a distancia, que permitirá la automatización del sistema.

Automatización de las plantas diesel

Todos los sistemas híbridos comienzan en la planta generadora. Una planta moderna, eficientemente operada, es necesaria para asegurarse que el sistema en su conjunto funcione efectivamente. Estos controles necesarios son de fácil instalación para obtener una correcta operación.

5.3 AEROGENERADOR PARA CLIMAS EXTREMADAMENTE FRÍOS

Una vez descriptos los distintos desafíos que implica el funcionamiento del sistema como un todo en climas extremadamente fríos, resta analizar el aerogenerador puntual a utilizar, ya que éste tiene que tener especificaciones particulares para poder trabajar en estas regiones.

Para ello se utilizará el NW100, un aerogenerador diseñado específicamente para trabajar en este tipo de climas, con varias certificaciones realizadas y probadas su capacidad de funcionamiento en campo.

Especificaciones Técnicas

Para que el NW100 sea un aerogenerador apto para trabajar correctamente en estas locaciones, debe tener ciertas características que lo diferencian del resto de los aerogeneradores.

La primera gran diferencia que posee respecto del resto, es el Direct Drive Permanent Magnet Generator (Generador Directo con Imán Permanente). Esto quiere decir que, a diferencia del resto, el generador está conectado directamente con las palas y el buje, y no hay ninguna caja de engranajes (multiplicador) que aumente la velocidad de rotación. O sea, el generador trabaja a baja velocidad. El resultado de esto es una gran disminución de las partes mecánicas del sistema, lo cual disminuye enormemente las tareas de mantenimiento, siempre costos y más en estos casos por lo remoto de las locaciones.

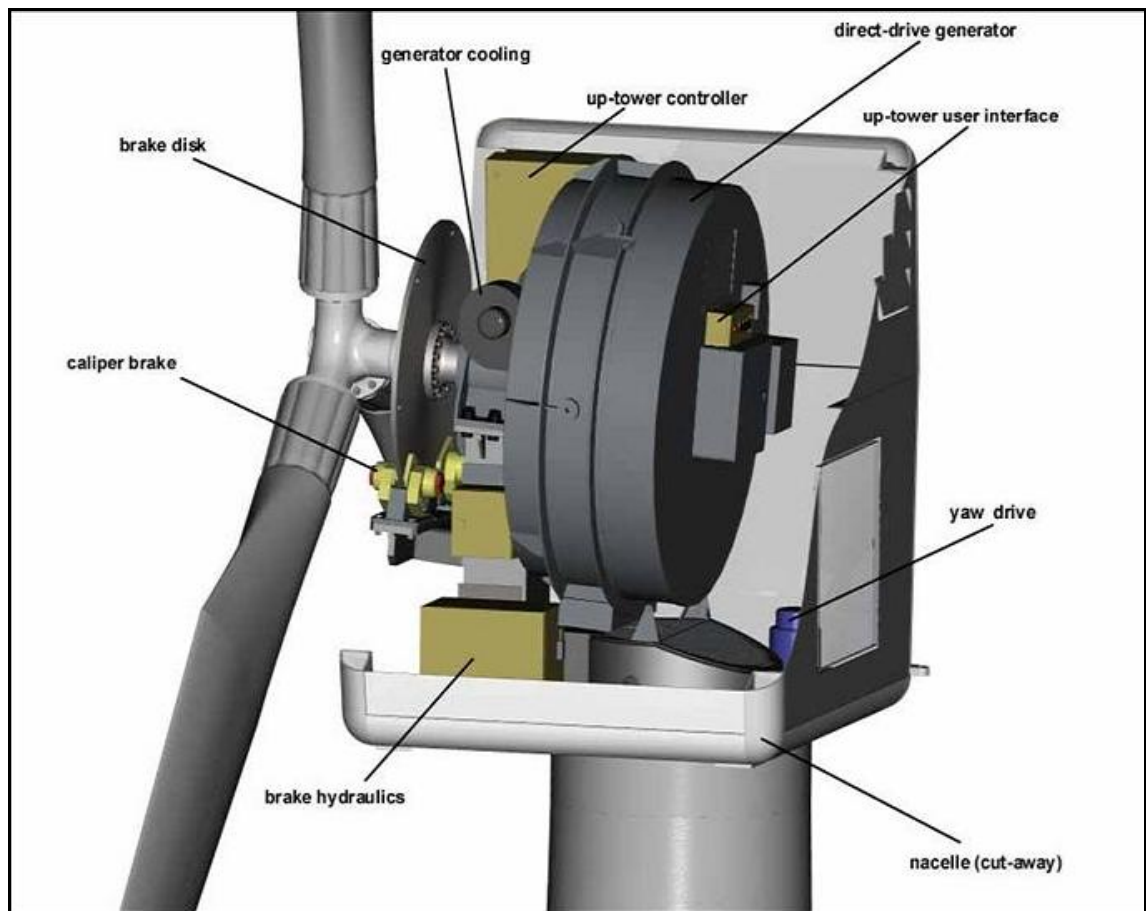


Figura 5.3.1. Esquema de Direct Drive

Además de esto, se diseñó la aerodinámica de las palas para que trabajen con cierto grado de congelamiento. Por otro lado, se utilizan metales de baja temperatura estructural, que resisten mejor estas temperaturas. De esta manera se garantiza que el aerogenerador pueda operar en temperaturas de hasta 46 grados Celsius bajo cero (-50° F).

Sus especificaciones de diseño son las siguientes:

- Salida Nominal: 100kW
- Diámetro del Rotor: 19,1m
- Altura de la Góndola: 25m
- Compensación del factor de potencia: > 0.99 nominal
- Rango de Temperatura: de -46°C a 50°C
- Sistema de Seguridad: Frenos electrodinámicos y mecánicos.

Otra característica muy importante del NW100 es que está diseñado para ser transportado en Contenedores ISO, y que para la instalación no se necesita más que una grúa en la locación.

Parámetros de performance:

A continuación los siguientes gráficos muestran las distintas performances del aerogenerador, tanto su rendimiento como el ahorro de combustible que pueden generar.

El primero de ellos (Figura 5.3.2.) presenta la potencia generada según la velocidad del viento.

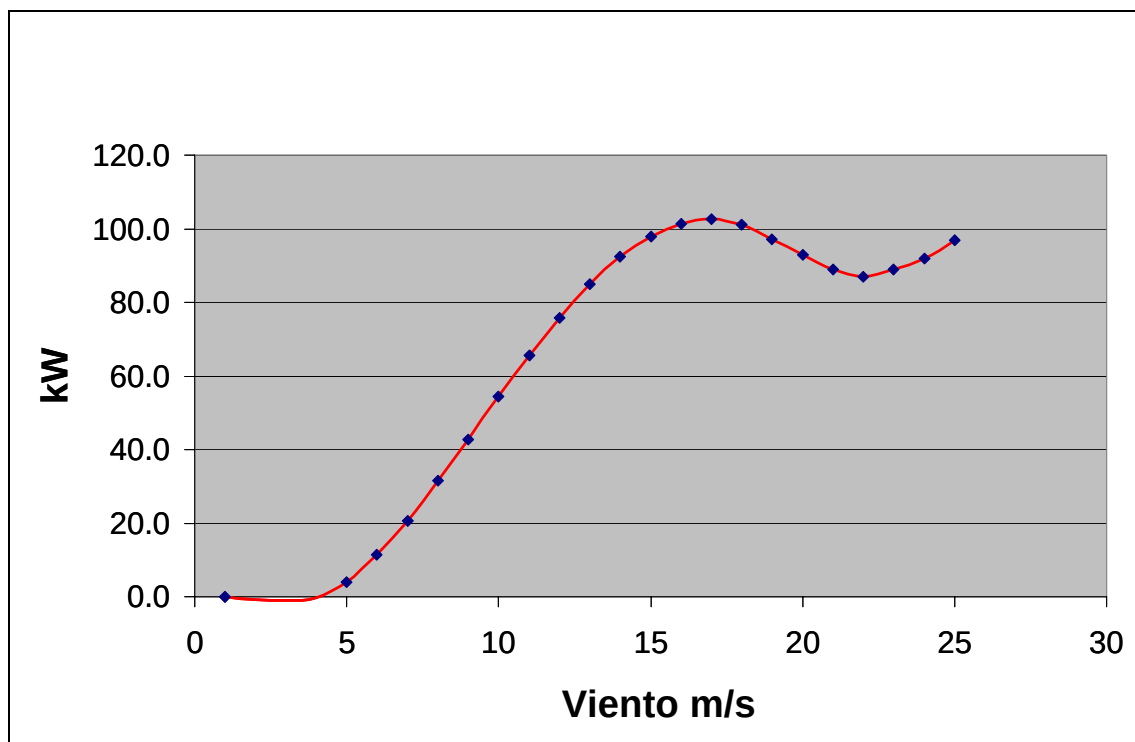


Figura 5.3.2. Potencia Generada

Se puede observar aquí que el máximo rendimiento del aerogenerador es cuando el viento llega a los 17 m/s de velocidad. Luego disminuye su rendimiento porque debido a razones de seguridad se necesita activar el freno electrodinámico, entonces el rotor gira a una menor velocidad, produciendo menos potencia.

El segundo gráfico (Figura 5.3.3.) presenta la cantidad de Kw. hora que puede generar por año el NW100 según la velocidad media anual del viento.

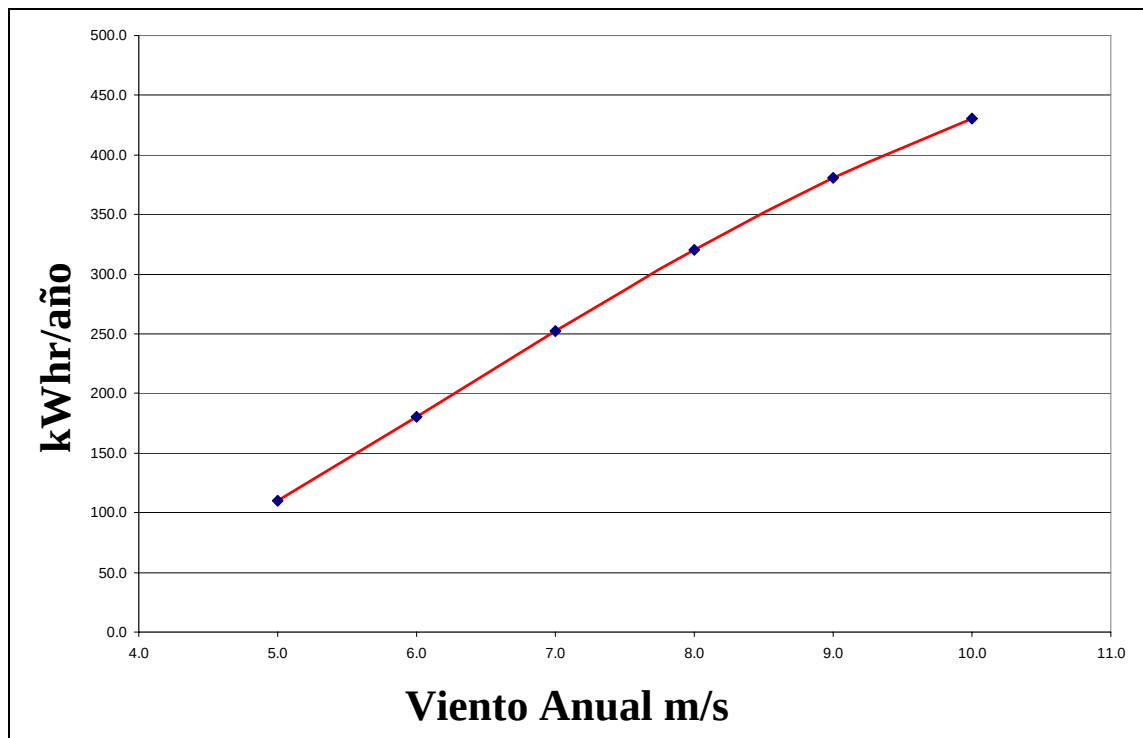


Figura 5.3.3. Generación Anual en kWh

El Kw. hora es una unidad para medir la energía consumida. Es la multiplicación entre la potencia demandada (de un aparato para su funcionamiento) por la cantidad de horas que es demandada.

El tercer gráfico (Figura 5.3.4.) representa el ahorro de combustible según los distintos niveles de eficiencia de los generadores Diesel. Esta estipulado para 1 NW100 funcionando a 34km/h (9,45 m/s). La mayoría de los diesel tienen una eficiencia que va de los 2,1 a 3,1 Kwh. /litro. Para este trabajo se considerará que los generadores diesel instalados en las bases antárticas tienen una eficiencia de 3 Kwh. /litro.

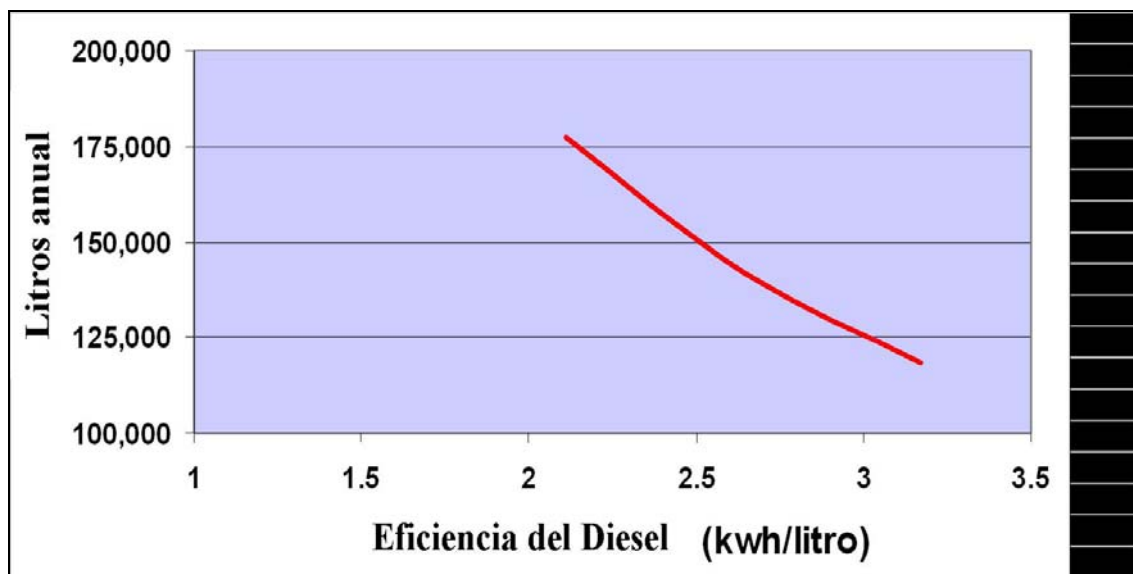


Figura 5.3.4. Ahorro de Combustible

Por lo tanto, el ahorro de combustible producido por un aerogenerador NW100 funcionando a 9,45 m/s de velocidad de viento (menor a su máximo rendimiento), y considerando una eficiencia de 3 Kwh. /litro, es aproximadamente de 125.000 litros de combustible por año.

Certificaciones:

Las siguientes son las distintas certificaciones a las que fue sometido el NW100 para certificar su funcionamiento en climas fríos, tanto de ensayo como de instalación real de proyectos.

Direct Drive Generators y Programas Plares

- | | |
|-------------------------|------------|
| - NASA SBIR | -1994-1996 |
| - DDGen Program | -1996-1998 |
| - POC Turbina Installed | Marzo 1999 |

CWT Program

- | | |
|-------------------------------------|----------------|
| - Kickoff | Agosto 1999 |
| - Revisión final del diseño | Junio 2000 |
| - Revisión de testeo de preparación | Diciembre 2000 |
| - Aerogenerador Instalado | Febrero 2002 |

NW100 en Kotzebue, AK

- Instalado

Abril/Mayo 2002

- Comisionado

Mayo 2002

6.- COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN.

CONSUMO Y VIENTOS POR BASE. SELECCIÓN DEL NIVEL DE PENETRACIÓN POR BASE. ANÁLISIS ECONÓMICO.

6.1 COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN.

Para poder determinar el nivel de penetración correcto para cada base, primero debe efectuarse un análisis de los distintos costos de los elementos a utilizar, más los que se utilizan en la actualidad. Cabe aclarar que todos los costos están expresados en Dólares Americanos.

Primero se detallaran los costos actuales que están directamente involucrados en la generación de energía según el presupuesto del Instituto Antártico. Estos son los costos de compra y transporte de Diesel y aceite (para los generadores), el costo de mantenimiento de los generadores, y los operarios dedicados a la generación. La lista es la que figura en la tabla 6.1.

Costo de Diesel	U\$S 0,60 por litro
Costo de Aceite	U\$S 5,36 por litro
Transporte Líquidos (Diesel o Aceite)	U\$S 1,50 por litro
Operadores	U\$S 30.000 por operario por año
Mantenimiento	<i>Se considera un 3% de los generadores instalados (ya sean los actuales o los aerogeneradores a instalar)</i>

Tabla 6.1. Costos Actuales

Por otro lado, como se evalúan los proyectos al largo plazo, se tiene en cuenta la inflación provista por el instituto, que es de un 2% anual para el costo del Diesel y el Aceite, y del 3% para el resto. Cabe destacar que estos índices inflacionarios son considerados por muchos expertos como bajos, mas aún teniendo en cuenta el ritmo inflacionario del país en el presente. De todos modos, si los índices inflacionarios reales fueran mayores que los previstos, tanto más redituable sería el proyecto. Esto se debe al ahorro en costos variables que representa la implementación del proyecto (este consta de una fuerte inversión inicial, pero muy poca en el largo plazo, y un gran ahorro de insumos anuales, que son los más afectados por la inflación).

En lo que respecta a los costos a implementar, están los considerados como inversión inicial, que como son al año cero no deben ser ajustados bajo ninguna inflación. Luego están los variables detallados previamente, que seguirán siendo considerados, pero en menor escala; estos tienen el mismo valor y ajuste inflacionario asignados previamente. Por último debe ser considerado la compra de nuevos generadores diesel al año 10 del proyecto, que es el año en que se estima que hay que renovar el parque diesel. Cada

generador colocado en la Antártida tiene una vida útil distinta, pero para los fines prácticos del proyecto se estimará que en el año 10 termina la misma para todos. En realidad, los generadores se utilizan pasada su vida útil, pero esto por supuesto aumenta los costos ya que su eficiencia declina, y por otro lado su contaminación es mayor. Estos costos serán distintos para cada base, teniendo en cuenta la potencia instalada en la actualidad, más la potencia a instalar. También se le hará un ajuste inflacionario a partir de los precios actuales.

Los costos de inversión inicial son los siguientes:

Aerogenerador NW100	U\$S 230.000
Transporte del aerogenerador	U\$S 6.500
Torre del aerogenerador	U\$S 90.000
SmartView (software de seguimiento satelital)	U\$S 17.500
Wireless Tranceivers	U\$S 2.000
Ingeniería y Soporte técnico (para la instalación)	U\$S 150.000
Transporte de Personal	U\$S 1.800 por persona(3 por cada aerogenerador)
Controles automatizados (para automatización de los generadores diesel actuales)	U\$S 30.000
Construcción e instalación	U\$S 200.000 por aerogenerador
Alquiler Grúa	U\$S 25.000
Transporte Grúa	U\$S 25.000
Cargas extras y auxiliares (Dump Load)	U\$S 80.000 por base

Tabla 6.2. Costos de Inversión Inicial

Los costos de renovación del parque Diesel son considerados a partir del costo actual, mas un ajuste inflacionario del 2% anual. Los costos varían según la potencia nominal de los mismos de la siguiente manera:

Generador de 150 Kw.	U\$S 35.000
Generador de 100 Kw.	U\$S 23.000
Generador de 60 Kw.	U\$S 14.000
Generador de 35 Kw.	U\$S 8.200

Tabla 6.3. Costos de generadores diesel según su potencia nominal.

Hoy en día el parque diesel antártico esta conformado a partir de distintas combinaciones de los listados anteriormente, y para la renovación se respetará

está combinación, exceptuando los que no sean necesarios por haber sido reemplazados por los aerogeneradores.

6.2 CONSUMOS Y VIENTOS POR BASE. POTENCIA INSTALADA

A continuación figura la tabla 6.2.1. Con los consumos por base, más la potencia instalada desglosada por generador.

Bases	Litros Diesel Anuales	Potencia Instalada	Combinación de generadores Diesel				Valor Total generadores	Litros Aceite
			150 Kw.	100 Kw.	60 Kw.	35 Kw.		
Marambio	900.000	350	1	2	0	0	\$ 81.000	4800
Esperanza	300.000	180	0	0	3	0	\$ 42.000	1600
Jubany	250.000	180	0	0	3	0	\$ 42.000	1400
Orcadas	250.000	180	0	0	3	0	\$ 42.000	1400
San Martín	85.000	70	0	0	0	2	\$ 16.400	1100
Belgrano	85.000	70	0	0	0	2	\$ 16.400	1100
Costo de los generadores			\$ 35.000	\$ 23.000	\$ 14.000	\$ 8.200		

Tabla 6.2.1. Consumos y potencia instalada por base

Las siguientes son tablas con los vientos promedios por mes (el promedio es de los últimos 10 años), siendo la primera en Km. /h y la segunda en m/s.

Bases	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Marambio	24,06	25,71	27,30	29,44	28,31	32,29	33,44	32,04	32,85	31,72	28,10	24,52
Esperanza	21,52	23,93	26,72	28,11	24,86	26,26	30,31	29,25	28,77	30,46	24,94	23,47
Jubany	30,15	33,60	36,03	34,11	34,50	36,23	37,25	41,20	40,05	42,05	35,74	32,65
Orcadas	18,35	22,04	23,36	23,15	22,41	21,76	21,41	23,38	21,25	22,34	21,41	19,07
San Martín	14,86	17,73	19,57	19,72	17,45	15,12	17,65	18,31	17,46	19,85	17,55	17,22
Belgrano II	15,20	19,00	18,26	23,13	22,12	21,88	23,24	23,43	25,56	21,16	19,80	17,90

Tabla 6.2.2. Vientos en Km. /h

Bases	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Marambio	6,68	7,14	7,58	8,18	7,86	8,97	9,29	8,90	9,13	8,81	7,81	6,81
Esperanza	5,98	6,65	7,42	7,81	6,91	7,30	8,42	8,13	7,99	8,46	6,93	6,52
Jubany	8,37	9,33	10,01	9,47	9,58	10,06	10,35	11,44	11,12	11,68	9,93	9,07
Orcadas	5,10	6,12	6,49	6,43	6,22	6,05	5,95	6,49	5,90	6,20	5,95	5,30
San Martín	4,13	4,92	5,44	5,48	4,85	4,20	4,90	5,09	4,85	5,51	4,87	4,78
Belgrano II	4,22	5,28	5,07	6,43	6,15	6,08	6,46	6,51	7,10	5,88	5,50	4,97

Tabla 6.2.3. Vientos en m/s

6.3 SELECCIÓN DE NIVEL DE PENETRACIÓN POR BASE. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para determinar el nivel de penetración ideal por Base hay que tener 2 aspectos en cuenta. El primero de ellos es la intensidad de los vientos en cada una de las mismas. Éstos determinan la potencia que pueden generar los aerogeneradores y de esta forma reemplazar parte o la totalidad de los Kw. aportados por los generadores diesel. Pero no todo depende de la intensidad de viento, de ser así se podrían instalar todos los aerogeneradores físicamente posibles. Existe un limitante para ello y es el factor económico.

Para realizar el análisis económico se utilizará un estudio de Flujos de Fondos. En la mayoría de los proyectos de este tipo se utiliza como criterio de evaluación el VAN (Valor Actual Neto), que consiste en actualizar el flujo de fondos de cada año al año cero tomando una tasa de descuento determinada. Sin embargo, se utilizará el CAE (Costo Anual Equivalente), que representa el impacto anual del proyecto, y se obtiene dividiendo el VAN por una constante determinada a partir de los años de duración del proyecto, y su tasa de rentabilidad. La fórmula de obtención del CAE es la siguiente:

$$\text{Costo anual equivalente} = \frac{\text{VAN}}{1/r - 1/r(1+r)^t} \quad (6.3-1)$$

Se debe usar el CAE y no el VAN debido a la distinta duración de los tipos de generación. Se considera que el método de generación actual, exclusivamente Diesel, le restan solo 10 años de vida útil a los generadores. Por otro lado, los aerogeneradores son considerados utilizables por 30 años o más. De esta manera, los flujos de fondos para cada caso son distintos.

Por lo tanto, se compararan los CAE para distintos tipos de penetración, y el que de el menor valor (por tanto el menor costo anual equivalente), será el mas apto. La tasa de descuento a utilizar será de 12%.

Para la composición de los flujos de fondos se debe tener en cuenta el ahorro de litros de Diesel y Aceite para cada base según el aporte de potencia que pueda hacer cada generador a partir de los vientos. Cabe aclarar que para el análisis del nivel de penetración se tomaron los litros ahorrados (por el aporte eólico) sobre los litros generados a través de los generadores Diesel para cada caso, que es una alternativa valida a comparar las potencias aportadas en cada caso. A continuación distintas tablas que representan el potencial ahorro en Diesel y aceite por Base según la cantidad de aerogeneradores instalados en la misma.

Marambio										
NW100	Litros Base	Ltrs Ahorrados	Litros Diesel	Penetración	Ahorro	Ahorro Econ.	Ltrs Aceit.	Ahorro Ace.	Total Aceit	Ahorro Econ.
1	900000	102920,8	797079,2	0,13	11,44%	\$ 216.133,7	4800	548,6	4251,4	\$ 3.269,5
2	900000	205841,6	694158,4	0,30	22,87%	\$ 432.267,4	4800	1097,1	3702,9	\$ 6.538,9
3	900000	308762,4	591237,6	0,52	34,31%	\$ 648.401,0	4800	1645,7	3154,3	\$ 9.808,4
4	900000	411683,2	488316,8	0,84	45,74%	\$ 864.534,7	4800	2194,3	2605,7	\$ 13.077,9
5	900000	514604	385396	1,34	57,18%	\$ 1.080.668,4	4800	2742,8	2057,2	\$ 16.347,3
6	900000	617524,8	282475,2	2,19	68,61%	\$ 1.296.802,1	4800	3291,4	1508,6	\$ 19.616,8
7	900000	720445,6	179554,4	4,01	80,05%	\$ 1.512.935,8	4800	3840,0	960,0	\$ 22.886,3
8	900000	823366,4	76633,6	10,74	91,49%	\$ 1.729.069,4	4800	4388,5	411,5	\$ 26.155,7

Tabla 6.3.1. Ahorro de Diesel y Aceite para la base Marambio.

Esperanza										
NW100	Litros Base	Litros Ahorrados	Litros Diesel	Penetración	Ahorro	Ahorro Econ.	Ltrs Aceit.	Ahorro Ace.	Total Aceit	Ahorro Econ.
1	300000	81038,4	218961,6	0,37	27,01%	\$ 170.180,6	1600	431,9	1168,1	\$ 2.574,3
2	300000	162076,8	137923,2	1,18	54,03%	\$ 340.361,3	1600	863,9	736,1	\$ 5.148,7
3	300000	243115,2	56884,8	4,27	81,04%	\$ 510.541,9	1600	1295,8	304,2	\$ 7.723,0
4	300000	324153,6	-24153,6	-13,42	108,05%	\$ 680.722,6	1600	1727,7	-127,7	\$ 10.297,3
5	300000	405192	-105192	-3,85	135,06%	\$ 850.903,2	1600	2159,7	-559,7	\$ 12.871,7
6	300000	486230,4	-186230,4	-2,61	162,08%	\$ 1.021.083,8	1600	2591,6	-991,6	\$ 15.446,0
7	300000	567268,8	-267268,8	-2,12	189,09%	\$ 1.191.264,5	1600	3023,5	-1423,5	\$ 18.020,3
8	300000	648307,2	-348307,2	-1,86	216,10%	\$ 1.361.445,1	1600	3455,5	-1855,5	\$ 20.594,6

Tabla 6.3.2. Ahorro de Diesel y Aceite para la base Esperanza.

Jubany										
NW100	Litros Base	Litros Ahorrados	Litros Diesel	Penetración	Ahorro	Ahorro Econ.	Ltrs Aceit.	Ahorro Ace.	Total Aceit	Ahorro Econ.
1	250000	166219,2	83780,8	1,98	66,49%	\$ 349.060,3	1400	885,9	514,1	\$ 5.280,3
2	250000	332438,4	-82438,4	-4,03	132,98%	\$ 698.120,6	1400	1771,9	-371,9	\$ 10.560,5
3	250000	498657,6	-248657,6	-2,01	199,46%	\$ 1.047.181,0	1400	2657,8	-1257,8	\$ 15.840,8
4	250000	664876,8	-414876,8	-1,60	265,95%	\$ 1.396.241,3	1400	3543,8	-2143,8	\$ 21.121,0
5	250000	831096	-581096	-1,43	332,44%	\$ 1.745.301,6	1400	4429,7	-3029,7	\$ 26.401,3
6	250000	997315,2	-747315,2	-1,33	398,93%	\$ 2.094.361,9	1400	5315,7	-3915,7	\$ 31.681,5
7	250000	1163534,4	-913534,4	-1,27	465,41%	\$ 2.443.422,2	1400	6201,6	-4801,6	\$ 36.961,8
8	250000	1329753,6	-1079753,6	-1,23	531,90%	\$ 2.792.482,6	1400	7087,6	-5687,6	\$ 42.242,0

Tabla 6.3.3. Ahorro de Diesel y Aceite para la base Jubany.

Orcadas										
NW100	Litros Base	Litros Ahorrados	Litros Diesel	Penetración	Ahorro	Ahorro Econ.	Ltrs Aceit.	Ahorro Ace.	Total Aceit	Ahorro Econ.
1	250000	39912,8	210087,2	0,19	15,97%	\$ 83.816,9	1400	212,7	1187,3	\$ 1.267,9
2	250000	79825,6	170174,4	0,47	31,93%	\$ 167.633,8	1400	425,5	974,5	\$ 2.535,8
3	250000	119738,4	130261,6	0,92	47,90%	\$ 251.450,6	1400	638,2	761,8	\$ 3.803,7
4	250000	159651,2	90348,8	1,77	63,86%	\$ 335.267,5	1400	850,9	549,1	\$ 5.071,6
5	250000	199564	50436	3,96	79,83%	\$ 419.084,4	1400	1063,7	336,3	\$ 6.339,5
6	250000	239476,8	10523,2	22,76	95,79%	\$ 502.901,3	1400	1276,4	123,6	\$ 7.607,4
7	250000	279389,6	-29389,6	-9,51	111,76%	\$ 586.718,2	1400	1489,1	-89,1	\$ 8.875,3
8	250000	319302,4	-69302,4	-4,61	127,72%	\$ 670.535,0	1400	1701,9	-301,9	\$ 10.143,2

Tabla 6.3.4. Ahorro de Diesel y Aceite para la base Orcadas.

San Martín										
NW100	Litros Base	Litros Ahorrados	Litros Diesel	Penetración	Ahorro	Ahorro Econ.	Ltrs Aceit.	Ahorro Ace.	Total Aceit	Ahorro Econ.
1	85000	14698,4	70301,6	0,21	17,29%	\$ 30.866,6	1100	78,3	1021,7	\$ 466,9
2	85000	29396,8	55603,2	0,53	34,58%	\$ 61.733,3	1100	156,7	943,3	\$ 933,8
3	85000	44095,2	40904,8	1,08	51,88%	\$ 92.599,9	1100	235,0	865,0	\$ 1.400,8
4	85000	58793,6	26206,4	2,24	69,17%	\$ 123.466,6	1100	313,4	786,6	\$ 1.867,7
5	85000	73492	11508	6,39	86,46%	\$ 154.333,2	1100	391,7	708,3	\$ 2.334,6
6	85000	88190,4	-3190,4	-27,64	103,75%	\$ 185.199,8	1100	470,1	629,9	\$ 2.801,5
7	85000	102888,8	-17888,8	-5,75	121,05%	\$ 216.066,5	1100	548,4	551,6	\$ 3.268,4
8	85000	117587,2	-32587,2	-3,61	138,34%	\$ 246.933,1	1100	626,7	473,3	\$ 3.735,4

Tabla 6.3.5. Ahorro de Diesel y Aceite para la base San Martín.

Belgrano II										
NW100	Litros Base	Litros Ahorrados	Litros Diesel	Penetración	Ahorro	Ahorro Econ.	Ltrs Aceit.	Ahorro Ace.	Total Aceit	Ahorro Econ.
1	85000	36010,4	48989,6	0,74	42,37%	\$ 75.621,8	1100	191,9	908,1	\$ 1.143,9
2	85000	72020,8	12979,2	5,55	84,73%	\$ 151.243,7	1100	383,9	716,1	\$ 2.287,9
3	85000	108031,2	-23031,2	-4,69	127,10%	\$ 226.865,5	1100	575,8	524,2	\$ 3.431,8
4	85000	144041,6	-59041,6	-2,44	169,46%	\$ 302.487,4	1100	767,7	332,3	\$ 4.575,7
5	85000	180052	-95052	-1,89	211,83%	\$ 378.109,2	1100	959,7	140,3	\$ 5.719,7
6	85000	216062,4	-131062,4	-1,65	254,19%	\$ 453.731,0	1100	1151,6	-51,6	\$ 6.863,6
7	85000	252072,8	-167072,8	-1,51	296,56%	\$ 529.352,9	1100	1343,5	-243,5	\$ 8.007,5
8	85000	288083,2	-203083,2	-1,42	338,92%	\$ 604.974,7	1100	1535,5	-435,5	\$ 9.151,5

Tabla 6.3.6. Ahorro de Diesel y Aceite para la base Belgrano II.

Una vez obtenidos los niveles de ahorro y penetración, se realizaron flujos de fondos para el sistema actual (penetración Cero) llamado “original” (en color celeste en cada caso) y uno por cada nivel de penetración, Low, Medium, y High (obsérvese que por esto, el análisis de cada base se realiza para cantidades distintas de aerogeneradores). El máximo de aerogeneradores estará determinado por el nivel de ahorro de combustible (será la cantidad de generadores previa a obtener mas del 100% de ahorro). Cabe aclarar que los resultados se ponen como números positivos, aunque realmente representan costos, por lo tanto se buscar el CAE menor para poder decidir. Los Resultados fueron los siguientes:

	Marambio	
NW100	VAN	CAE
Original	\$ 12.385.211,05	\$ 2.191.986,23
1	\$ 18.282.202,77	\$ 2.269.619,52
3	\$ 15.399.315,88	\$ 1.911.727,40
4	\$ 13.966.475,45	\$ 1.733.849,35
5	\$ 12.527.846,71	\$ 1.555.252,71
6	\$ 11.088.691,76	\$ 1.376.590,75
7	\$ 9.651.115,43	\$ 1.198.124,77

Tabla 6.3.7. Valores de VAN y CAE para Marambio.

	Esperanza	
NW100	VAN	CAE
Original	\$ 4.383.371,22	\$ 775.787,29
1	\$ 5.939.845,74	\$ 737.394,18
2	\$ 4.965.813,98	\$ 616.474,31
3	\$ 3.991.782,22	\$ 495.554,44

Tabla 6.3.8. Valores de VAN y CAE para Esperanza.

	Jubany	
NW100	VAN	CAE
Original	\$ 3.719.966,99	\$ 658.375,25
1	\$ 3.049.630,97	\$ 378.592,34

Tabla 6.3.9. Valores de VAN y CAE para Jubany.

	Orcadas	
NW100	VAN	CAE
Original	\$ 3.719.966,99	\$ 658.375,25
1	\$ 5.755.155,82	\$ 714.466,09
2	\$ 5.657.250,61	\$ 702.311,78
3	\$ 5.563.660,34	\$ 690.693,14
4	\$ 5.468.807,16	\$ 678.917,72
5	\$ 5.375.216,89	\$ 667.299,08

Tabla 6.3.10. Valores de VAN y CAE para Orcadas.

	San Martín	
NW100	VAN	CAE
Original	\$ 1.541.018,52	\$ 272.735,88
1	\$ 2.797.274,88	\$ 347.263,93
2	\$ 3.235.604,19	\$ 401.679,74
3	\$ 3.681.329,96	\$ 457.013,77
4	\$ 5.379.578,74	\$ 667.840,58
5	\$ 6.138.435,52	\$ 762.047,84

Tabla 6.3.11. Valores de VAN y CAE para San Martín.

	Belgrano II	
NW100	VAN	CAE
Original	\$ 1.541.018,52	\$ 272.735,88
1	\$ 2.343.250,88	\$ 290.899,73
2	\$ 2.331.533,18	\$ 289.445,06

Tabla 6.3.12. Valores de VAN y CAE para Belgrano II.

Una vez obtenidos estos resultados se puede concluir que para la base Marambio se pueden instalar hasta 7 aerogeneradores, 3 para la base Esperanza, 1 aerogenerador para la base Jubany, y ninguno para las 3 restantes. Los Flujos de Fondos Correspondientes se pueden apreciar en el anexo.

6.4 “AHORRO” DE CONTAMINACIÓN

Una gran ventaja de esta tecnología, es que es una tecnología no contaminante. Por lo tanto la implementación del mismo no solo representa un ahorro económico, si no que también un “ahorro ecológico”.

En la actualidad se estima que por cada 1000 litros de Diesel utilizado, se generan 41,4 Kg. de distintos agentes contaminantes. Por otro lado, el ahorro en litros de Diesel de las bases es de 720445,6 litros para Marambio, 243115,2 litros para Esperanza, y 166219,2 para Jubany, dando un total de 1129780 litros de combustible por año. Esto representa un ahorro de 46,77 TONELADAS de partículas contaminantes por año.

7.- CONCLUSIONES

Lo que se desarrolló en este trabajo fue una alternativa optimizada de generación para satisfacer la demanda energética antártica, ya que esta utiliza un sistema de generación totalmente dependiente de la parte americana del país, por lo tanto es costoso, no está garantizada la generación constante, y como un agregado más, es un sistema contaminante. Este no es un detalle menor en la Antártida.

En la búsqueda de esta alternativa, se hizo un análisis detallado de cada tipo de tecnología de generación actual, para luego contrastarlas unas con otras y poder obtener la más afín para esta situación.

Dentro de este análisis, se pudo comprobar que no existe una solución ideal que sea aplicable para todas las alternativas, si no que cada situación presenta distintas características, por lo tanto hay que buscar la que mejor se adapte. Por caso, en la Antártida, sus características climatológicas determinan ciertos impedimentos para distintas tecnologías, ya sea las solares o las hidráulicas; y sus características legales impiden otras como puede ser la energía nuclear.

Por lo tanto, en este proyecto se arribó a la conclusión de que la tecnología eólica es la que mejor se adapta a este tipo de condiciones (climas extremadamente fríos y vientos fuertes y constantes), debido a sus propias características.

Esta conclusión responde al problema planteado en este proyecto. Pero, como consecuencia de este análisis, se puede concluir también que las tecnologías de generación de origen renovables no solamente representan una opción ecológica. También pueden ser redituables en mas de un contexto, teniendo en cuenta la gran variedad de las mismas, mas los distintos híbridos que se pueden formar, llegando así a obtener una “independencia energética” para varios casos.

Como se mencionó anteriormente el principal objetivo que dio origen al proyecto fue el de buscar una alternativa para la generación de energía en las bases argentinas del continente antártico, que le garantizase una menor dependencia del continente americano, así como una generación mas limpia y segura. Estos objetivos estaban siempre enmarcados dentro del continente blanco, pero durante el desarrollo de este proyecto surgieron varias situaciones en el país y en el mundo que revalorizaron ciertos aspectos del mismo, dándole cierto marco nacional.

La crisis energética que azota el país, mas los constantes cambios climáticos que están ocurriendo a nivel mundial, y que no dejan de repercutir en Argentina, llevan a plantear una política energética nacional que pueda garantizar su independencia de los conflictos políticos sociales mundiales, que sea limpia y segura.

En esta realidad del país, es poco probable alimentar toda la matriz energética, o una porción considerable de ella, a partir de la aerogeneración. El principal

problema radica en que las zonas con mejor calidad de viento del país están muy alejadas de los nodos de mayor consumo. En esas zonas la infraestructura para transferencia es muy escasa, y la financiación para este tipo de obras es dificultosa. Por otro lado, en la región sur del país, donde contamos con el mejor viento, el gas es abundante y realmente económico, lo cual lo convierte en la primera opción. Sin embargo, una política más eficiente podría ser usar aerogeneración, y exportar el gas ahorrado al precio internacional, que es mayor que el regional. Además hay que considerar que los precios actuales son considerados insostenibles por muchos expertos, por lo tanto, a medida que los precios del gas aumenten, este tipo de alternativa será cada vez más atractivo para los distintos sectores.

Igualmente, existe una posibilidad para el desarrollo de esta tecnología en el país. Precisamente en las mismas zonas del sur, existen una gran cantidad de poblaciones de distinto tamaño que están desconectados completamente de la matriz energética. Ellos consumen cantidades considerables de litros de Diesel por año, y debido a las grandes distancias que los separan, los costos de transporte son elevados (aquí se puede observar un paralelismo con el proyecto original). Por lo tanto, una opción que deja este proyecto abierta, es el análisis económico para la instalación de este tipo de tecnologías en poblaciones del interior sur del país. Esto puede representar un gran ahorro energético para la nación, así como continuar disminuyendo los índices de contaminación actuales. Es simplemente una adaptación del proyecto actual a otra región. Por supuesto que se pueden crear mas opciones híbridas ya sea sumando tecnología solar o hidráulica, según cada caso.

8.- BIBLIOGRAFIA

1. Opalka, W. 2005. Wind Bearings. Revista North American WindPower. Volumen 2. Número 11. Página 3
2. Livingston, T y Conroy, T. 2005. Tower Technology For Reducing The Cost Of Energy. Revista North American WindPower. Volumen 2. Número 11. Paginas 12-15
3. Kunz, P y Gretz, D. 2006. Shaping Up Your Wind Project Risk Profile. Revista North American WindPower. Volumen 2. Número 12. Paginas 30-32.
4. Milborrow, D. 2006. Nuclear Suddenly The Competitor To Beat. Revista Wind Power Monthly News Magazine. Volumen 22. Número 1. Paginas 43-47
5. Harrison, L. 2006 Definition Of A Wind Index. Revista Wind Power Monthly News Magazine. Volumen 22. Número 1. Pagina 60
6. Judkoff, R., Thornton J., Strawn, N., Gay, C. y Tercellini, P. 1997. Disaster! Reduce the risk of insurance loss with renewable energy technologies. 6 páginas. Editorial NREL.
7. Brennan, M. 2003. Extreme Cold Weather Environmental Systems. Northern Power Systems Technical Capabilities. Páginas 152-163
8. Tratado Antártico. http://es.wikisource.org/wiki/Tratado_Ant%C3%A1rtico. Página vigente al 18/11/07.
9. Requisitos ambientales para la planificación de actividades en la Antártida. <http://www.dna.gov.ar/DIVULGAC/REQAMB.DOC> . Página vigente al 18/11/07.
10. Martinez, P. Historia Antártica. 2001. <http://www.dna.gov.ar/DIVULGAC/HISTORIA.HTM> Página vigente al 18/11/07.
11. Steward, J. Protección del Medio Ambiente. <http://www.dna.gov.ar/DIVULGAC/PROTAMB.HTM>. Página vigente al 18/11/07.
12. Instituto Antártico Uruguayo, 2005. Protocolo de Madrid. http://www.iau.gub.uy/protocolo_de_madrid.htm . Página vigente al 18/11/07.
13. Wikipedia, enciclopedia Libre. Generación de Energía Eléctrica. http://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_de_energ%C3%ADa_el%C3%A9ctrica. Página vigente al 18/11/07.
14. Ventajas y Desventajas de la Energía Eólica. <http://www.enbuenasmanos.com/articulos/muestra.asp?art=409> . Página vigente al 18/11/07.

15. Universidad Blas Pascal. Recursos Energéticos Renovables.
<http://www.ubp.edu.ar/todoambiente/empresasyambientes/energeticos.htm> .
Página vigente al 18/11/07.

9.- ANEXOS

Anexo 1: Turbina

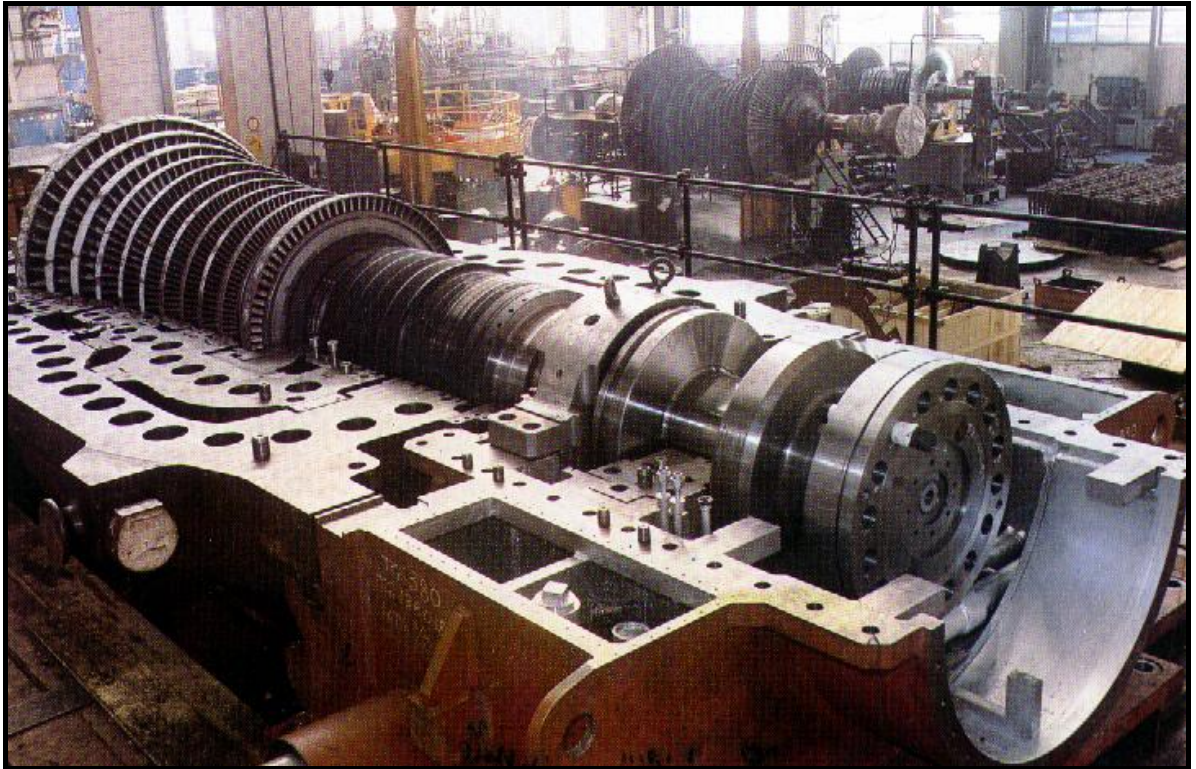


Figura 1.1. Turbina de Generación.

Una turbina es una máquina de fluido que permite transformar la energía del fluido que la atraviesa en movimiento rotativo de un eje. El fluido puede ser líquido (o comportarse como tal) como en las turbinas hidráulicas de las centrales hidroeléctricas, o gaseoso como en las turbinas de los aerogeneradores, las turbinas de vapor y las turbinas de gas.

Las turbinas constan de una o dos ruedas con paletas, denominadas rotor y estator, siendo la primera la que, impulsada por el fluido, arrastra el eje en el que se obtiene el movimiento de rotación.

El término turbina suele aplicarse también, por ser el componente principal, al conjunto de turbina conectada a un generador para la obtención de energía eléctrica.

La máquina inversa, es decir, aquella que incrementa la energía del fluido que la atraviesa a expensas de la energía mecánica de rotación de un eje se denomina compresor. Si el compresor recibe la energía mecánica en el eje a partir de la suministrada por una turbina, recibe el nombre de turbocompresor.

Nuevas Tecnologías

Se están llevando a cabo investigaciones para obtener un mejor aprovechamiento del carbón, como son la gasificación del carbón “in situ” o la aplicación de máquinas hidráulicas de arranque de mineral y de avance continuo, que permiten la explotación de yacimientos de poco espesor o de yacimientos en los que el mineral se encuentra demasiado disperso o mezclado.

El primero de los sistemas mencionados consiste en inyectar oxígeno en el yacimiento, de modo que se provoca la combustión del carbón y se produce un gas aprovechable para la producción de energía eléctrica mediante centrales instaladas en bocamina.

El segundo consiste en lanzar potentes chorros de agua contra las vetas del mineral, lo que da lugar a barros de carbón, los cuales son evacuados fuera de la mina por medio de tuberías.

Otras nuevas tecnologías que están siendo objeto de investigación pretenden mejorar el rendimiento de las centrales termoeléctricas de carbón, actualmente situado entre el 30 y el 40%. Destaca entre ellas la combustión del carbón en lecho fluidificado, que –según determinadas estimaciones- permitiría obtener rendimientos de hasta el 50%, disminuyendo al mismo tiempo la emisión de anhídrido sulfuroso. Consiste en quemar carbón en un lecho de partículas inertes (de caliza, por ejemplo), a través del cual se hace pasar una corriente de aire. Esta soporta el peso de las partículas y las mantiene en suspensión, de modo que da la impresión de que se trata de un líquido en ebullición.

Otras investigaciones, por último, intentan facilitar la sustitución del fuel-oil en las centrales termoeléctricas para contribuir a reducir la dependencia respecto del petróleo. Cabe citar en este sentido proyectos que pretenden conseguir una adecuada combustión de mezclas de carbón y fuel (coal-oil mixture: COM) o de carbón y agua (CAM) en las centrales termoeléctricas equipadas para consumir fuel-oil.

Anexo 2: Turbina de Agua

Una turbina hidráulica es un elemento que aprovecha la energía cinética y potencial del agua para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente una máquina o bien un generador que transforma la energía mecánica en eléctrica.

En cuanto a su modo de funcionamiento, se las pueden clasificar en turbinas de acción o en turbinas de reacción. Las turbinas de acción aprovechan únicamente la velocidad del flujo de agua, mientras que las de reacción aprovechan además la pérdida de presión que se produce en su interior. Dentro de las turbinas de acción, las más utilizadas son la turbina Pelton y la turbina Turgo. Por otro lado, las más utilizadas dentro de las de reacción son la turbina Francis y la turbina Kaplan.

La turbina Pelton es una de las más eficientes de las turbinas hidráulicas. En la misma, la tobera o el inyector, según el caso, lanza directamente el chorro de agua contra la serie de paletas en forma de cuchara montadas alrededor del borde de una rueda. Cada paleta invierte el flujo de agua, disminuyendo su energía. El impulso resultante hace girar la turbina. Las paletas se montan por pares para mantener equilibradas las fuerzas en la rueda. La turbina Pelton es un tipo de turbina de impulso y es la más eficiente en aplicaciones donde se cuenta con un gran desnivel de agua.

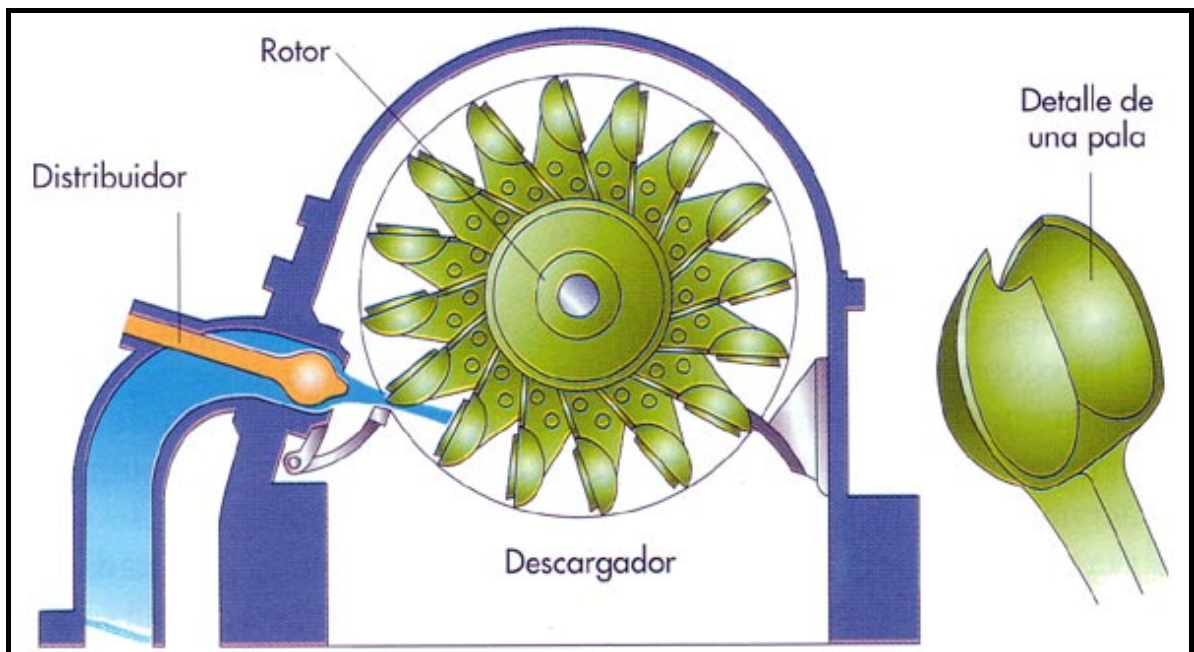


Figura 2.1. Esquema de una turbina Pelton.

Dado que el agua no es un fluido compresible, casi toda la energía disponible se extrae en la primera etapa de la turbina. Por lo tanto, la turbina Pelton tiene

una sola rueda, al contrario de las turbinas que operan con fluidos compresibles.

Existen turbinas Pelton de todos los tamaños. Hay turbinas de varias toneladas montadas en vertical sobre cojinetes hidráulicos en las centrales hidroeléctricas. Las turbinas Pelton más pequeñas, solo de unos pocos centímetros, se usan en equipamientos domésticos.

En general, a medida que la altura de caída de agua aumenta, menor volumen de agua puede generar la misma potencia. La energía es la fuerza por la distancia y por lo tanto presiones más altas pueden aplicar la misma fuerza con menor caudal másico.

Cada instalación tiene por lo tanto su propia combinación de presión, velocidad y volumen de funcionamiento más eficiente. Usualmente las pequeñas instalaciones usan paletas estandarizadas y adaptan la turbina a una de las familias de generadores y ruedas adecuando para ello las canalizaciones. Las pequeñas turbinas se pueden ajustar algo variando el número de toberas y paletas por rueda y escogiendo diferentes diámetros por rueda. Las grandes instalaciones de encargo diseñan el par torsor y volumen de la turbina para hacer girar un generador estándar.

Por otro lado, la turbina Turgo es una turbina hidráulica de impulso diseñada para saltos de desnivel medio. Fue desarrollada a partir de una modificación de la turbina Pelton, y posee varias ventajas sobre la turbina Francis y la Pelton en determinadas aplicaciones.

En primer lugar, el rodete es más barato de fabricar que el de una Pelton. En segundo lugar, no necesita una carcasa hermética como la Francis. En tercer lugar, tiene una velocidad específica más elevada y puede manejar un mayor flujo para el mismo diámetro que una turbina Pelton, conllevando por lo tanto una reducción del coste del generador y de la instalación.

Las Turgo operan en un rango de desniveles en el que se solapan las turbinas Francis y Pelton. Aunque existen muchas grandes instalaciones con turbinas Turgo, estas son más populares para pequeñas instalaciones hidráulicas en donde el bajo coste es primordial.

La turbina Turgo es una turbina de tipo impulso. El agua no cambia de presión cuando pasa a través de los alabes de la turbina. La energía potencial del agua se convierte en energía cinética en la tobera de entrada o inyector. El chorro de agua a alta velocidad es dirigido contra los alabes de la turbina que lo desvían e invierten el flujo. El impulso resultante hace girar el rodete de la turbina, comunicando la energía al eje de la turbina. Después de todo esto el agua sale con muy poca energía. Los rodetes de una turbina Turgo pueden tener un rendimiento por encima del 90%.

El rodete de una Turgo se parece a un rodete Pelton partido por la mitad. Para la misma potencia, el rodete Turgo tiene la mitad de diámetro que el de un rodete Pelton y dobla la velocidad específica. El Turgo puede manejar un

mayor flujo de agua que el Pelton debido a que el agua que sale no interfiere con las paletas adyacentes.

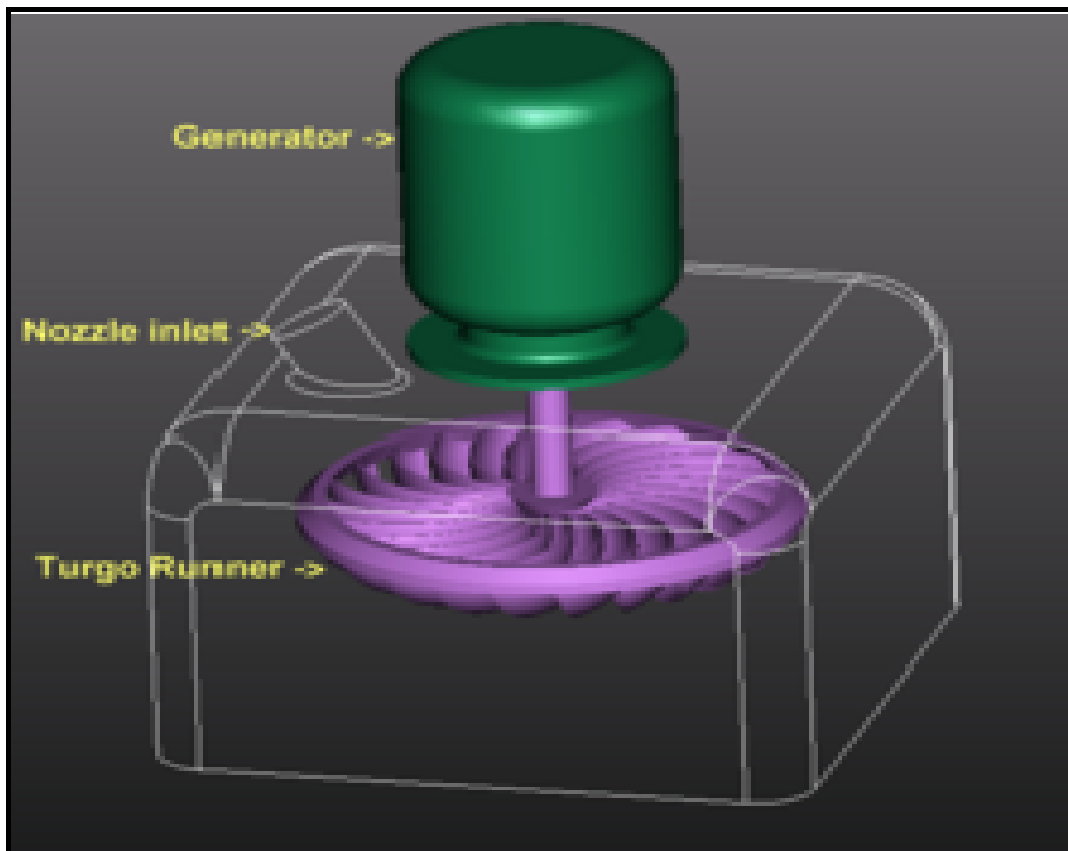


Figura 2.2. Esquema de una turbina Turgo.

La velocidad específica de los rodets Turgo se encuentra situada entre la de las turbinas Francis y las Pelton. Se pueden usar una o varias toberas o inyectoras. Incrementando el número de inyectoras se incrementa la velocidad específica del rodete en la raíz cuadrada del número de chorros (cuatro chorros rinden dos veces la velocidad específica de un chorro para la misma turbina).

En cuanto a las turbinas de reacción, la más utilizada es la turbina Francis. Ésta es una turbina de reacción de flujo interno que combina conceptos tanto de flujo radial como de flujo axial.

Las turbinas Francis son turbinas hidráulicas que se pueden diseñar para un amplio rango de saltos y caudas, siendo capaces de operar en rangos de desnivel que van de los diez metros hasta varios cientos de metros. Esto, junto con su alta eficiencia, ha hecho que este tipo de turbina sea el más ampliamente usado en el mundo, principalmente para la producción de energía eléctrica mediante centrales hidroeléctricas.

La turbina Francis es una turbina de reacción, lo que significa que el fluido cambia de presión a medida que se desplaza a través de la turbina. Perdiendo su energía. Se necesita una carcasa para contener el caudal del agua.

La admisión tiene forma de espiral. Los alabes directores dirigen el agua tangencialmente hacia el rodete. Este flujo radial actúa sobre los alabes del rodete, causando que este gire. Los alabes directores, también conocidos como alabes giratorios o distribuidores pueden ser ajustables para permitir un funcionamiento eficiente en un rango amplio de condiciones del caudal de agua.

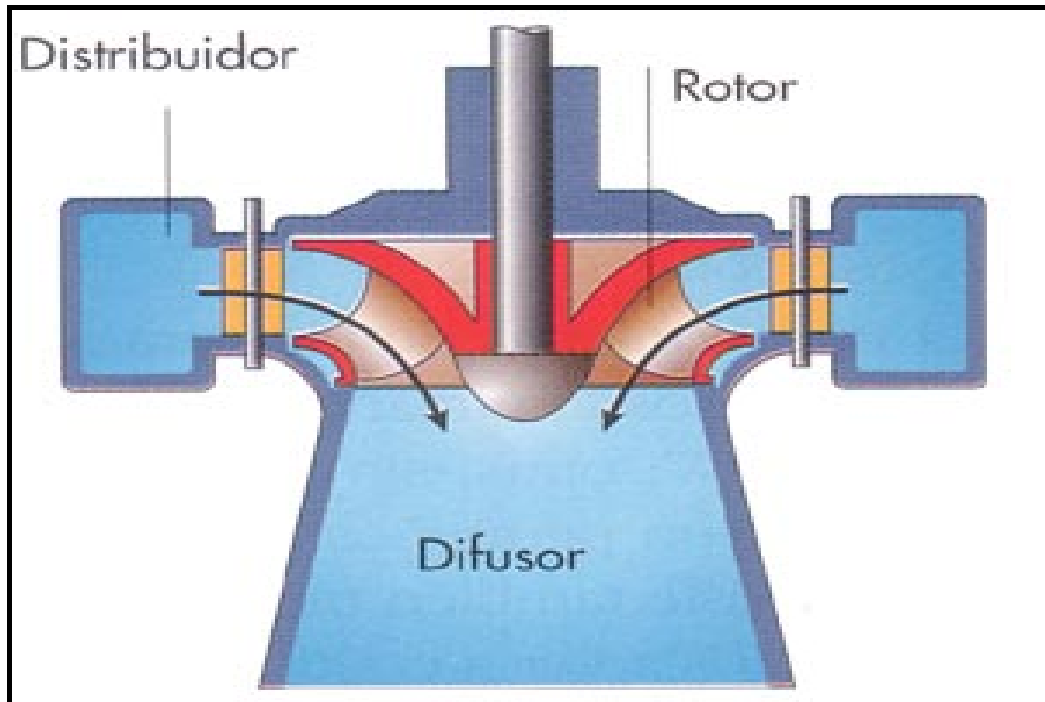


Figura 2.3. Esquema de una turbina Francis.

A medida que el agua se mueve a través del rodete su radio de giro disminuye, actuando sobre él. Esta propiedad ayuda a las turbinas de flujo interno a extraer la energía del agua.

En la salida, el agua actúa sobre unas características tazas situadas en el rodete, dejándola sin remolinos y con muy poca energía cinética o potencial. El tubo de salida tiene una forma especialmente diseñada para ayudar a decelerar el flujo de agua y recuperar energía cinética.

Las grandes turbinas Francis se diseñan de forma individual para cada emplazamiento, a efectos de lograr la máxima eficiencia posible, habitualmente más del 90%. Son muy costosas de diseñar, fabricar e instalar, pero pueden operar durante décadas.

Adicionalmente a la producción de electricidad, pueden ser usadas para el bombeo y almacenamiento hidroeléctrico, donde un embalse superior es llenado por la turbina (en este caso funcionando como bomba) durante los períodos de baja demanda eléctrica, y luego es usada como turbina para generar energía durante los períodos de alta demanda eléctrica.

La turbina restante es la turbina Kaplan. Estas son turbinas de agua de reacción de flujo axial, con un rodete que funciona de manera semejante a la hélice de un barco. Se emplean en saltos de pequeña altura. Las amplias palas o alabes de la turbina son impulsadas por agua a alta presión liberada por una compuerta.

Los alabes del rodete en las turbinas Kaplan son siempre regulables y tienen forma de una hélice, mientras que los alabes de los distribuidores pueden ser fijos o regulables. Si ambos son regulables, se dice que la turbina es una turbina Kaplan verdadera. Si solo son regulables los alabes del rodete, se dice que la turbina es una turbina semi-Kaplan. Las turbinas Kaplan son de admisión radial mientras que las semi-Kaplan pueden ser de admisión radial o axial.

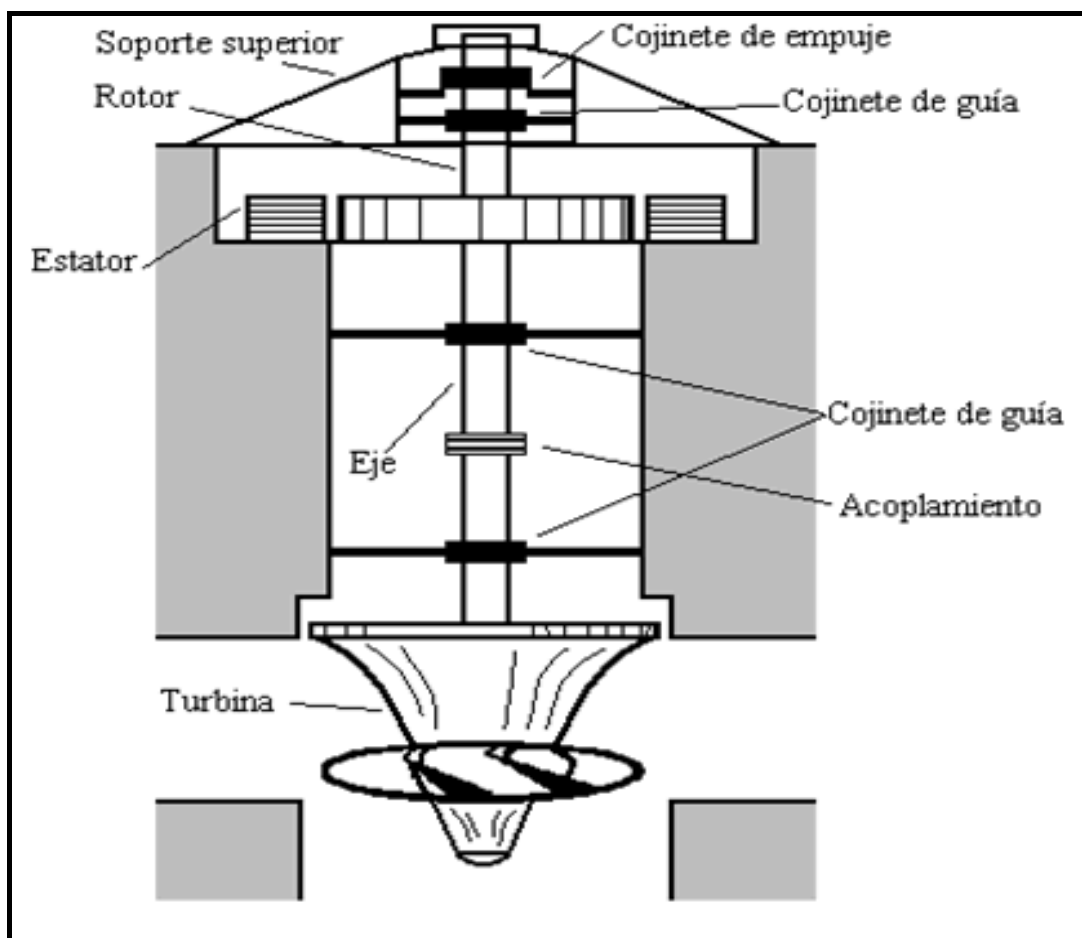


Figura 2.4. Esquema de una turbina Kaplan.

Para su regulación, los alabes del rodete giran alrededor de su eje, accionados por unas manijas, que son solidarias de unas bielas articuladas a una cruceta, que se desplaza hacia arriba o hacia abajo por el interior del eje hueco de la turbina. Este desplazamiento es accionado por un servomotor hidráulico, con la turbina en movimiento.

Las turbinas de hélice se caracterizan porque tanto los alabes del rodete como los del distribuidor son fijos, por lo que solo se utilizan cuando el caudal y el salto son prácticamente constantes.

Anexo 3: Posibles combustibles para reactores de fusión nuclear.

La reacción óptima para producir energía por fusión es la del deuterio y tritio debido a su elevada sección eficaz. Es también por ello la más usada en las pruebas experimentales. La reacción es la siguiente:



Obtener deuterio no es difícil ya que es un elemento estable y abundante que se formó en grandes cantidades en la sopa primordial de partículas (Big Bang). En el agua una parte por 5000 es deuterio. Esto significa que hay 30 gramos de material en cada metro cúbico de agua. En un reactor auto mantenido la reacción deuterio-tritio generaría energía y neutrones. Los neutrones son la parte negativa de la reacción y hay que controlarlos ya que las reacciones de captación de neutrones en las paredes del reactor o en cualquier átomo del reactivo pueden inducir radioactividad. De hecho, los neutrones con tiempo suficiente pueden llegar a debilitar la estructura del propio contenedor con el consecuente riesgo de que se produzcan peligrosas fisuras. Para ello están los moderadores y blindajes de neutrones tales como el agua pesada, el berilio, el sodio o el carbono como moderadores muy usados en las centrales de fisión, o el boro y el cadmio, usados como productos que paran completamente los neutrones absorbiéndolos. Si se quiere fabricar un reactor realmente limpio habrá que buscar otras fórmulas. Se ha planteado una doble solución al problema de los neutrones y al de la abundancia del tritio. El tritio no se encuentra en la naturaleza ya que es radioactivo así que hay que fabricarlo. Para obtenerlo se puede recurrir a las centrales de fisión, donde se puede generar por la activación del hidrógeno contenido en el agua, o al bombardeo de litio, material abundante en la corteza terrestre, con neutrones.



Hay dos isótopos estables del litio. El litio-6 y el litio-7, siendo éste último mucho más abundante. Por desgracia, la reacción que absorbe neutrones es la que se da con el litio-6, el menos abundante de los dos. Todo esto tampoco evita que muchos neutrones acaben impactando con las paredes del propio reactor con la subsiguiente fabricación de átomos radioactivos. A pesar de ello una de las propuestas es la de recubrir las paredes con litio-6, el cual pararía una buena parte de los neutrones para producir más tritio. Debido a todos estos problemas se están investigando otras reacciones de sección eficaz alta pero más limpias. Una de las más prometedoras es la del deuterio más helio-3.



El problema en ésta reacción reside en la menor sección eficaz con respecto a la de deuterio-tritio y en la propia obtención del helio-3, que es el isótopo más raro de dicho elemento. Los protones no entrañan tanto peligro como los neutrones ya que estos no serán fácilmente captados por los átomos debido a la barrera coulombiana que deben atravesar cosa que las partículas de carga neutra como los neutrones no ocurre. Además, un protón puede ser manipulado mediante campos electromagnéticos. Una solución para obtener Helio-3 artificialmente sería la de incorporar, en el propio reactor, la reacción deuterio-deuterio.



El problema es que, de Nuevo, se obtiene un neutrón residual. Cosa que nos devuelve al problema de los neutrones. Quizá la clave fuera la obtención de helio-3 natural, pero éste es extremadamente raro en la Tierra. Hay que tener en cuenta que el poco helio-4 natural que se produce por radioactividad tiende a escapar de nuestra densa atmósfera. Ya no digamos pues el helio-3, primordial del cual apenas debe quedar nada en nuestro planeta. Lo curioso es que dicho isótopo es abundante en la Luna. Se encuentra esparcido por su superficie y proviene del viento solar que durante miles de millones de años ha bañado la desnuda superficie lunar con sus partículas ionizadas. Este helio lunar podría ser, en un futuro, la clave para los reactores de fusión.

Mientras tanto se está investigando en materiales que, aunque se activen, solo den lugar a isótopos de vida media corta, con lo que dejando reposar un período corto a esos materiales, podrían considerarse como residuos convencionales (no radioactivos). El problema principal, en cualquier caso, seguirá estando en la dificultad de mantener en condiciones el almacén del núcleo sin que este se deteriore y hubiese que cambiarlo cada poco tiempo.

Edificio de Contención

Se denomina edificio de contención, en su utilización más habitual, a una estructura de hormigón, acero o una combinación de ambos, construida para encerrar en su interior a un reactor nuclear. Está diseñado para que, en caso de emergencia, contenga un escape de gases radioactivos aunque estos alcancen presiones en el rango de 60 a 200 psi (4 a 13.6 atmósferas). La contención es la última barrera de un escape radioactivo, siendo la primera barrera la propia cerámica de la que está construido el combustible, la segunda son las vainas metálicas que revisten este combustible y la tercera la vasija del reactor y el sistema de refrigeración.

El edificio de contención suele ser una estructura de acero estanca que encierra el reactor y que está aislada de la atmósfera exterior. Puede utilizarse solo el acero o junto al blindaje de hormigón.

Durante el funcionamiento normal, la contención está sellada y el acceso se realiza a través de compuertas similares a los usados en los buques. La temperatura del aire y la radiación del núcleo limitan el tiempo que las personas

pueden permanecer dentro de la contención cuando la planta está funcionando a plena potencia. La contención está diseñada para aislar y contener completamente una fusión del núcleo, situándose en el peor caso posible denominado accidente base de diseño. Aunque existen sistemas redundantes que previenen una posible fusión, se asume por principio que este pudiera suceder, condicionando las características de la contención. Para su diseño se considera una rotura de las tuberías de la vasija del reactor, que provocarían un accidente por pérdida refrigerante (LOCA) donde el agua del interior de la vasija del reactor escaparía al interior de la contención evaporándose. El aumento de la presión que este accidente provocaría en el interior de la contención dispararía los rociadores de la contención para condensar ese vapor y de esta forma reducir la presión en el interior de la misma. Muy poco tiempo después de la rotura se iniciaría una parada rápida del reactor (SCRAM). Los sistemas de seguridad cerrarían las líneas no esenciales dentro de la contención sellada mediante el cierre de las válvulas de aislamiento. Rápidamente se accionarían los sistemas de refrigeración de emergencia del núcleo para enfriar el combustible y evitar de esta forma su fusión. La secuencia exacta de estos eventos depende del diseño del reactor.

En un reactor de agua a presión, la contención encierra además a los generadores de vapor y al presurizador o presionador, constituyendo en conjunto el edificio del reactor. El escudo antimisiles es normalmente un alto edificio, cilíndrico o abovedado. Existen varios diseños comunes pero, para los análisis de seguridad, los blindajes se catalogan como grande-seco, sub-atmosférico, o condensador de hielo.

En un reactor de agua en ebullición, la contención y el escudo se construyen muy cerca de la vasija del reactor. La pared del edificio del reactor forma una contención secundaria durante las operaciones de recarga de combustible. Los diferentes diseños de la contención se denominan por los nombres Mark I, Mark II y Mark III. Los tres tipos albergan una gran masa de agua que se utiliza para enfriar el vapor emitido por el sistema del reactor durante los transitorios.

El sistema multi unidad CANDU utiliza un edificio de vacío equipado con rociador de agua para condensar rápidamente los vapores que pudiera producir una posible rotura, devolviendo la contención a las condiciones de presión sub atmosféricas. Esto minimiza cualquier posible escape de productos de fisión al medio ambiente.

Anexo 4: Aplicaciones alternativas: Bombas de agua eólicas

Estas aplicaciones son en general a pequeña escala, y puede ser utilizada en pequeños sistemas de riego, o para abastecer de agua potable a comunidades rurales. Existen diversos tipos de bombas eólicas.

El primero de ellos es el **molino de viento accionado en forma mecánica con un pistón**. Éste es el tipo más corriente de molino de viento para bombear agua. El rotor está conectado, directamente o a través de una caja de engranajes, por medio de un excéntrico y una varilla metálica que acciona el pistón de la bomba.

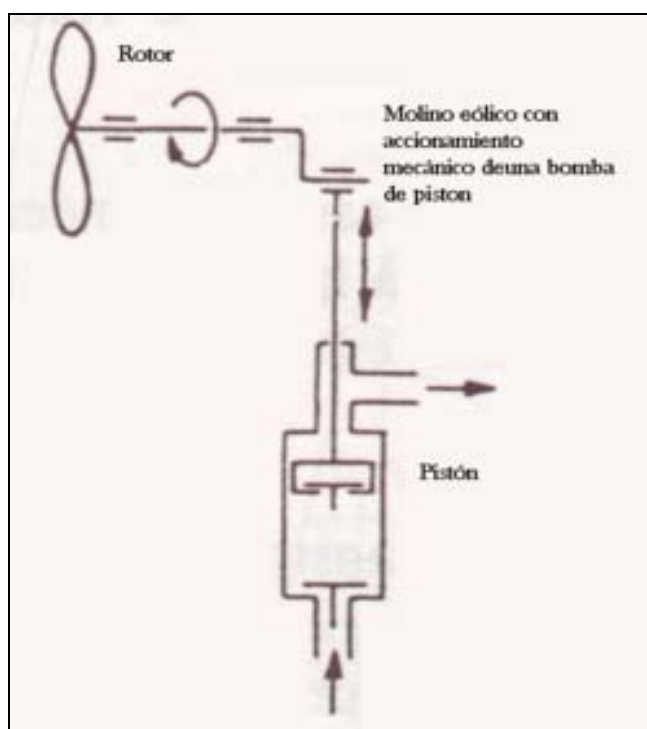


Figura 4.1. Molino de viento con pistón.

El segundo tipo de bomba es el **molino de viento con transmisión rotativa**. En este caso el rotor transmite su energía por medios mecánicos su movimiento de rotación a una bomba rotativa, como podría ser una bomba centrífuga o una bomba de tornillo. Ambos casos son utilizados para volúmenes grandes y para desniveles pequeños.

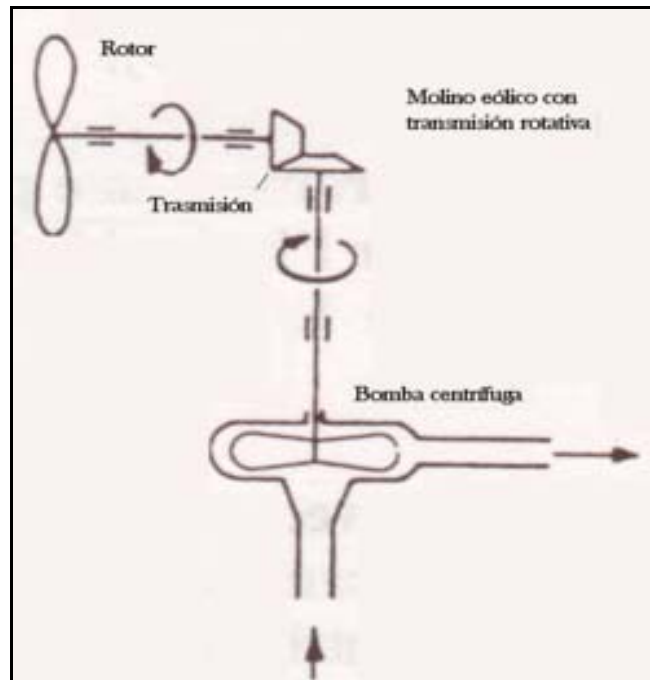


Figura 4.2. Molino con transmisión rotativa.

La tercera opción es el **molino de viento con transmisión neumática**. En este caso el molino de viento acciona un compresor de aire. El bombeo de agua se realiza por medio de un elevador de aire comprimido. Este tipo de molino le permite estar instalado a una cierta distancia del pozo. Otra ventaja de este tipo de bomba es que no tiene ninguna pieza en movimiento dentro del pozo.

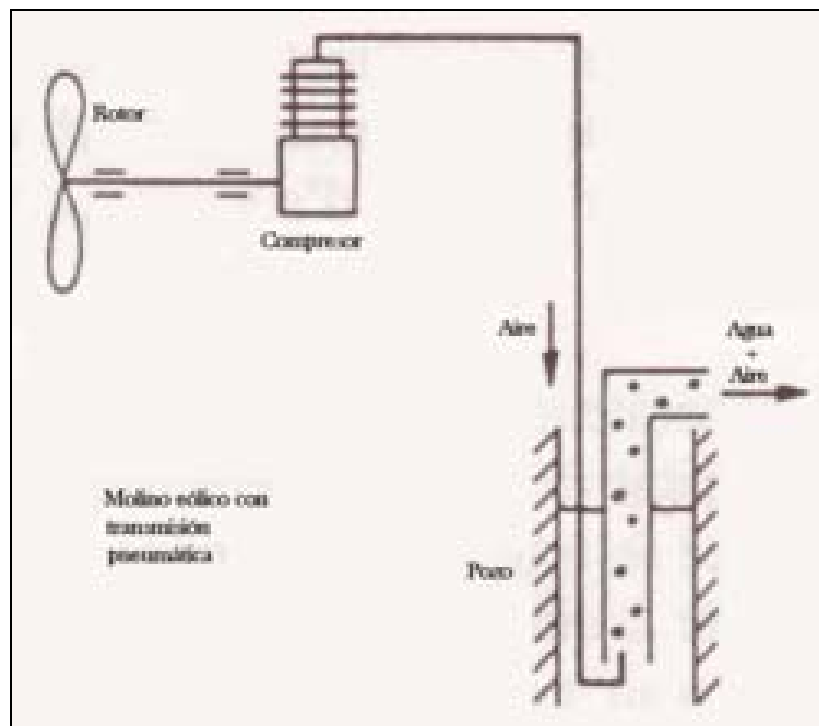


Figura 4.3. Molino con transmisión neumática.

Otra opción interesante es el **molino de viento con transmisión hidráulica**. Ya se han desarrollado varias experiencias con transmisión hidráulica. Generalmente se utiliza el agua como fluido motor.

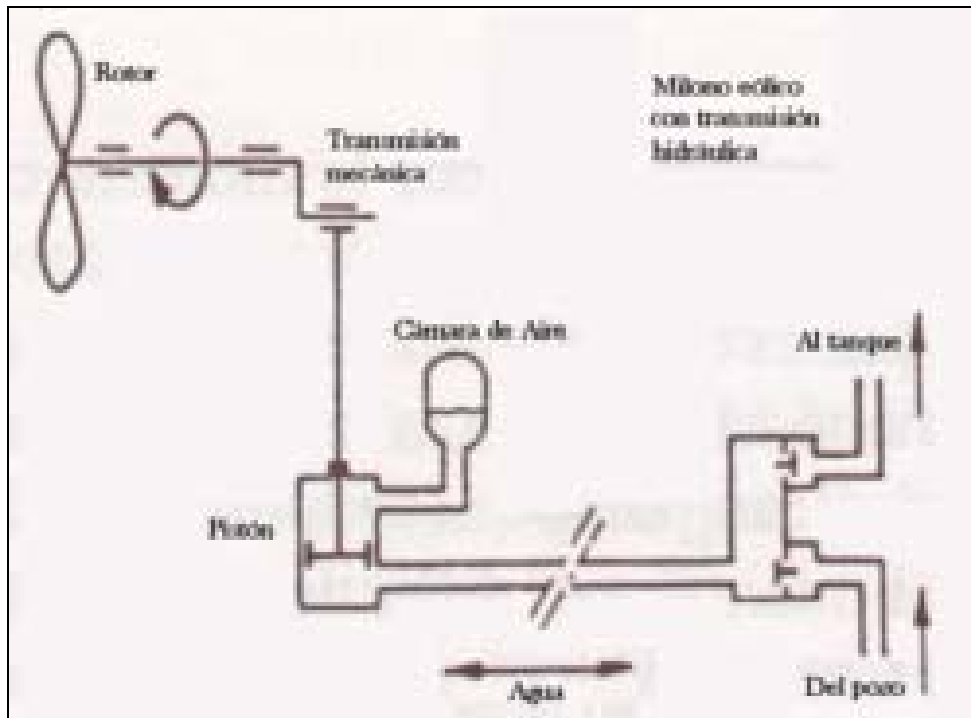


Figura 4.4. Molino de viento con transmisión hidráulica.

Por otro lado, existe también el **molino de viento accionando un generador eléctrico**. Los generadores eólicos de electricidad son utilizados algunas veces para accionar electro bombas hidráulizadas, sin necesidad de estar conectadas a la red. En caso de que la conexión a la red exista, solo deberá ser usada en ausencia de viento suficiente. Este tipo de transmisión también da la libertad para colocar el molino de viento en la mejor posición, independientemente del lugar donde se encuentra el pozo.

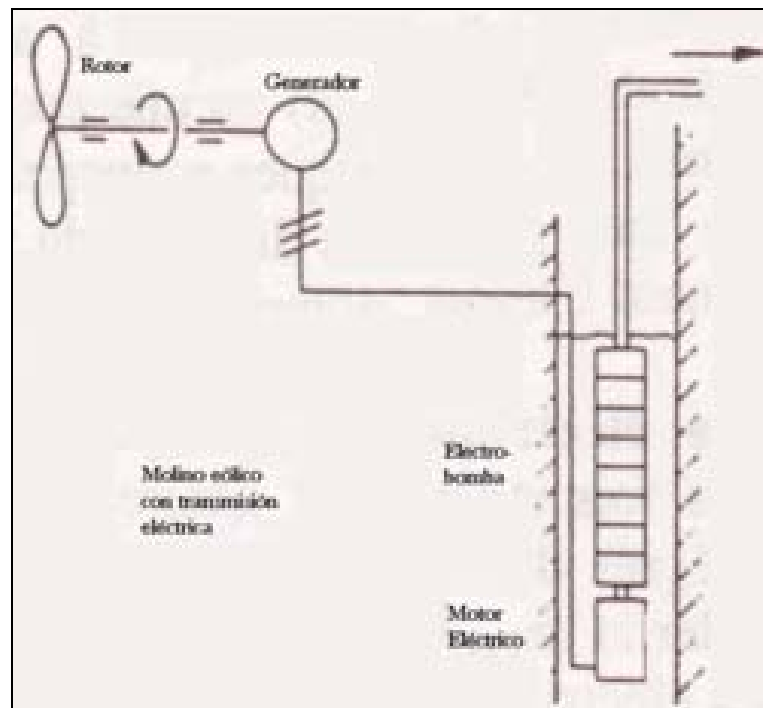


Figura 4.5. Molino con transmisión eléctrica.

La energía eólica en Argentina

Aunque sea poco reconocido, Argentina es un país que tiene una importante tradición eólica. Desde mediados del siglo pasado, y hasta hoy en día, se pueden encontrar en la Pampa Húmeda y en otras regiones, numerosos molinos multipala utilizados por los establecimientos agroganaderos para la extracción de agua.

De acuerdo con el Censo Agropecuario Nacional, efectuado en el año 1988, existen más de 400.000 máquinas de este tipo. Haciendo el cálculo del equipamiento eléctrico que resultaría necesario disponer para reemplazar la acción de estos molinos, encontramos que sería equivalente a cerca de un tercio de la capacidad del Chocón (unos 350 a 400 MW de potencia).

Por otra parte, a partir de la década del 30, se hicieron muy populares los denominados aerocargadores, máquinas eólicas de pequeña potencia generadoras de electricidad, destinadas fundamentalmente a cargar baterías con las que los pobladores podían iluminarse y en algunos casos también escuchar radio.

Como nuestro país no podía escapar al contexto general, al producirse la extensión de la electrificación rural por redes y la facilidad en adquirir equipos accionados a combustible a un precio muy acomodado, con la posibilidad además de brindar un servicio más completo, fue desplazando paulatinamente

a los generadores eólicos, aunque en la actualidad se encuentran todavía algunos, especialmente en la Patagonia.

A partir de la crisis petrolera de 1973 y 1979, se empezó a trabajar activamente en Argentina, fundamentalmente en el sector de investigación, en procura de adquirir experiencia en el uso de las nuevas tecnologías. También la paulatina toma de conciencia de que es mejor, en tanto sea posible, la utilización de fuentes energéticas que no produzcan contaminación ambiental, influyó grandemente en la decisión de impulsar la energía eólica.

Entre los años 1985 y 1989 se han llevado a cabo algunos proyectos demostrativos con el objeto de adquirir experiencia en la aplicación de las nuevas tecnologías. A partir de un acuerdo de asistencia técnica con Alemania, se instaló un parque eólico compuesto por 4 aerogeneradores de 30 kW. de potencia cada uno conectados a la central térmica de la localidad de Río Mayo, ubicada al sudoeste de la provincia del Chubut.

En algunas provincias como Neuquén, Buenos Aires y Catamarca se han instalado máquinas de pequeña potencia (hasta 1 o 2 kW.). En el caso de Neuquén para energización de estaciones repetidoras de comunicaciones, mientras que en otros como Buenos Aires, a título experimental para proveer de energía eléctrica a escuelas rurales o como en Catamarca, para suministrar energía a un puesto de gendarmería ubicada en Paso San Francisco a unos 4000 metros de altura sobre el nivel del mar. Se tiene entendido que estos emprendimientos no se encuentran actualmente en funcionamiento.

Es imposible conocer en forma segura la potencia instalada en el país a través de aerogeneradores de pequeño tamaño, pero seguramente no sería una exageración si calculamos una cifra superior a los 2000 kW.

A partir del año 1994, en virtud de la modificación de la política energética que impulsó la participación privada en todo el proceso energético, varias cooperativas que prestan servicios eléctricos se interesaron en la posibilidad de incrementar su oferta mediante la generación a partir del viento.

La primera de ellas, que atiende la localidad de Comodoro Rivadavia (Chubut) y zonas aledañas, instaló el mes de enero de 1994 dos máquinas generadoras de 250 kW. de potencia cada una como proyecto preliminar y de ensayo. Los resultados obtenidos fueron tan satisfactorios que en septiembre de 1997 pusieron en marcha 8 equipos de 750 Kw. de potencia cada uno. Otra localidad vecina a Comodoro Rivadavia (Rada Tilly) montó también un equipo de 400 kW. de potencia, en funcionamiento desde principios de 1996.

Otros casos como las cooperativas de Cutral Có en Neuquén, Punta Alta y Bajo Hondo (cercanas a Bahía Blanca), Mayor Buratovich, Darregueira, Claromecó y una que atiende la zona rural de Tandil, todas estas en la provincia de Buenos Aires, instalaron a fines de 1998 un total de 32 equipos que completan una potencia instalada de 14.000 kW.

También en la producción de energía a través del viento se verifica un importante crecimiento en los últimos años, alcanzándose en diciembre de 1998 los 32.500 MWh.

Por otra parte, la sanción por el Congreso Nacional de una ley de promoción para la producción eléctrica a partir del viento, será seguramente un importante aliciente para incrementar la instalación de centrales y parques. De hecho, varias Cooperativas y Empresas del área energética se han mostrado interesadas en el estudio de las posibilidades económicas de esta fuente energética.

Anexo 5: Producción de energía solar fotovoltaica

Alemania es en la actualidad el segundo productor mundial de energía solar fotovoltaica después de Japón, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de colectores de sol, aunque sólo representa el 0.03% de su producción energética total. La venta de paneles fotovoltaicos ha crecido en el mundo al ritmo anual del 20% en los noventas.

Sin embargo, el crecimiento actual de las instalaciones solares fotovoltaicas está limitado desde 2006 por falta de materia prima en el mercado (silicio de calidad solar) al estar copadas las fuentes actuales. Diversos planes se han establecido para aumentar la producción y obtención.

Efecto Fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico consiste en la emisión de electrones por un material cuando se lo ilumina con radiación electromagnética. A veces se incluye dentro del término dos otros tipos de interacción entre la luz y la materia conocidos como Fotoconductividad y efecto Fotovoltaico. El primero de los dos es el aumento de la conductividad eléctrica de la materia o en diodos provocada por la luz, mientras que el segundo es la transformación parcial de la energía luminosa en energía eléctrica.

El efecto fotoeléctrico fue descubierto y descrito por Heinrich Hertz en 1887. La explicación teórica solo fue hecha por Albert Einstein en 1905 quien basó su formulación de la fotoelectricidad en una extensión del trabajo sobre los cuantos de Max Planck. Más tarde, Robert Andrews Millikan pasó diez años experimentando para demostrar que la teoría de Einstein no era correcta, pero irónicamente demostró que sí lo era.

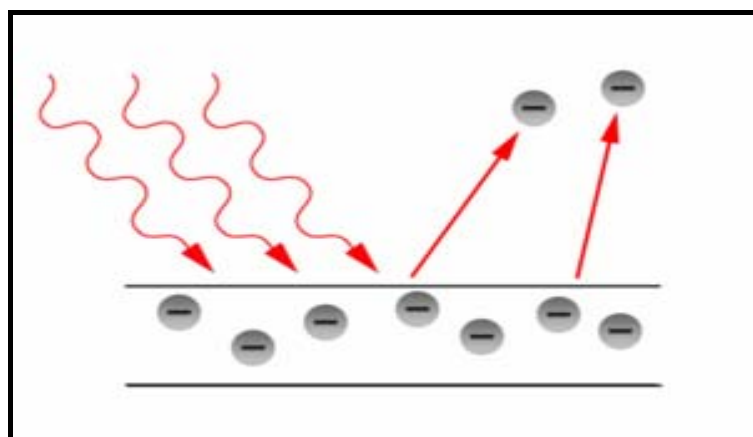


Figura 5.1. Efecto Fotoeléctrico.

Para comprender el efecto fotoeléctrico, se debe comenzar por saber que los fotones de luz tienen una energía característica determinada por la longitud de onda de la luz. Si un electrón absorbe energía de un fotón y tiene mayor energía que la necesaria para salir del material y su velocidad está bien dirigida

hacia la superficie, entonces el electrón puede ser extraído del material. Si la energía del fotón es demasiado pequeña, el electrón es incapaz de escapar de la superficie del material. Los cambios en la intensidad de la luz no cambian la energía de sus fotones, tan sólo el número y por lo tanto la energía de los electrones emitidos no depende de la intensidad de la luz incidente. Si el fotón es absorbido parte de la energía se utiliza para liberarlo del átomo y el resto contribuye a dotar de energía cinética a la partícula libre.

En principio, todos los electrones son susceptibles de ser emitidos por efecto fotoeléctrico. En realidad los que más salen son los que necesitan la menor cantidad de energía para salir, y entre ellos, los más numerosos.

En un aislante (dieléctrico), los electrones más energéticos se encuentran en la banda de valencia. En un metal, los electrones más energéticos están en la banda de conducción. En un semiconductor de tipo N, son los electrones de la banda de conducción que son los más energéticos. En un semiconductor de tipo P también, pero hay muy pocos en la banda de conducción. Así que en ese tipo de semiconductor hay que ir a buscar los electrones de la banda de valencia.

Por otro lado, a la temperatura ambiente los electrones más energéticos se encuentran cerca del nivel de Fermi (salvo en los semiconductores intrínsecos en los cuales no hay electrones cerca del nivel de Fermi). La energía que hay que dar a un electrón para llevarlo desde el nivel de Fermi hasta el exterior del material se llama función de trabajo. El valor de esa energía es muy variable y depende del material, estado cristalino y, sobre todo, de las últimas capas atómicas que recubren la superficie del material. Los metales alcalinos (sodio, calcio, cesio, etc.) presentan las más bajas funciones de trabajo. Aún es necesario que las superficies estén limpias al nivel atómico. Una de las más grandes dificultades de las experiencias de Millikan era que había que fabricar las superficies de metal en el vacío.

Para analizar el efecto fotoeléctrico cuantitativamente utilizando el método derivado por Einstein es necesario utilizar las siguientes ecuaciones:

Energía de un fotón absorbido = Energía necesaria para liberar 1 electrón + energía cinética del electrón emitido.

Algebraicamente:

$$hf = hf_0 + \frac{1}{2} (mv_m)^2 \quad (5-1)$$

Que puede también escribirse como:

$$hf = \phi + E_k \quad (5-2)$$

Donde h es la constante de Planck, f_0 es la frecuencia de corte o frecuencia mínima de los fotones para que tenga lugar el efecto fotoeléctrico, ϕ es la función de trabajo, o mínima energía necesaria para llevar un electrón del nivel de Fermi al exterior del material y E_k es la máxima energía cinética de los electrones que se observa experimentalmente.

El efecto fotoeléctrico fue uno de los primeros efectos físicos que puso de manifiesto la dualidad onda-corpúsculo característica de la mecánica cuántica. La luz se comporta como ondas pudiendo producir interferencias y difracción como en el experimento de la doble rendija de Thomas Young, pero intercambia energía de forma discreta en paquetes de energía, fotones, cuya energía depende de la frecuencia de la radiación electromagnética. Las ideas clásicas sobre la absorción de radiación electromagnética por un electrón sugerían que la energía es absorbida de manera continua.

El efecto fotoeléctrico es la base de la producción de energía eléctrica por radiación solar y del aprovechamiento energético de la energía solar. El efecto fotoeléctrico se utiliza también para la fabricación de células utilizadas en los detectores de llama de las calderas de las grandes usinas termoeléctricas. También se utiliza en diodos fotosensibles tales como los que se utilizan en las células fotovoltaicas y en electros copios o electrómetros. En la actualidad los materiales fotosensibles más utilizados son, aparte de los derivados del cobre (ahora en menor uso), el silicio, que produce corrientes eléctricas mayores.

El efecto fotoeléctrico también se manifiesta en cuerpos expuestos a la luz solar de forma prolongada. Por ejemplo, las partículas de polvo de la superficie lunar adquieren carga positiva debido al impacto de fotones. Las partículas cargadas se repelen mutuamente elevándose de la superficie y formando una tenue atmósfera. Los satélites espaciales también adquieren carga eléctrica positiva en sus superficies iluminadas y negativa en las regiones oscurecidas, por lo que es necesario tener en cuenta estos efectos de acumulación de carga en su diseño.

Paneles fotovoltaicos.

Los paneles fotovoltaicos están formados por numerosas celdas que convierten la luz en electricidad. Las celdas a veces son llamadas células fotovoltaicas. Estas celdas dependen del efecto fotovoltaico para transformar la energía del Sol y hacer que una corriente pase entre dos placas con cargas eléctricas opuestas.

Numerosas empresas e instituciones están trabajando para aumentar la eficiencia de estos dispositivos. Mientras que las empresas privadas realizan la mayoría de la investigación y desarrollo en este aspecto, las universidades trabajan en artefactos que usan energía solar, especialmente vehículos eléctricos.

En 2005 el problema más importante con los paneles fotovoltaicos era el coste, que ha estado bajando hasta 3 o 4 dólares por vatio. El precio del silicio usado para la mayor parte de los paneles esta teniendo una fuerte tendencia a

aumentar. Esto ha hecho que los fabricantes comiencen a utilizar otros materiales y paneles de silicio más delgados para bajar los costes de producción. Debido a economías de escala, los paneles solares se hacen menos costosos según se usen y fabriquen más. A medida que se aumenta la producción los precios deberían continuar bajando en los próximos años.

La teoría y construcción de los mismos es la siguiente. Típicamente se utiliza silicio cristalino y arseniuro de galio para celdas solares. Cristales de arseniuro de galio son creados especialmente para uso fotovoltaico, pero cristales de silicio están disponibles en lingotes estándar más baratos, que son producidos principalmente para el consumo de la industria microelectrónica. El silicio policristalino tiene una menor eficacia de conversión pero también menor coste.

Cuando es expuesto a la luz solar directa, una celda de silicio de 6cm de diámetro puede producir una corriente de alrededor de 0,5 amperios a 0,5 voltios (equivalente a un promedio 90 W/m², en un rango de usualmente 50-150 W/m², dependiendo del brillo solar y la eficacia de la celda). El arseniuro de galio es más eficaz que el silicio, pero también más costoso.

Los lingotes cristalinos son cortados en discos finos como una oblea, pulidos para eliminar daños causados por el corte. Se introducen dopantes (impurezas añadidas para modificar las propiedades conductoras) dentro de las obleas, y se depositan conductores metálicos en cada superficie: una fina rejilla en el lado donde da la luz solar y usualmente una hoja plana en el otro. Los paneles solares contruidos con estas celdas cortadas en forma apropiada. Para protegerlos de daños en la superficie frontal causados por radiación o por el mismo manejo de éstos se los enlaza a una cubierta de vidrio y se cimientan sobre un sustrato (el cual puede ser un panel rígido o una manta blanda). Se realizan conexiones eléctricas en serie-paralelo para determinar el voltaje de salida total. La cimentación y el sustrato deben ser conductores térmicos, ya que las celdas se calientan al absorber la energía infrarroja que no es convertida en electricidad. Debido a que el calentamiento de las celdas reduce la eficacia de operación es deseable minimizarlo. Los ensamblajes resultantes son llamados paneles solares o grupos solares.

Un panel solar es una colección de celdas solares. Aunque cada celda solar provee una cantidad relativamente pequeña de energía, muchas de estas repartidas en un área grande pueden proveer suficiente energía como para ser útiles. Para obtener la mayor cantidad de energía las celdas solares deben apuntar directamente al sol. Se dice que si un cuarto de los pavimentos y edificios de las ciudades estadounidenses fueran convertidos en paneles solares incorporados a la red, estos proveerían suficiente energía para abastecer a todo ese país.

Las placas fotovoltaicas se pueden dividir en monocristalinas y en policristalinas. Las monocristalinas se componen de secciones de un único cristal de silicio (de forma circular o hexagonal) mientras que las policristalinas están formadas por pequeñas partículas cristalizadas o amorfas cuando el silicio no se ha cristalizado. Su efectividad es mayor cuanto mayor son los cristales, pero también su peso, grosor y costo. Debido a esto, el rendimiento

de las del primer tipo puede alcanzar el 20% mientras que el de las últimas puede no llegar al 1%, pero su costo y peso es muy inferior.

El principio de funcionamiento es el siguiente. Los módulos fotovoltaicos funcionan por el efecto fotoeléctrico. Cada célula fotovoltaica está compuesta de dos delgadas láminas de silicio (u obleas), P y N, separadas por un semiconductor. Los fotones procedentes de la fuente luminosa inciden sobre la superficie de la capa P, y al interaccionar con el material liberan electrones de los átomos de silicio, los cuales, en movimiento, atraviesan la capa de semiconductor, pero no pueden volver. La capa N adquiere una diferencia de potencial respecto a la P. Si se conectan unos conductores eléctricos a ambas capas y estos, a su vez, se unen a un dispositivo o elemento eléctrico consumidor de energía, se iniciará una corriente eléctrica continua (los electrones se mueven siempre en el mismo sentido y de los potenciales más bajos a los más altos).

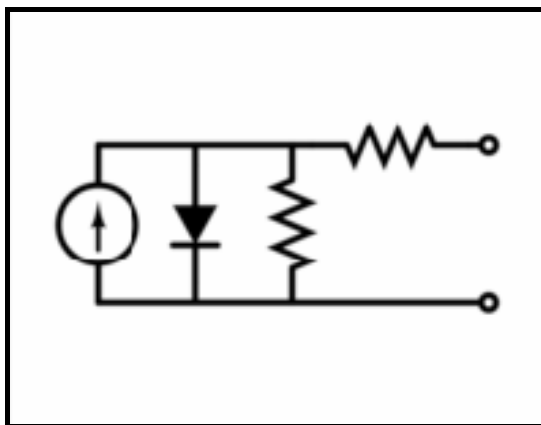


Figura 5.2. Esquema eléctrico fotovoltaico.

Las celdas se producen tanto de forma circular como rectangular, de un tamaño aproximado de entre 5 a 10 cm. de diagonal. En un módulo policristalino típico, la mayor parte del material es silicio dopado con boro para darle una polaridad positiva (material P). Una capa delgada en el frente del módulo es dopada con fósforo para darle una polaridad negativa (material N). A la interfase entre las dos capas se la llama unión.

Este tipo de paneles producen electricidad en corriente continua y aunque su efectividad depende tanto de su orientación hacia el sol como de su inclinación con respecto a la horizontal, se tiende a las instalaciones fijas, por ahorros en mantenimiento y con una inclinación al sur fija que depende de la latitud. Por su potencia, la luz solar es la más efectiva, pero las células solares funcionan con cualquier tipo.