



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL

BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO EN CERRO CALÁN
UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL

EMILIO JAVIER AQUEVEQUE MEDINA

PROFESOR GUÍA:
ROBERTO ROMÁN LATORRE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
CARLOS AGUILERA GUTIÉRREZ
JAMES Mc PHEE TORRES

SANTIAGO DE CHILE
OCTUBRE 2009

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL
POR: EMILIO AQUEVEQUE M.
FECHA: 06/10/2009
PROF. GUÍA: Sr. ROBERTO ROMÁN

“BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO EN CERRO CALÁN UTILIZANDO ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”

En éste trabajo de título se diseña un proyecto de elevación de agua para riego en el Cerro Calán el cual alberga en su cumbre al departamento de Astronomía de la Universidad de Chile. La elevación de agua se hará mediante el uso de bombas activadas con energía solar fotovoltaica. Esta elección se basa en la importancia creciente que está tomando a nivel mundial la elección de formas limpias de energía y en la imagen que da la Universidad de Chile al país como una institución comprometida con el desarrollo de las energías renovables. Los pasos a seguir en el presente informe serán la determinación del caudal de diseño de la impulsión, el diseño de los paneles solares, la elección de las bombas y el diseño de las obras tales como cámara de captación, cámara de impulsión, diámetro de la impulsión, tipo de tubo y uso de la infraestructura existente en el cerro. El presente informe incluye además una simulación horaria de bombeo solar, el presupuesto de los materiales y obras respectivas y los planos del proyecto, con los cuales se contempla la materialización de éste para el año 2010.

Dedicado a mi madre

Indice

Introducción

Capítulo 1: Antecedentes de bombeo solar

1.1 Breve historia del bombeo solar	8
1.1.1 El bombeo solar no fotovoltaico	8
1.1.2 El bombeo solar fotovoltaico	18
1.2 Estado del arte de los sistemas de bombeo fotovoltaicos	20
1.2.1 Energía solar fotovoltaica	20
1.2.2 Bombas solares para agua	23
1.2.3 Comparación con otros sistemas de elevación de agua	27
1.2.4 Configuraciones de sistemas de bombeo alimentado por energía solar	29
1.2.4.1 Sistema de bombeo solar acoplado con baterías	29
1.2.4.2 Sistema de bombeo solar con acoplamiento directo	32

Capítulo 2: Antecedentes Cerro Calán

2.1 Ubicación	35
2.2 Proyecto de reforestación	36
2.3 Oferta de agua	37
2.4 Demanda de agua	38
2.5 Infraestructura existente en Cerro Calán	38
2.6 Sistema apto para bombeo en Cerro Calán	40

Capítulo 3: Diseño de paneles

3.1 Estimación del área de paneles	41
3.2 Cálculo detallado de la energía entregada por un arreglo fotovoltaico	42
3.2.1 Conceptos básicos	44
3.2.1.1 Cálculo de la radiación inclinada	51
3.2.1.2 Alternativas de <i>Tracking</i> del panel fotovoltaico	54
3.2.2 Modelo de panel fotovoltaico	58
3.2.2.1 Cálculo de la eficiencia promedio	58
3.2.2.2 Otras correcciones	59
3.2.3 Energía entregada por un arreglo	60
3.3 Cálculo del caudal elevado	69
3.4 Capacidad nominal y criterio de diseño de paneles	72

Capítulo 4: Elección de equipos	
4.1 Tipo de bomba	76
4.2 Mercado de paneles fotovoltaicos	77
4.3 Mercado de bombas solares	78
4.3.1 Bombas Lorentz	78
4.3.1.1 Elección de bombas Lorentz	82
Capítulo 5: Diseño de obras y presupuesto	
5.1 Descripción de obras	84
5.1.1 Cámara de captación y conducción gravitacional	84
5.1.2 Cámara de regulación	86
5.1.3 Impulsión	87
5.2 Presupuesto	88
5.3 Amortización del proyecto	92
Capítulo 6: Simulación de bombeo	
6.1 Descomposición de la radiación incidente	94
6.2 Resultados de la simulación	95
Conclusiones	104
Bibliografía	105
Anexos	106
1. Memoria de cálculo conducción gravitacional	106
2. Impulsión	108
3. Análisis de golpe de ariete	109

Introducción

El Cerro Calán, ubicado en la comuna de Las Condes, pertenece a la Universidad de Chile y está ocupado en su sector superior por el Departamento de Astronomía, dependiente de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. Entre los años 2003 y 2007 se llevó a cabo en este cerro un proyecto de reforestación con 11000 ejemplares de árboles nativos de entre 1 y 4 años de edad, cubriendo un área de 45 Ha. Será objetivo de este trabajo de título proyectar la elevación de agua para riego desde el canal Lo Fontecilla hasta la cima del Cerro Calán para cubrir la necesidad de riego que imponen las especies plantadas.

La elevación de agua se hará por medio de energía solar fotovoltaica. Esta decisión se basa en la importancia creciente que está tomando a nivel mundial la elección de formas limpias de energía, sobre todo para proyectos de poca potencia como el que se estudiará en este trabajo, además del ahorro que implica a mediano plazo y de la imagen que da la Universidad de Chile al país como una institución comprometida con el desarrollo de las energías renovables. Con los planos del proyecto se espera que se materialice el proyecto a principios del año 2010. Del mismo modo se espera que se materialicen otros proyectos de riego alimentados con energía solar fotovoltaica, especialmente aquellos que necesitan algunos agricultores de la IV, V y VI región del país en zonas alejadas de la red eléctrica. El presente informe servirá como guía para estudiar estos y otros proyectos de riego.

Objetivos

- Proyectar la elevación de agua para riego desde el canal Lo Fontecilla hasta la cima del Cerro Calán mediante energía solar fotovoltaica.
- Evaluar económicamente el proyecto y comparar con un proyecto similar desarrollado con bombeo convencional con bombas AC.
- Simular el bombeo de agua a nivel horario con datos reales de radiación solar.

- Contar con una metodología fundamentada teórica como empíricamente para el desarrollo de otros proyectos de bombeo de agua alimentados por energía solar fotovoltaica.

Metodología

Este trabajo se realizó con la siguiente metodología: en primer lugar se recolectaron datos históricos de bombeo solar y se revisó el estado del arte en bombeo fotovoltaico. Posteriormente se recolectaron los antecedentes en Cerro Calán que permitieron determinar el caudal de diseño del proyecto además de caracterizar la topografía del cerro, la oferta de agua en el canal Lo Fontecilla y la infraestructura existente que eventualmente puede incorporarse al proyecto. Luego se procedió al diseño de paneles solares por medio de una metodología teórica y empírica en la cual se determina cual es la potencia que puede producir un panel solar. En este punto se determinan las dimensiones adecuadas de los paneles para que generen la potencia necesaria para el bombeo del caudal diseñado en el punto anterior. A continuación se eligen los equipos como paneles, bombas y controladores de bombas en base a marcas conocidas del mercado. Una vez conocidos los equipos y la potencia final que proveerán los paneles solares, se llevó a cabo el diseño de las obras civiles que se materializarán tales como cámara de captación en el canal Lo Fontecilla, aducción gravitacional, cámara de regulación y impulsión. En este diseño se incluyen los materiales, válvulas, accesorios, el costo de éstos y de la mano de obra. Con esto se computó el presupuesto del proyecto y luego se calculó el periodo de amortización de los insumos fotovoltaicos comparado con un proyecto de bombeo similar con bombas convencionales de corriente alterna. Posteriormente se realizó una simulación de bombeo fotovoltaico con los equipos elegidos, a nivel horario, y con datos reales de radiación solar horizontal en el lugar del proyecto entre los años 2000 y 2007. Con esto se puede determinar los metros cúbicos de agua reales que son elevados cada día del año así como la variación de caudal a nivel horario producto de la variación de radiación solar incidente en los paneles solares.

Capítulo 1: Antecedentes de Bombeo solar

En este capítulo se revisará la historia del bombeo solar destacando los hechos puntuales más importantes que condujeron al estado del arte actual en sistemas de bombeo fotovoltaicos. Se comparará el bombeo fotovoltaico con otros sistemas de elevación de agua y se explicarán las configuraciones básicas para instalar un sistema de bombeo fotovoltaico en terreno.

1.1. Breve historia del bombeo solar

1.1.1 *El bombeo solar no fotovoltaico*

En la antigua Grecia, la escuela de los llamados mecánicos griegos, encabezados por Herón de Alejandría, utilizaron la energía solar para producir vapor, y con éste, movían pequeños autómatas, órganos o silbatos, fuentes de agua, artilugios todos ellos con un objetivo lúdico y espectacular, sin pretensiones de usar este género de técnicas en el mundo de la industria, de la construcción o de la guerra. En Roma, China y también en Grecia se desarrollaron espejos curvados que podían concentrar los rayos del Sol sobre un objeto con intensidad suficiente como para hacerlo arder en pocos segundos. Se trataba de reflectores solares a base de plata, cobre o bronce pulimentado.

Estos estudios cayeron en el olvido (salvo en forma de mitos, como el que se atribuye a Arquímedes, por el que, supuestamente, utilizó espejos incendiarios para destruir los barcos de los invasores romanos en Siracusa) hasta el Renacimiento, momento en el que se retoman los fundamentos geométricos y se alcanza el nivel tecnológico que permite la construcción de espejos de mayor diámetro. En el siglo XVIII Peter Hoesen construye un reflector formado por numerosos y pequeños espejos planos, fáciles de montar sobre un armazón con la forma deseada, alcanzando así la marca de tres metros de diámetro (ver fig.1.2)

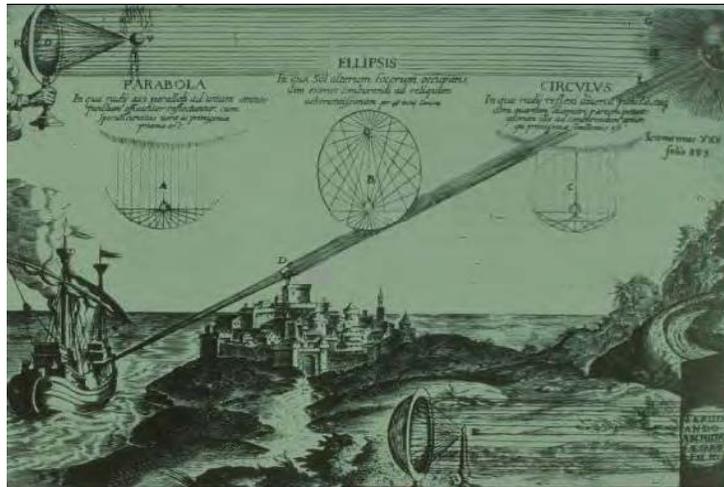


Fig. 1.1: Lamina del *Ars Magna Lucis et Umbrae* de Atanasius Kircher, 1646, en la que se describe figuradamente el funcionamiento de los concentradores solares.

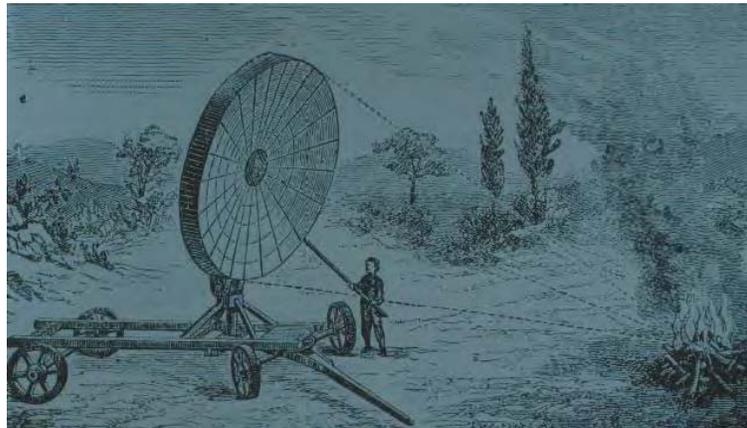


Fig. 1.2: Espejo incendiario de Hoesen

En el siglo XVIII, De Saussure construyó un invernadero en miniatura de cinco paredes, realizado con otras tantas cajas de vidrio, de planta cuadrada y dimensiones decrecientes de 30 cm x 30 cm en la base por 15 cm de alto la caja más grande a 10 cm x 10 cm en la base por 5 cm de alto la caja más pequeña. Las cinco cajas estaban abiertas por su base, de tal modo que podían apilarse, una dentro de otra, todas sobre una mesa de madera negra. Tras exponer el artefacto al Sol durante varias horas, de Saussure midió la temperatura en el interior. La caja exterior era la más fría, aumentando la temperatura en cada caja menor sucesiva. La temperatura más elevada se registraba en la base de la caja más interior (87°C). El propio De Saussure y después también Herschel y Langley mejoraron este primer

prototipo y demostraron que en el interior de una caja cubierta de vidrio podían producirse temperaturas superiores a la de ebullición del agua. Eran conscientes de que la caja caliente podría tener importantes aplicaciones prácticas. De hecho, De Saussure señaló que "algún día podrá derivarse alguna utilidad de este ingenio porque en realidad es demasiado pequeño, barato, y fácil de hacer". Ciertamente su modesta esperanza sería más que satisfecha: la caja caliente se convirtió en prototipo de los colectores solares de finales del siglo XIX y XX; colectores capaces de suministrar el vapor necesario para mover diversas máquinas, entre ellas las primeras instalaciones de bombeo solar.

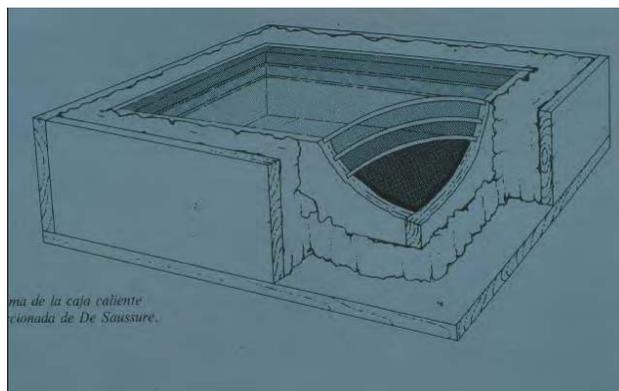


Fig. 1.3: Caja caliente de Saussure, 1767.

El ingeniero francés Agustin Bernard Mouchot, profesor de la escuela de ingeniería de Tours, Francia, comenzó sus estudios sobre la energía solar en 1860 preocupado por la dependencia que su país tenía del carbón. Consideraba este recurso como algo finito, y le preocupaba sobremanera la manera de sustituirlo cuando llegase a su fin. Recogió sus experiencias en un libro titulado "La Chaleur solaire" .En él, hacía una revisión de todas las experiencias conocidas relacionadas con el aprovechamiento del calor del sol, como introducción y después describía con todo detalle sus ideas y las realizaciones prácticas llevadas a cabo por él mismo. Sus experimentos buscaban la capacidad calorífica de los rayos solares para evaporar el agua en recipientes cerrados, de manera que se elevase la presión en su interior y aprovechar ésta para generar movimiento. En los días de Mouchot la máquina de vapor era ya un invento extendido por occidente, e, inevitablemente, el primer

objetivo de Mouchot fue sustituir el calor que la movía, proveniente de la quema de carbón o leña en sus calderas, por el calor solar. Disponía para ello de un reflector cónico en cuyo fondo había una caldera cubierta con un vidrio. Dado que utilizaba este rudimentario concentrador solar, necesitaba también contar con un sistema de seguimiento. Finalmente, en lo que fue declarado por un testigo como “un día extremadamente caluroso”, el sistema de Mouchot fue capaz de mover una máquina de vapor de medio caballo de potencia. En la prueba, la máquina fue utilizada, precisamente, para bombear agua a razón de 2.000 litros a la hora. El gobierno de Francia fue testigo de este logro, y en seguida encontró que el ingenio de Mouchot podría prestar estupendos servicios en el protectorado argelino de Francia, una región bendecida con una irradiación solar abundante pero maldecida por una clara necesidad de agua.

Se hicieron un gran número de experimentos con el sistema de Mouchot para mover máquinas de vapor, en los que se intentaba mejorar la concentración para conseguir presiones de vapor más altas, pero en el tiempo que duraron estas experiencias el escenario global se tornó menos favorable a la energía solar. Las tensas relaciones entre Francia e Inglaterra, que hacían temer el suministro de carbón y que gravaban su precio, se relajaron notablemente. Asimismo, el sistema de transporte del carbón por parte de Francia fue mejorado. Todo junto provocó una pérdida de interés, y en consecuencia apoyo, a los experimentos de Mouchot, de manera que se terminaron por abandonar. Mouchot, que se había trasladado a Argelia para dirigir los trabajos, regresó a su puesto docente en Francia.

Hubo otros intentos dirigidos a hacer funcionar máquinas de vapor a base de calor solar, y todos tenían el bombeo de agua como objetivo final. Es de destacar el caso de Williams Adams encargado del registro civil en Bombay, por la modificación introducida en el captador solar con respecto al utilizado por Mouchot. Utilizó espejos planos colocados de manera que reflejaban el sol sobre un punto común en el que se alcanzaban elevadas temperaturas. Esta configuración también necesitaba de un seguimiento del sol, circunstancia resuelta por Williams gracias al concurso de un

operario que tenía la misión de mover los espejos “tres o cuatro veces al día”, en palabras de Adams, o más frecuentemente si se quería aumentar el rendimiento. Esta idea es la empleada en las actuales centrales térmicas a base de calor solar (con la excepción hecha del sistema de seguimiento, por supuesto). El resultado mejoró el de Mouchot consiguiendo mover una máquina de vapor de dos caballos y medio de potencia.

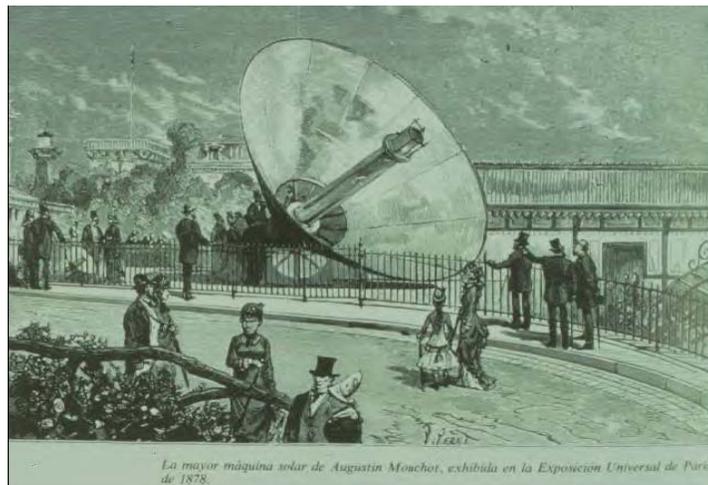


Figura 1.4: Máquina solar de Mouchot en la exposición universal de París de 1878

Mouchot no fue el único, otros ingenieros intentaron poner el calor solar al servicio del hombre, y en casi todos los casos la primera aplicación beneficiada de ello fue el bombeo de agua. Uno de estos hombres es por ejemplo, Aubrey Eneas, originario de Boston y creador de la empresa Solar Motor Company of Boston. El objetivo principal de la empresa era la venta de equipos de bombeo al sudoeste de los EEUU, donde los combustibles convencionales como la madera y el carbón eran escasos y caros. Basándose y mejorando el diseño de Mouchot, Eneas construyó, en 1899, un sistema con un diámetro de 10 metros en la boca del reflector, que estaba formado por más de 1.800 pequeños espejos de vidrio plateado. Distintos mecanismos y artefactos de relojería permitían orientar el espejo hacia el Sol a lo largo del día y según las estaciones, sin excesivo esfuerzo. El conjunto pesaba más de 4 toneladas. En 1901, el motor quedó instalado en la primera granja de avestruces de los EEUU, en Pasadena, después de haber viajado desde Nueva

Inglaterra hasta Denver (donde se hicieron los primeros ensayos), antes de alcanzar su destino final. Las avestruces eran visitadas por el público, que pudieron contemplar también (por el mismo precio) el motor solar de Eneas en acción. En esencia (según las crónicas de la época) el motor solar accionaba una bomba capaz de irrigar 120 hectáreas de cítricos extrayendo 6.400 litros de agua por minuto de un pozo situado a 5 metros de profundidad (es decir, una potencia de unos 5kW).

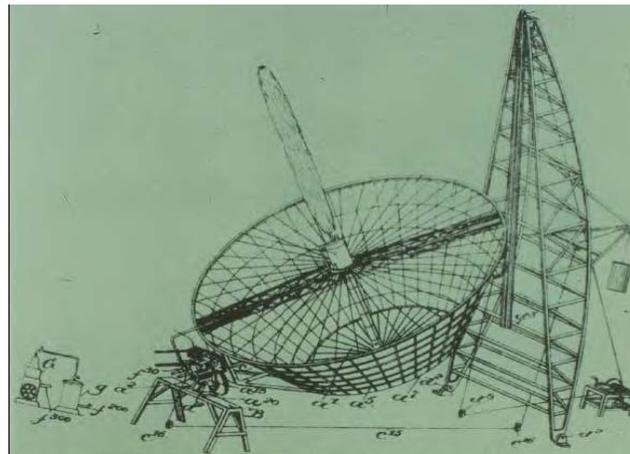


Figura 1.5: Dibujo del segundo motor solar de Aubrey Eneas, 1899. Con el objeto de seguir el desplazamiento estacional del sol, este espejo troncocónico podía alzarse o bajarse sobre el carril existente en la torre tras él.

Hasta 1904 Solar Motor Company vendió e instaló cinco motores solares. El último en la granja de John May consiguió bombear 6.700 litros de agua por minuto, pero desafortunadamente los espejos del reflector fueron destruidos por una tormenta de granizo. Otro de los modelos instalados con anterioridad fue destruido por un vendaval. Competidores sin escrúpulos en el negocio solar contribuyeron a ensuciar la reputación de Eneas. Aparte de la maledicencia de sus competidores, la importancia de la fiabilidad en aplicaciones de este tipo queda de manifiesto ya en los orígenes del bombeo solar. Con todo, el principal obstáculo a la comercialización de los motores solares era su costo: de dos a cinco veces el costo de una planta de vapor convencional. Aun cuando tras el desembolso inicial no existieran gastos de combustible, el elevado precio inicial desalentaba a los compradores.

En su afán de sustituir la caldera de madera o carbón de las “todopoderosas” máquinas de vapor, los motores solares desarrollados tanto por Mouchot como por Eneas estaban basados en el empleo de reflectores para concentrar los rayos del sol y alcanzar las elevadas temperaturas requeridas. Desgraciadamente este énfasis puesto en las altas temperaturas conducían a problemas de difícil resolución en la época: las elevadas temperaturas en el interior del colector (parte fundamental de éstas máquinas) originaban inevitablemente fuertes pérdidas de calor y, además, los reflectores utilizados para obtener altas temperaturas debían ser grandes, complejos y costosos. Una vez instalados resultaban vulnerables a vientos fuertes y a las inclemencias del tiempo. Para empeorar la cuestión, debían mirar siempre al sol, lo que exigía un operario a tiempo completo o un delicado mecanismo capaz de mover automáticamente los reflectores. Y cuando no había soleamiento directo en días de bruma o nubosos, los colectores concentradores dejaban totalmente de funcionar.

Sin embargo, en un motor solar desarrollado para trabajar a baja temperatura, estos problemas prácticamente desaparecían. Entre los ejemplos de esta alternativa, destaca la bomba solar del ingeniero francés Charles Tellier. En vez de agua utilizó hidrato de amoníaco que hierve a 33°C o el dióxido de azufre que lo hace a 10°C. Tellier conocía las aplicaciones de los líquidos de bajo punto de ebullición fruto de sus investigaciones acerca de la congelación de alimentos, labor por la cual es más conocido. En su bomba solar, el colector solar estaba construido con simples láminas de metal oscuro, entre medias de las cuales circulaba el líquido para ser evaporado. La chapa metálica inferior se aislaba a fin de reducir las pérdidas por conducción. La presión del amoníaco alcanzaba las 2,7 atmósferas y la bomba podía impulsar unos 1.300 litros de agua por hora. Estimó que en un clima con más horas solares que el francés se podrían alcanzar los 3.600 litros de agua por hora.



Figura 1.6: Instalación solar de Tellier.

Willsie y Boyle, dos ingenieros americanos, en 1908 mejoraron el diseño de Tellier. Usaban agua en la caja caliente, que trasladaba su energía al dióxido de azufre mediante un intercambiador. El vapor de dióxido era finalmente el encargado de mover el motor. De este modo, los circuitos en la caja caliente no debían soportar grandes presiones, quedando estas limitadas al circuito, más pequeño, que unía el motor con el intercambiador. Además, acumulaban calor en depósitos aislados que contenían agua, lo que permitió a sus plantas funcionar 24 horas ininterrumpidas. A pesar de su rentabilidad económica (se amortizaban en dos años), dos años después la máquina productora de gas era introducida en el Sudoeste de los EEUU: quemaba carbón para producir gas artificial, y los motores que consumían gas artificial eran de dos a cuatro veces más eficientes que los convencionales basados en la combustión. De esta manera, el motor solar perdió parte de su atractivo económico cuando el transporte del carbón bajó de precio, y dejó de fabricarse.

Otro ingeniero autodidacta exploraba también el empleo de colectores de caja caliente para impulsar máquinas de baja temperatura: Frank Shuman. Después de revisar la obra de los que le habían precedido se inclinó por continuar con la misma línea de bajas temperaturas de Willsie y Boyle, salvo que utilizó éter como líquido colector en la caja caliente. Con un modelo pequeño para demostraciones y con un buen talento como propagandista, Shuman consiguió atraer un número suficiente de inversionistas como para crear la Sun Power Company. Para una primera

demostración práctica a escala real, la compañía escogió Egipto. Sin embargo la planta habría de construirse primero en EEUU, probarla, desmontarla después y volverla a montar en su emplazamiento definitivo. La planta se alzó sobre 2.700 metros cuadrados cerca de la casa de Shuman en Tacony, Pennsylvania. Uno de los objetivos primordiales era incrementar la cantidad de calor recibida y capturada por los colectores. Para ello añadió a las cajas calientes sendos espejos laterales que reflejaban la luz sobre la caja caliente. Además, un mecanismo permitía ajustar la orientación de los colectores.



Figura 1.7: Primer prototipo de la máquina de Shuman instalada en Tacony.

Shuman también mejoró el motor, haciéndole trabajar a baja temperatura y baja presión, evaporando agua a temperatura menor de 100 grados. Este motor generaba más potencia que cualquier otra máquina solar construida anteriormente. Además sustituyó los colectores concentradores por un único reflector de sección parabólica, en cuyo foco se suspendía una larga caldera recubierta de vidrio. Este sistema, conectado a una bomba, podía elevar 12.000 litros de agua por minuto a una altura de 10 metros (una potencia de unos 20 kW). Casi el 30 por ciento de la energía solar incidente sobre los colectores era transformada en calor útil, produciendo una potencia máxima de 30 caballos de vapor y una media de 14 en un día de sol normal.

Se construyeron cinco reflectores solares en Maadi, a 20 kilómetros de El Cairo, Egipto (ver fig. 1.7), cada uno de 60 metros de largo por 4 de ancho y separados 8 metros entre sí. Además la planta de Maadi podía funcionar las 24 horas del día. El excedente de agua calentada se guardaba en un gran depósito aislado, similar al utilizado por Willsey y Boyle, para su uso durante la noche o en días cubiertos y lluviosos. El motor podía así impulsar una bomba convencional ininterrumpidamente, aumentando todavía más la eficiencia de la planta. En la inauguración, en julio de 1913, el ingenio alcanzó los 55 caballos de potencia y la bomba elevó 27.000 litros de agua por minuto. El dispositivo de absorción captó el 40 por ciento de la energía solar disponible, un resultado muy superior al obtenido por la planta de Tacony.

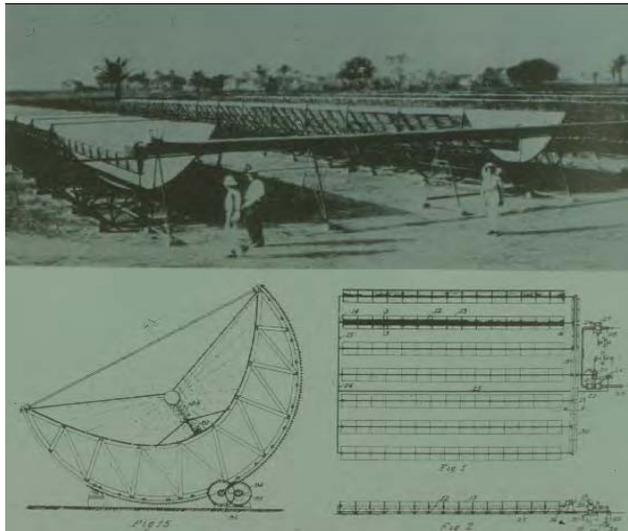


Figura 1.8: Planta solar del Maadi, Egipto.

Las potencias coloniales europeas mostraron su interés por la máquina de Shuman, ante lo cual, Shuman amplió el ámbito de sus planes. Siendo un idealista, esperaba construir 52.600 Km² de reflectores en el Sahara, proporcionando al mundo "a perpetuidad los 270 millones de caballos necesarios para igualar todo el combustible extraído en 1909". Pero su sueño se desintegró con el comienzo de la Primera Guerra Mundial. Los ingenieros de la planta de Maadi dejaban Africa para ocuparse de trabajos de guerra en sus respectivos países. Shuman regresaba a los EEUU, donde moriría antes de concluir la guerra. Además las potencias europeas

empezaban a interesarse por el uso de una nueva forma de energía en sustitución del carbón: el petróleo. Ya en 1919, los ingleses habían invertido más de 20 millones de libras en la Anglo-Persian Oil Company. Se producían nuevos descubrimientos de petróleo y gas en numerosas partes del mundo (California, Iraq, Venezuela e Irán). Casi todos eran lugares soleados donde resultaba difícil obtener carbón, áreas pensadas por Shuman, y por el mismo Mouchot, como emplazamientos privilegiados para las plantas solares. El petróleo y el gas enterraron así las experiencias de bombeo solar, que no se retomarían significativamente hasta la crisis del petróleo de 1973.

1.1.2. El bombeo solar fotovoltaico

No es hasta la segunda mitad del siglo XX cuando se dan las condiciones necesarias para que la nueva tecnología solar fotovoltaica encuentre su oportunidad dentro del panorama energético en general, y en el de su utilización para el bombeo de agua en particular. La crisis petrolífera mencionada al final del apartado anterior fue la que hizo que algunos ingenieros buscaran otras fuentes de energía. En esta época, ya existían una producción de módulos fotovoltaicos, y éstos eran utilizados en campos de la industria muy restringidos como por ejemplo la alimentación de sistemas de señalización: boyas en las costas ó balizas en las vías públicas.

En este escenario, Dominique Campana, ingeniera francesa y apasionada por los problemas medioambientales (que empezaban a surgir con fuerza en estos años), enseguida se preocupó del problema del abastecimiento de agua en zonas aisladas. Su interés general por el entorno le condujo a la energía solar como medio para resolver este problema. En esta época, ya había intentos de bombear agua con motores impulsados por energía solar térmica como los descritos en el apartado anterior, pero perfeccionados con las tecnologías y los materiales de la segunda mitad del siglo XX. Sin embargo resultaban caros, pesados, voluminosos, tremendamente ineficientes y necesitados de mantenimiento continuo.

Gracias a conversaciones con expertos en el mundo de la energía solar fotovoltaica, Campana pensó en la modalidad fotovoltaica de la energía solar para hacer funcionar bombas de agua. Con la colaboración del fabricante de bombas Guinard, líder en Francia, y Philips como suministrador de módulos, llevó a cabo su idea poniendo en marcha el primer sistema de bombeo fotovoltaico del mundo. Guinard colaboró fabricando un prototipo de bomba para el sistema de Campana sustituyendo el motor de corriente alterna por uno especial de corriente continua, como la generada por los módulos, y además mejorando el rendimiento de la bomba, con lo que el número de módulos necesarios se redujo. El prototipo fue instalado en una granja en la isla francesa de Córcega, residencia habitual de Campana, y allí fue puesto a punto por ella misma. El resultado fue excelente y sirvió para suministrar agua a la granja en sus necesidades diarias.

Mientras tanto, en Mali, años antes de la exitosa experiencia de Dominique Campana, el padre Bernard Verspieren, al frente de una misión católica, era testigo de la dura sequía que sufría el país, y contra la que luchaba mediante una red de bombas manuales instaladas en su área de influencia. No sin esfuerzo, había convencido a las autoridades locales para confiarle fondos con los que costear estas bombas y su mantenimiento. Existen numerosos testimonios suyos, en los que se lamentaba del deficiente suministro de agua que estas bombas eran capaces de dar. La fiabilidad de las mismas dejaba mucho que desear y obligaban a tener un grupo de técnicos que no daban abasto para mantenerlas en funcionamiento.

En estas condiciones, Verspieren supo del prototipo instalado por Campana, y se las ingenió para visitar las montañas corsas y ver en acción el invento. Según palabras suyas “fue un amor a primera vista”. Sabedor de los problemas sobre el terreno existentes en Mali, casi siempre relacionados con el alejamiento de carreteras de calidad, de la disponibilidad de personal cualificado, y también conocedor de las bombas de agua accionadas por diesel y por el calor solar, en seguida se dio cuenta de que lo que tenía delante era la solución para los problemas de agua que anhelaba resolver.

Con gran esfuerzo consiguió financiamiento en Europa y pudo realizar la primera instalación de bombeo fotovoltaica en Nabasso, la ciudad en donde vivía en Mali. La instalación resultó un éxito y el acontecimiento en seguida fue conocido en gran parte del país, y en consecuencia, el padre Verspieren recibió una gran cantidad de solicitudes para replicar su sistema. La gran visión de este hombre, que conocía de primera mano los problemas reales sobre el terreno, le hizo tomar una serie de precauciones que él consideraba necesarias para garantizar un suministro fiable de agua. Básicamente se trata de un concepto, ampliamente aceptado ahora en el mundo de la cooperación, que consiste en hacer que los beneficiarios se ocupen en buena medida de la gestión de los sistemas. Para extender los sistemas de bombeo, imponía como condición que el pueblo costeara los trabajos de alumbramiento del pozo o sondeo, y los materiales. Obligaba a la creación de una estructura social encargada de la gestión del sistema cuyas tareas principales eran: la recolección sistemática de dinero pagado por los usuarios por el servicio para cubrir los gastos de mantenimiento, la realización de un cuidado no técnico (básicamente la limpieza de los paneles y del emplazamiento del sistema) y a mantener lejos de los cables y las bombas a la población general. A cambio, la organización "Mali Aqua Viva", fundada por él en los orígenes para gestionar las bombas manuales, se encargaría de los posibles problemas técnicos. Suscribimos las palabras del Padre Verspieren cuando dijo: *"Para mí el coste es secundario. Lo que es de vital importancia es la fiabilidad porque de ella depende la supervivencia de nuestra gente"*

En los años subsiguientes, y gracias al apoyo de agencias de desarrollo internacional, se llevaron a cabo programas de bombeo fotovoltaico de diferentes tamaños. Entre 1990 y 1994, la agencia de cooperación alemana (GTZ) llevó a cabo un proyecto de instalación de 90 sistemas de bombeo, totalizando una potencia de 180 kWp, con el objetivo de demostrar la viabilidad de esta tecnología y los costos reales que conllevaba. Los sistemas se instalaron en varios países: Argentina, Brasil, Filipinas, Indonesia, Túnez, Jordania y Zimbawe, en colaboración con las agencias locales encargadas del suministro de agua de cada país.

Siguiendo el camino abierto por la experiencia en Mali del padre Verspieren, los países integrantes del Comité Permanente Inter-estados en lucha contra la sequía (CILSS, en sus siglas en Francés) (Burkina Faso, Cabo Verde, Gambia, Guinea-Bisau, Nigeria, Senegal, Chad y Mali) lanzaron el Programa Regional Solar (PRS), financiado por la Unión Europea, con el objetivo de mejorar el suministro de agua en emplazamientos seleccionados empleando criterios de disponibilidad de agua, alejamiento de las vías principales, número de habitantes y grados de compromiso entre otros para la selección de los emplazamientos. La gran novedad que supuso el PRS fue la implantación de un control de calidad en la parte del sistema que va desde el pozo hasta la entrada al depósito. Para conseguirlo, se diseñaron unas especificaciones técnicas y se implantó un control de calidad llevado a cabo en laboratorios independientes consiguiendo como resultado una importante mejora en la fiabilidad de los equipos.

1.2 Estado del arte de los sistemas de bombeo fotovoltaicos

1.2.1 Energía solar fotovoltaica

Las células solares o fotovoltaicas (o *PV cells* en inglés) están hechas de materiales semiconductores que pueden convertir la luz del sol directamente en electricidad. La luz incidente en las células desaloja y libera electrones dentro del material, los cuales se mueven para producir una corriente eléctrica directa (DC). Esto es hecho sin partes móviles.

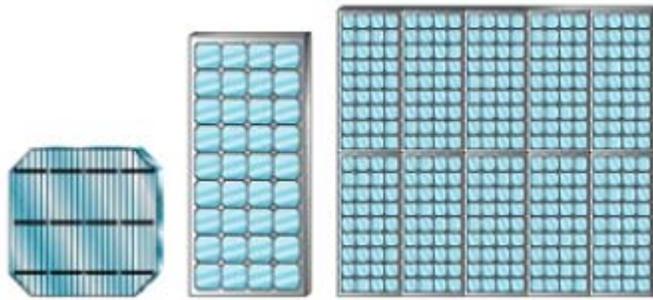


Fig. 1.9: Diagrama de composición de células solares en módulos (centro) y panel (der.)

Las células fotovoltaicas se combinan para hacer *módulos*, los cuales se encierran en vidrio o plástico transparente. Los módulos se juntan para componer un *panel*, cuyo tamaño varía según la aplicación específica (fig. 1.9). La mayoría de las células fotovoltaicas comerciales están hechas de sílice y vienen en tres tipos generales: monocristalinas, multicristalinas y amorfas (fig. 1.10). Las células monocristalinas se componen de secciones de un único cristal de silicio que son reconocibles por su forma circular o rectangular. Este tipo de célula es la más eficiente, con aproximadamente 15% de eficiencia (eficiencia se define como la fracción de la energía del sol que es convertida a energía eléctrica), pero al mismo tiempo es la más cara de producir.

Las células multicristalinas o policristalinas están hechas de silicio fundido que posteriormente solidifica y cristaliza en lingotes. El tamaño de los cristales está determinado en mayor parte por la tasa a la cual el lingote es enfriado. Se tendrán granos más grandes si el enfriamiento es lento. Las células se obtienen cortando el lingote en finas láminas. Las células multicristalinas son menos caras de producir que las monocristalinas, debido a que el proceso de manufactura es más simple y la pureza de la materia prima es menor. Sin embargo, éstas son ligeramente menos eficientes, con eficiencias promedio bordeando el 12%.

Las células fotovoltaicas amorfas están hechas de una delgada capa de sílice no cristalino puesto en una base rígida o flexible. Éstas son relativamente fáciles de fabricar y son menos caras que las células monocristalinas y policristalinas, pero sus

eficiencias bordean el 6%. Su bajo costo hace que ellas sean la mejor opción donde la alta eficiencia y el espacio no son factores importantes.

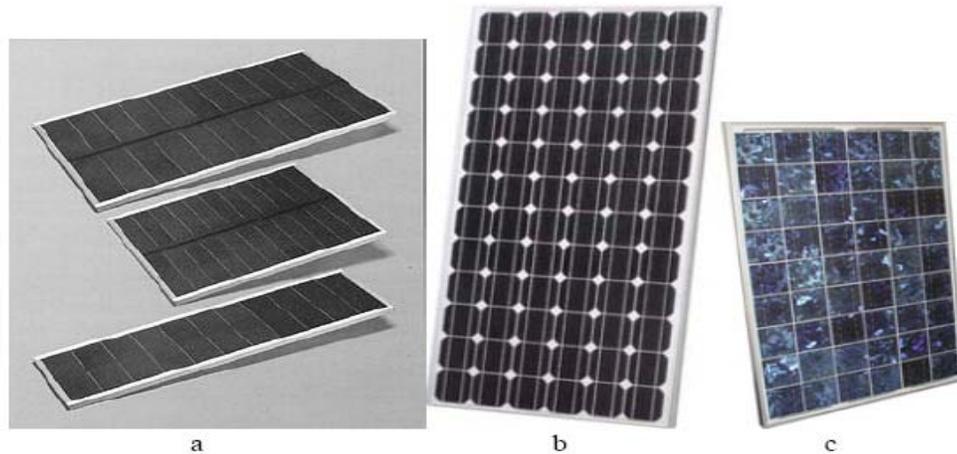


Fig. 1.10: Ejemplos de los tipos comerciales de módulos: a) amorfos (de Unisolar) b) monocristalinos (de Sharp) y c) policristalinos (de Matrix)

Los módulos fotovoltaicos han existido por más de 50 años y su producción masiva existe desde 1979. Debido a mejoras en la tecnología de manufactura y a economías de escala, el costo de las células fotovoltaicas ha disminuido en un 90% desde comienzos de los años 70. Los módulos fotovoltaicos se pueden encontrar en una amplia gama de tamaños y son fabricados por muchas compañías de renombre. Su confiabilidad es buena y pueden durar más de 30 años.

Los paneles fotovoltaicos son instalados de modo que maximicen la cantidad de exposición directa al sol. Esto significa instalarlas en áreas libres de sombras de edificios y árboles, con orientación hacia el norte en el hemisferio sur (hacia el sur en el hemisferio norte) e inclinadas en un ángulo igual a la latitud del lugar. Si los paneles se usan estacionalmente, así como muchos de los sistemas de bombeo solar que actualmente existen, entonces se puede usar un *tracker* para inclinar el panel en la medida que el sol se mueve en el cielo. Esto puede incrementar el volumen de agua bombeado en un 40% en verano y en un 5 – 10% en invierno comparado con un panel fijo. Con un sistema de *tracking* se puede usar una bomba

más pequeña o menor área de paneles para reducir el costo total. Los *trackers* pueden ser activos o pasivos. El *tracking* funciona mejor en tiempos soleados y despejados y no debería usarse en áreas con mucho viento.

1.2.2 Bombas solares para agua

Un sistema de bombeo alimentado por energía solar está compuesto de dos componentes básicas. La primera, son los paneles fotovoltaicos que proporcionan la potencia. Cada panel está compuesto por varias células solares las que producen corriente directa (DC) cuando se exponen a la luz. Esta corriente DC es recolectada por el cableado en el panel. Luego, es abastecida a una bomba DC que bombea agua mientras el sol brille, o almacenada en baterías para su posterior uso por las bombas. También puede usarse un convertidor de frecuencia DC/AC para usar una bomba con un motor de inducción de corriente alterna.

Los fabricantes de paneles normalmente miden el voltaje (Volts) y la corriente de salida (Amperes) de los paneles bajo condiciones de potencia peak. La potencia peak (Watts = Volts x Amperes) es la máxima potencia que se puede obtener del panel fotovoltaico con una radiación solar de 1000 W/m^2 y una temperatura de 25°C . Típicos voltajes y corrientes de salida para un panel de 60 W se muestran en la tabla 1.1. La corriente DC producida por un panel fotovoltaico es mucho más sensible a la intensidad de la luz incidente en el panel que el voltaje. Gruesamente, si la intensidad de luz se reduce a la mitad, la corriente DC también se reduce a la mitad y el voltaje se reduce muy poco.

Máxima potencia	60 Watts
Máximo voltaje	16,9 Volts
Máxima corriente	3,55 Amps

Tabla 1.1: Voltaje y corriente de salida típicas para un panel 60 W - 12 Volts

Un panel fotovoltaico individual puede ser conectado en serie o en paralelo con otros similares para obtener el voltaje o corriente requeridos para hacer funcionar la bomba. El voltaje de salida de paneles conectados en serie es la suma de todos los voltajes producidos en cada uno de los paneles. Por ejemplo, el máximo voltaje de salida de dos paneles de 60W – 12V mostrados en la tabla 1.1 conectados en serie es 33,8 Volts. Con esto, una bomba DC de 24 Volts requiere un mínimo de dos paneles 12V conectados en serie. La corriente de salida de estos paneles en serie es igual a la corriente de salida de un panel individual, 3,55 Amps.

El voltaje y corriente de salida de paneles conectados en paralelo es el opuesto de los paneles conectados en serie. La corriente de salida es la suma de todas las corrientes (amps) de cada uno de los paneles y el voltaje de salida es igual al voltaje producido por un panel individual.

La otra componente principal de estos sistemas es la bomba. Las bombas eléctricas que se conectan a la red eléctrica con corriente alterna (AC), normalmente no están hechas para operar en forma muy eficiente porque no hay limitación de la potencia disponible. Las bombas solares están diseñadas para usar la corriente directa (DC) proporcionada por un panel fotovoltaico o un conjunto de baterías, aunque algunas versiones más nuevas usan un motor de corriente alterna con frecuencia variable y un controlador de corriente alterna de tres fases que les permite ser alimentadas directamente por los paneles solares. Debido a que los paneles fotovoltaicos son caros y su generación de potencia puede ser variable, las bombas solares tienen que ser en lo posible muy eficientes, esto es, tienen que maximizar los litros de agua bombeados por watt o unidad de electricidad usada. También deben ser capaces de bombear durante condiciones de baja luz (baja potencia).

Existen dos tipos de bombas usadas en aplicaciones solares: las bombas centrífugas y las bombas de desplazamiento positivo. Las bombas centrífugas usan un impulsor rotatorio que pone el agua en movimiento. Una bomba centrífuga multi-etapa tiene una serie de impulsores apilados y cámaras. Las bombas centrífugas

comienzan a trabajar gradualmente y su flujo de salida se incrementa con la cantidad de corriente. Por esta razón, éstas pueden ser conectadas directamente al panel fotovoltaico sin incluir baterías. Sin embargo, cuando es operada a baja potencia (debido a menor intensidad de luz) la cantidad de agua bombeada por las bombas centrífugas se reduce dramáticamente. Es por esto que las bombas centrífugas se usan en aplicaciones solares normalmente con *tracking* en los paneles. En general, las bombas centrífugas son recomendadas para caudales altos (necesidad diaria de agua) y alturas dinámicas bajas. El otro tipo de bombas usadas en aplicaciones solares son las bombas de desplazamiento positivo, las cuales traen el agua dentro de una cámara para luego forzarla hacia arriba mediante un pistón o tornillo helicoidal. Estos tipos de bombas bombean de forma más lenta la bomba centrífuga (caudales más bajos), pero tienen buen desempeño bajo condiciones de baja potencia y pueden alcanzar gran altura. Su diseño les permite mantener su capacidad de elevación durante todo el día con condiciones de velocidad cambiantes que resultan de condiciones cambiantes de luz.

Hay disponibles bombas solares de tipo sumergible y superficiales. Una bomba sumergible se coloca bajo el nivel de agua, por ejemplo dentro de un pozo (fig. 1.11). Una bomba de este tipo tiene la ventaja de no presentar problemas de congelamiento ni de aplicación de cebado. Una bomba superficial (fig. 1.12) se monta al nivel de agua, ya sea adyacente a la fuente de agua o, en el caso de una bomba flotante, por encima del agua (fig. 1.13). Las bombas superficiales son menos caras que las bombas sumergibles pero no son aptas para succión ya que no pueden ubicarse a más de 20 pies verticales desde la fuente de agua (ya que podrían generar eventualmente problemas de cavitación). Las bombas superficiales son excelentes para empujar agua grandes distancias horizontales.



Fig. 1.11: Bomba sumergible que usa un rotor de hélice y un motor sin escobillas



Fig. 1.12: Ejemplos de bombas superficiales



Fig. 1.13: Ejemplos de bombas flotantes usadas en una laguna

Las bombas solares están disponibles en un amplio rango de tipos y tamaños. La bomba adecuada para cierta aplicación está determinada después de un cuidadoso cálculo de necesidades o demanda de agua. Las bombas solares más chicas requieren menos de 150 Watts y pueden bombear 1,5 galones por minuto (aprox. 0,1 l/s). En 10 horas de sol de un día de un mes caluroso como Enero o Febrero, tal sistema puede bombear hasta 900 galones por día (3,3 m³). Por ejemplo, una bomba sumergible con 300 Watts en paneles puede producir más de 4 m³ al día desde un pozo de 50 metros de profundidad. La bomba de corriente alterna equivalente HP 240 VAC requeriría 2000 Watts de paneles, un inversor y baterías para realizar el mismo trabajo.

1.2.3 Comparación con otros sistemas de elevación de agua

Existen otras opciones para bombear agua en zonas remotas. Éstas, sus ventajas y desventajas están listados en la tabla 1.2.

La clave de un sistema fotovoltaico es el poco trabajo que requiere y el bajo costo de mantenimiento comparado con otras opciones, lo que a largo plazo lo convierte en el sistema más conveniente, excepto donde la alimentación por gravedad está disponible. Un estudio hecho por la Oficina de Administración del Suelo en Battle Mountain, Nevada, EE.UU. [5] comparó bombeo solar con bombeo mediante generador diesel. Para un caudal de bombeo de 3,8 gal/min (0,23 l/s) con una altura de bombeo de 275 pies (84 m), el costo del sistema fotovoltaico a lo largo de 20 años fue igual al 64% del costo del sistema con generador en 10 años, además que la cantidad de horas de trabajo invertidas en el primero fue el 14% de las horas invertidas en el segundo. Otro estudio [5] mostró que el bombeo solar en zonas alejadas o rurales es la mayoría de las veces más conveniente que el bombeo mediante generadores. El costo inicial de los generadores es menor, pero requieren constante mantenimiento y tienen una vida útil de 1500 horas. Un sistema de

bombeo solar pequeño y de mediano tamaño cuesta menos que un motor – generador durable de baja velocidad.

Tipo de bomba	Ventajas	Desventajas
Solar	Bajo mantenimiento No hay costo por uso de petróleo ni derrames Fácil de instalar Simple y confiable Operación desatendida Sistema puede hacerse móvil	Alto costo inicial Baja potencia de salida en tiempo nublado Deben tener buena exposición solar entre 9 AM y 3 PM
Diesel (o gas)	Costos de capital moderados Puede ser portable Mucha experiencia Fácil de instalar	Necesita mantenimiento y reemplazo de piezas La mantención inadecuada reduce la vida útil Combustible a menudo caro y de suministro intermitente Ruidoso, sucio y contaminante
Molino de viento	Son de larga duración Trabaja bien en lugares con mucho viento (no así las bombas solares)	Necesita mantenimiento. Reparación costosa Difícil de encontrar partes Desventajas estacionales Necesita herramientas especiales para instalación Requiere un trabajo intensivo Si no hay viento, no hay potencia
Gravedad	Muy bajo costo Bajo mantenimiento No hay costo por uso de petróleo ni derrames Fácil de instalar Simple y confiable	Práctico sólo en pocos lugares
Ariete	Muy bajo costo Bajo mantenimiento No hay costo por uso de petróleo ni derrames Fácil de instalar Simple y confiable	Requiere mover agua para su operación
Tracción	Tiene el más bajo costo inicial Excelente movilidad	Requiere un trabajo muy intensivo

Tabla 1.2: Comparación de sistemas de bombeo de agua

Las ventajas de la energía solar para bombeo de agua hacen de este sistema el más idóneo para dicha función:

- Se da una excelente coincidencia entre la mayor radiación solar existente con el periodo de mayor necesidad de riego.
- Extrae el agua sin gastos energéticos y no requiere apenas mantenimiento.
- Funciona con total fiabilidad y de una forma especialmente cómoda para el usuario.
- No emite ninguna contaminación al medio.
- La duración de un panel fotovoltaico supera los 40 años de vida.

1.2.4 Configuraciones de sistemas de bombeo alimentado por energía solar

Existen dos tipos básicos de sistemas de bombeo activados por energía solar. Éstos son: acoplado con baterías y directamente acoplado. Varios factores deben considerarse para determinar cual de estos sistemas es el óptimo para una situación particular. El primero de ellos se basa en el almacenamiento de energía mientras el segundo se basa en el almacenamiento de agua.

1.2.4.1 Sistema de bombeo solar acoplado con baterías

Este sistema consta de paneles fotovoltaicos, regulador de carga, baterías, controlador de bomba, interruptor de presión, tanque de presión y bomba DC (fig. 1.14). La corriente eléctrica producida por los paneles durante las horas de sol carga las baterías, las que luego abastecen de poder a la bomba para bombear agua cuando se necesite. El uso de baterías extiende el bombeo por un largo período de tiempo, proveyendo un voltaje de operación constante al motor DC de la bomba. Por lo tanto, durante la noche y días de poca luz, el sistema puede proveer un caudal de agua constante.

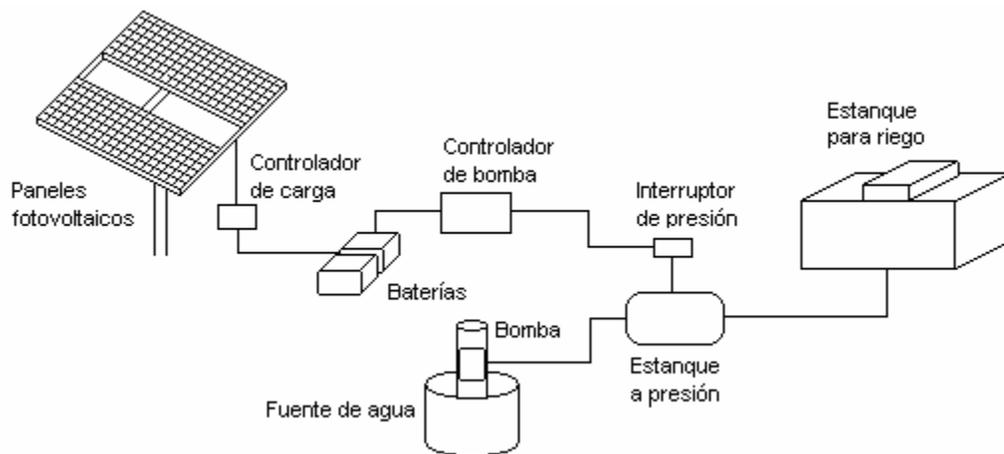


Fig. 1.14: Sistema de bombeo solar acoplado con baterías

El uso de baterías tiene algunas desventajas. Primero, éstas pueden reducir la eficiencia del sistema completo debido a que el voltaje de operación es controlado por las baterías y no por los paneles. Dependiendo de su temperatura y de cuan bien están cargadas, el voltaje abastecido por las baterías puede ser de uno a cuatro Volts menor que el voltaje producido por los paneles durante condiciones de máxima luz solar lo cual se traduce en menor energía proporcionada. Esta eficiencia reducida puede ser minimizada con el uso de un apropiado controlador de bomba que impulsa el voltaje de la batería a la bomba.

Componentes

Controlador de bomba: la función primaria de este dispositivo es impulsar el voltaje que entrega el banco de baterías para ajustar el voltaje de entrada que necesita la bomba. Sin un controlador de bomba, el voltaje de operación de los paneles fotovoltaicos es controlado por el banco de baterías, el cual es menor al voltaje que se alcanza cuando se opera la bomba acoplada directamente con los paneles. Por ejemplo, bajo carga, dos paneles fotovoltaicos conectados en serie producen entre 30 y 34 Volts, mientras dos baterías cargadas completamente conectadas en serie producen un poco más de 26 Volts. Una bomba con un voltaje óptimo de operación de 30 Volts bombearía más agua si estuviera conectada directamente a los paneles

que si estuviera conectada a las baterías. En el caso de esta bomba particular, un controlador de bomba con una entrada de 24 Volts aumentaría el voltaje de salida a 30 Volts, lo cual aumentaría la cantidad de agua bombeada por el sistema.

Regulador de carga: los paneles solares que se conectan directamente con las baterías pueden producir niveles de voltaje que pueden sobrecargar las baterías. Un regulador de carga debe instalarse entre los paneles y las baterías para prevenir el exceso de carga de estas últimas. Los reguladores de carga permiten que la corriente producida por los paneles fluya en su totalidad a las baterías hasta que éstas alcancen cierto umbral de carga. Una vez alcanzado este umbral, el regulador de carga se activa disminuyendo la corriente y enviándola en pequeñas cantidades hasta que la batería quede completamente cargada. El regulador instalado debería ser testeado con el voltaje del sistema (i.e. 12 Volt, 24 Volt) y la cantidad máxima de amperes que el panel puede producir. Además de proteger de la sobrecarga, el regulador previene el daño a las baterías por descarga rápida de éstas. Un relé ubicado en el regulador actúa como un interruptor automático que se activa desconectando la bomba antes que el voltaje de la batería baje de cierto *umbral de bajo voltaje* y se desactiva cuando el voltaje de la batería sube hasta alcanzar un *umbral de reconexión*. La mayor parte de los proveedores de equipos fotovoltaicos ofrecen reguladores de carga que combinan ambas funciones mencionadas con el objeto de proteger las baterías.

Baterías: las baterías más comunes usadas en sistemas fotovoltaicos son las baterías de plomo-ácido. La familiar batería marina de ciclo profundo es un buen ejemplo. Éstas son recargables, fáciles de mantener, relativamente baratas, disponibles en varios tamaños y la mayoría resiste descargas diarias de hasta un 80% su capacidad nominal. Un nuevo tipo de baterías de plomo-ácido usa un tipo de gel especial que contiene un aditivo que convierte el electrolito en un gel no derramable. Dado que vienen selladas, estas baterías pueden ser montadas de lado o incluso boca abajo si es necesario. Otro tipo de batería que puede ser usada en los sistemas fotovoltaicos es la batería con cátodos de níquel cadmio (Ni-Cd). Su costo

inicial es mucho más alto que las de plomo-ácido, pero para algunas aplicaciones el costo del ciclo de vida puede ser menor. Algunas ventajas de estas baterías incluyen su larga duración, poco mantenimiento, y su capacidad para resistir condiciones extremas. Además, la batería Ni-Cd es más tolerante a la descarga. Es conveniente elegir una buena batería con una capacidad de almacenamiento de 100 amp-hora. Las baterías de ciclo poco profundo (o baterías de automóvil) no deberían ser usadas para aplicaciones fotovoltaicas. Estas baterías son más livianas, menos caras y están diseñadas para producir una corriente alta en un corto periodo de tiempo (la cual puede producirse en frío) para luego ser recargadas rápidamente. Generalmente, las baterías de ciclo poco profundo no deben ser descargadas más del 25% de su capacidad nominal. Normalmente se usan bancos de baterías para sistemas fotovoltaicos. Estos bancos son instalados ya sea conectando las baterías individuales en serie o en paralelo para obtener así el voltaje o corriente deseados para la operación. El voltaje alcanzado por una conexión en serie es la suma de los voltajes de todas las baterías, mientras la corriente alcanzada es igual a la de la batería más pequeña. Por ejemplo, dos baterías de 12 Volt conectadas en serie producen el voltaje equivalente a una batería de 24 Volt con la misma cantidad de corriente que una batería individual. Cuando se conectan baterías en paralelo, la corriente es la suma de las corrientes de todas las baterías y el voltaje es el mismo de una batería individual.

1.2.4.2 Sistema de bombeo solar con acoplamiento directo

En estos sistemas, la corriente generada en los paneles fotovoltaicos es enviada directamente a la bomba. Este sistema está diseñado para bombear agua sólo durante el día. La cantidad de agua bombeada depende directamente de la cantidad de luz solar incidente en los paneles y el tipo de bomba. Debido a que la intensidad de luz y el ángulo en el cual incide en los paneles cambian durante el día, la cantidad de agua bombeada también cambia durante el día. Por ejemplo, durante periodos de óptima luz solar (desde las últimas horas de la mañana hasta las

primeras horas de la tarde en días soleados y radiantes) la bomba opera cercana o en su 100% de eficiencia con un caudal máximo de agua. Sin embargo, durante las primeras horas de la mañana y las últimas horas de la tarde, la eficiencia de la bomba puede disminuir en un 25% o más bajo esas condiciones de baja luz. Durante días nublados, la eficiencia de la bomba disminuirá aún más. Para compensar estas variables se requerirá tomar en cuenta un buen diseño.

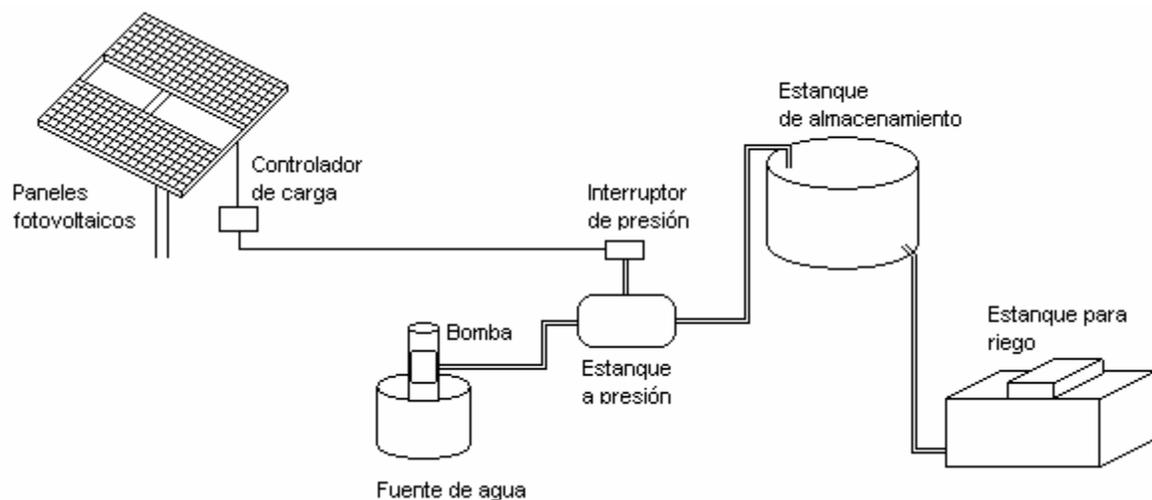


Fig. 1.15: Sistema de bombeo solar con acoplamiento directo

Los sistemas de bombeo solar con acoplamiento directo se diseñan para almacenar agua extra en días soleados de manera que quede disponible para los días nublados y en la noche. El agua es almacenada en un estanque de regadío más grande de lo que se requiere o en un estanque de almacenamiento separado que luego alimenta por gravedad a los estanques de regadío más pequeños. Un dispositivo flotante apaga la bomba cuando el estanque de almacenamiento está lleno y la prende cuando el estanque ha disminuido su nivel de agua por debajo de un umbral crítico. La capacidad de almacenamiento de agua es importante en este sistema de bombeo. Se requiere una capacidad de almacenamiento de dos a cinco días, dependiendo del clima y el uso que se le da al agua.

La gran ventaja de este sistema es que es más simple y barato que un sistema de bombeo acoplado con baterías. Algunas desventajas de este sistema es que pueden haber considerables pérdidas por evaporación si el agua es almacenada en estanques abiertos, además que el agua almacenada en el estanque puede congelarse en climas muy fríos.

Componentes

Controladores de poder o de bomba: la eficiencia de un sistema de bombeo acoplado directamente es sensible al enlace entre la bomba y el sistema fotovoltaico. Los paneles fotovoltaicos producen un voltaje más o menos constante mientras la intensidad de la luz cambia durante el día; sin embargo, el amperaje cambia dramáticamente con la intensidad de la luz. Durante momentos de baja luz, el panel puede producir 30 Volts a 1 Ampere. El motor de la bomba necesita corriente para partir; sin embargo puede correr a un voltaje menor. Un controlador de poder intercambia voltaje por corriente, lo que le permite a la bomba partir y correr en periodos de baja intensidad de luz. Un controlador puede incrementar la cantidad de agua bombeada de un 10 a un 15%

Capítulo 2: Antecedentes Cerro Calán

En este capítulo se revisarán algunos antecedentes del cerro Calán tales como su ubicación geográfica, el proyecto de reforestación que se llevó a cabo en éste, y la oferta de agua dada por el canal lo Fontecilla que baja por la ladera norte del cerro y del cual se extraerá el recurso para bombearlo hasta la cima del cerro. Se definirá la demanda de agua del proyecto en $m^3/día$ y se describirá la infraestructura hidráulica existente en el cerro que puede incorporarse al proyecto y que eventualmente pueda definir el sistema de bombeo apto para este lugar.

2.1 Contexto geográfico Cerro Calán

El Cerro Calán está ubicado en la precordillera de la ciudad de Santiago, en la comuna de Las Condes. Los bordes norte, oriente, sur y poniente del cerro corresponden respectivamente a las calles Charles Hamilton, Camino del Observatorio, Camino El Alba y Paul Harris. Las siguientes imágenes obtenidas de la página de internet <http://maps.google.cl/> muestran la ubicación geográfica del Cerro Calán dentro de la ciudad de Santiago, y las calles principales que lo rodean.



Fig 2.1: Mapa de la zona donde se ubica el Cerro Calán

2.2 Proyecto de reforestación

El Cerro Calán, predio de propiedad de la Universidad de Chile, se encuentra inserto hoy día en medio de la ciudad de Santiago, ciudad que adolece de lugares con vegetación natural en un estado de desarrollo que permita a los ciudadanos admirar la belleza que aportan las formaciones vegetales de esta zona. El proyecto de reforestación de este cerro pretende lograr la recuperación del bosque natural con la mayor diversidad desde el punto de vista vegetacional a través de plantación de especies arbóreas y arbustivas que corresponden a las formaciones vegetales naturales de la zona. La idea es reproducir de la forma más fiel posible el estado natural de la formación vegetal.

La institución sin fines de lucro RPACultiva organizó la labor de reforestación en Cerro Calán entre los años 2003 y 2007. Desde el año 2000, esta institución aporta a la descontaminación de Santiago mediante la reforestación de la precordillera y sectores aledaños con el fin de detener la erosión, principal fuente de emisión de polvo en suspensión en la atmósfera santiaguina. Esta actividad es realizada por jóvenes de entre 12 y 18 años pertenecientes a los distintos colegios de Santiago, quienes participan primero plantando los distintos ejemplares de especies nativas, para luego cuidarlos y regarlos por dos temporadas. RPACultiva asesora a los colegiales con talleres educativos y se encarga de preparar debidamente los terrenos a intervenir por cada colegio, instalando sistema de riego, cercos perimetrales y proporcionando los materiales y herramientas necesarias para las jornadas de plantación.

Hasta el día de hoy se han plantado aprox. 11000 especies en un área de 45 Ha. En la tabla 2.2 se puede apreciar el número de especies plantadas cada año y el área cubierta. Dentro de las especies arbóreas plantadas están: espino, quillay, maitén, litre, boldo, acacio, aramo, pimienta, bollén, algarrobo, molle, guayacán y eucaliptus. Dentro de las especies arbustivas plantadas están: romerillo, colliguay, palqui, tomatillo, zarzamora, quilo, etc.

Tabla 2.1: Beneficios concretos de la forestación (fuente: www.rpacultiva.cl)

	Captación de polvo resuspendido (anual)	Fijación de suelo (anual)	Producción de oxígeno* (anual)	Fijación de carbono (anual)
1 árbol	22,5 Kg	7,5 Kg	112 Kg	2,5 Kg
1 hectárea	9 Ton	3 Ton	44,8 Ton	1 Ton

*Un hombre requiere 338 Kg de oxígeno al año. Un árbol produce un tercio de ese requerimiento

Tabla 2.2: Número de especies plantadas cada año (fuente: www.rpacultiva.cl)

Año	Número de especies plantadas	Área correspondiente (Ha)
2003	111	1
2004	729	3
2005	935	3
2006	6252	18
2007	3000	20
TOTAL	11027	45



Fig. 2.2: Jornada de plantación en Cerro Calán (fuente: www.rpacultiva.cl)

Actualmente, las especies plantadas y el parque existente en el cerro son regados con agua potable, lo cual tiene asociado un costo aproximado de \$2.000.000 al año. Este dato será tomado en consideración más adelante para el cálculo de la recuperación del capital que se invertirá en el proyecto.

2.3 Oferta de agua para riego

El agua para riego se obtendrá del canal Lo Fontecilla. Este canal corresponde básicamente a una zanja de 40 cm de profundidad por 60 cm de ancho que corre por la berma norte de la calle Charles Hamilton (ver fig. 2.1 der.) y cuyas aguas derivan del canal El Bollo, el cual a su vez deriva del río Mapocho. Este canal es administrado por la Asociación de Canalistas del Canal Lo Fontecilla, que es una sociedad que administra los derechos de agua o acciones que pagan anualmente los contribuyentes que ocupan el recurso y que en su totalidad son vecinos al canal. A su vez, la Asociación se encarga de la operación y mantenimiento del canal. Una vista satelital del sector norte del cerro puede verse en la siguiente figura (fig. 2.3). Este es el sector de interés por el cual se trazará la línea que bombea agua desde el canal Lo Fontecilla hasta los estanques que se encuentran en la cumbre.



Fig 2.3: Vista satelital del área de interés

La Universidad de Chile posee en el canal Lo Fontecilla catorce acciones de la Primera Sección del río Mapocho, siendo el principal accionista de la Asociación. Según la última junta general ordinaria de accionistas de la Asociación, realizada el

día 15 de mayo del presente, se fijó como cuota ordinaria para el período mayo 2009 - abril 2010 la cantidad de 12 U.F. por cada acción, con lo cual la Universidad de Chile debe pagar por los derechos de agua del período señalado la cantidad de \$3.514.563 tomando el valor de U.F. del día 30 de agosto de 2009. La asignación de caudales corresponde a la curva de variación mensual que se presenta en la tabla 2.3. Sin embargo, sólo podrá usarse el recurso en los meses de deshielo, entre los meses de Septiembre y Abril. Entre Mayo y Agosto, la lluvia promedio que cae en la zona bastará para el riego de las especies. Por conversaciones efectuadas con los ingenieros de operación del canal Lo Fontecilla, el caudal del canal puede ser entregado las 24 horas del día en virtud de lo que la Universidad de Chile estime conveniente.

Tabla 2.3: Tabla de variación mensual de los derechos de agua.

MES	Acción de río Mapocho (m³/acc) (1)	Volumen mensual (m³/mes) (2)	Caudal Total medio mensual (l/s) (3)
Septiembre	750	10.500	4,05
Octubre	1.500	21.000	8,10
Noviembre	2.250	31.500	12,15
Diciembre	3.300	46.200	17,82
Enero	2.600	36.400	14,04
Febrero	2.200	30.800	11,88
Marzo	1.400	19.600	7,56
Abril	700	9.800	3,78

(1) Volumen mensual correspondiente a una acción del río Mapocho (1era sección)

(2) Volumen mensual correspondiente a catorce acciones

(3) Caudal medio mensual correspondiente al total de los derechos de aprovechamiento. (1 mes = 30x86.400=2.592.000 s)

2.3 Demanda de agua

El agua será ocupada para el riego de las especies plantadas y para el riego de los parques existentes. De acuerdo a un estudio hecho por la Comisión Nacional de Riego [2], se requieren aproximadamente dos riegos semanales de 10 lts por ejemplar cada uno. El riego de parques se hace principalmente en verano y de acuerdo a información proporcionada por funcionarios del cerro Calán este es

aproximadamente igual a 500 lts por día o 3500 lts/semana. Luego, se puede calcular la demanda diaria de agua:

$$\frac{10000 \text{ ejemplares} \times 20 \text{ lts} / \text{sem} / \text{ejemplar} + 3500 \text{ lts} / \text{sem}}{1000 \text{ lts} / \text{m}^3 \times 7 \text{ días} / \text{sem}} = 30 \text{ m}^3 / \text{día}$$

Para el diseño de la línea hay que expresar este caudal en lts/s para lo cual hay que determinar el número de horas al día en los que funcionaría la o las bombas. Más aún, dado que la intensidad solar es variable durante el día, el caudal también será variable, siendo máximo en las horas de máxima intensidad solar. Más adelante, en el capítulo 3, se definirá el caudal de diseño.

2.5 Infraestructura existente en Cerro Calán

El cerro cuenta en su cumbre (en la cota 855 m) con dos estanques interconectados entre sí cuyas capacidades son 70 m³ y 30 m³ respectivamente (ver fig. 2.3). Además, existe un tercer estanque, a 80 m de la cumbre (en la cota 775 m), el cual tiene una capacidad aproximada de 150 m³ y que estará conectada a la impulsión con el objeto de reforzar el llenado de los estanques superiores, en caso de ser necesario (ver fig. 2.4). En la figura 2.2 se puede ver la ubicación de estos estanques. En la misma figura puede apreciarse una cámara existente desde el cual se captan las aguas del canal para regar unos terrenos situados en una terraza inferior. Aguas arriba de esta cámara se proyectará la cámara de captación para la aducción gravitacional, en presión, hasta la cámara de regulación desde la cual saldrá la impulsión, la cual en esta figura se ha dibujado en color rojo.



Fig.2.3: Estanques subterráneos interconectados en la cumbre del cerro Calán (Cap: 70 y 30 m³)



Fig.2.4: Estanque intermedio (Cap: 150 m³)

2.6 Sistema apto de bombeo para cerro Calán

Debido al costo extra que representa el uso de baterías y considerando además que el caudal demandado no justifica el uso de éstas, el sistema elegido para bombeo solar es el de acoplamiento directo (ver fig. 1.15). Por lo tanto la electricidad generada por los paneles alimentará directamente la o las bombas. Es

conveniente de todas formas acumular energía de alguna manera, por ejemplo energía potencial gravitatoria. Para tal fin, la impulsión será conectada al estanque intermedio, éste se podría mantener lleno durante gran parte del tiempo, con lo cual el estanque de captación se podría dejar fuera de operación, en caso de emergencia, durante una cantidad máxima de 5 días según se deduce de la fórmula simple:

$$\frac{\text{Volumen es tan que}}{\text{Caudal proyecto}} = \frac{150 \text{ m}^3}{30 \text{ m}^3 / \text{día}} = 5 \text{ días}$$

La siguiente figura muestra un esquema en perfil transversal de los estanques del cerro en la cual se pueden apreciar las cotas y diferencias de altura relevantes. En esta figura se ha añadido a modo explicativo la cámara de aducción y la línea de impulsión. Éstas serán dimensionadas apropiadamente en el capítulo 5.

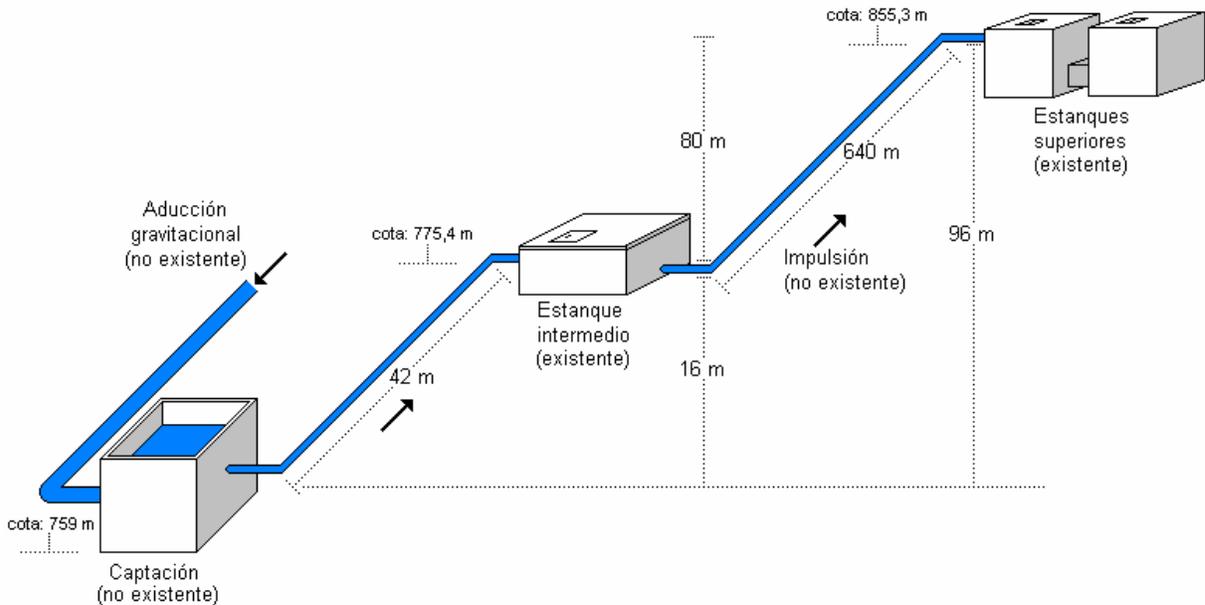


Fig 2.4: Detalle de la impulsión y cotas relevantes

Capítulo 3: Diseño de paneles solares

El área total de los paneles debe poder entregar la energía suficiente para elevar los 30 metros cúbicos por día requeridos por el proyecto. Por medio de un cálculo simple se puede estimar gruesamente el área de paneles, sin embargo debido al alto costo de éstos, es necesario un cálculo detallado de este parámetro.

Como datos de entrada se tomará la información meteorológica medida por la estación meteorológica ubicada en la terraza del edificio de Ingeniería civil y Geofísica de la Universidad de Chile (Lat: 33.5°S, Long: 70.6°W), y que está disponible en la página web del departamento de Geofísica de la misma universidad. De esta información se extraerán la radiación global horizontal (W/m^2) y la temperatura ambiental ($^{\circ}C$) como variables relevantes para el proyecto. Se asumirá, por cercanía geográfica, que estas mediciones corresponden también a Cerro Calán. La determinación de las dimensiones de los paneles así como de otras variables importantes se llevará a cabo tomando un “año promedio” que se calcula en base a la radiación promedio mensual en el lugar del proyecto.

En este capítulo se calculará la energía producida por los paneles y los m^3 de agua que podrán ser elevados con éstos. Se incluirán las fórmulas hidráulicas respectivas de flujo en presión y un programa computacional muy simple que calcula las pérdidas por fricción.

3.1 Estimación del área de paneles

Una estimación preliminar del área de paneles se puede realizar igualando la potencia que entregan éstos con la potencia hidráulica necesaria para elevar el caudal de proyecto. Se considera una duración del bombeo de 7 horas lo cual corresponde aproximadamente al tiempo que ocupa el sol en circundar el cielo en la

ciudad de Santiago de Chile durante todo el año. La radiación promedio se considera igual a 1000 W/m^2 . La eficiencia de la bomba solar es alta, encontrándose en el intervalo $0.7 - 0.9$, sin embargo la eficiencia de los paneles es baja y dependiendo de la tecnología con la cual el panel es manufacturado, su eficiencia se encuentra en el rango $5\% - 15\%$. Aquí se considera una eficiencia de panel promedio de 10% . La siguiente tabla resume los parámetros principales:

Parámetro	Símbolo	Fórmula	Unidad	Valor
Densidad del agua	ρ		Kg/m^3	1000
Aceleración de gravedad	g		m/s^2	9.8
Duración del bombeo solar	T_h		horas	7
	T_s		s	25200
Caudal	Q_d		$\text{m}^3/\text{día}$	30
	Q_s	Q_d/T_s	m^3/s	0.00119
Eficiencia bomba	η_{bomba}			0.7
Altura real	H		m	96
Factor de pérdidas	f			0.2
Altura dinámica	H_d	$H(1+f)$	m	115.2
Potencia hidráulica	P_{hid}	$\rho g H_d Q_s / \eta_{\text{bomba}}$	W	1920
Radiación promedio	R		W/m^2	1000
Eficiencia paneles	η_{panel}			0.1
Área paneles	A	$P_{\text{hid}} / (R \eta_{\text{panel}})$	m^2	19.2

Tabla 3.1: Estimación del área de paneles

El resultado del cálculo arroja un resultado de $19,2 \text{ m}^2$ para el área de paneles. Es completamente necesario refinar este cálculo dado que los paneles solares constituyen el ítem más caro del proyecto dejando de lado el ítem de obras civiles. En el siguiente punto se explicará como se llevará a cabo este cálculo.

3.2 Cálculo detallado de la energía entregada por un arreglo fotovoltaico

La energía que recibirán los paneles corresponderá a la radiación solar que incidirá sobre ellos, la cual se descompone en la suma de 3 componentes:

- Radiación directa: Esta es la radiación propia de los rayos del sol.
- Radiación difusa: Esta es la radiación emanada por las nubes y las partículas de gas de la atmósfera.
- Radiación reflejada: Es la radiación que reflejan todos los otros cuerpos en la superficie terrestre sobre la superficie del panel.

Se entiende por radiación global horizontal, la radiación global medida por un panel dispuesto en forma horizontal. El atributo “global” se refiere al hecho que la radiación medida por el panel incluye la suma de las tres componentes mencionadas arriba. La radiación global horizontal y la temperatura ambiental medida por la estación meteorológica del departamento de Geofísica de la Universidad de Chile fueron medidas cada media hora entre las 00:00 del 1° de Enero de 2000 y las 24:00 del 31 de diciembre de 2007.

El estudio para dimensionar el área de paneles que se requiere para elevar el caudal demandado se basará en la radiación promedio mensual. Mediante ecuaciones empíricas es posible descomponer la radiación promedio mensual en las tres componentes mencionadas arriba a nivel horario, de modo que se puede obtener la radiación incidente sobre los paneles para cada hora de un año promedio. El dato de temperatura ambiental horaria se ocupará para calcular la eficiencia de los paneles. Con la energía incidente y la eficiencia del panel se puede calcular la energía saliente que alimentará la bomba. Tomando valores de eficiencia de bomba que dan los fabricantes, se puede calcular la energía hidráulica que entrega la bomba para elevar agua. Se diseñará una planilla Excel en la cual se ingresen las variables de entrada del problema, tales como área de paneles, tecnología de paneles, costo de paneles y de bombas, eficiencia de la bomba, diámetro de impulsión, etc. La planilla tendrá que calcular el caudal elevado por la o las bombas para cada hora del año promedio. El criterio para elegir las variables finales del problema será: minimización de costo.

Previamente es necesario revisar los conceptos y ecuaciones básicas necesarias para calcular la radiación incidente en un panel.

3.2.1 Conceptos básicos

El flujo energético que sale de la superficie del sol es constante¹. Esto significa que la energía que pasa en 1 segundo por la superficie completa del sol = $4\pi r_s^2$ es igual a la energía que pasa por 1 segundo por una superficie esférica ubicada a una distancia r del centro del sol (área = $4\pi r^2$). Por lo tanto la cantidad de energía que se recibe en una superficie de 1 m^2 perpendicular a los rayos del sol es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia que hay entre esta superficie y el sol. A mayor distancia del sol, la energía tiene que distribuirse sobre una mayor superficie.

La constante solar K_s es la cantidad de energía recibida en forma de radiación solar por unidad de tiempo y unidad de superficie, medida en la parte externa de la atmósfera terrestre en un plano perpendicular a los rayos que dista 1 U.A. del centro del sol. Los resultados de su medición por satélites indican un valor promedio de K_s de 1367 W/m^2 . Una U.A. (unidad astronómica) representa el radio medio entre la Tierra y el sol. Con esto se puede conocer el valor de la constante solar para otras distancias, por ejemplo, el planeta Marte que dista 1,52 U.A. del sol. La constante solar para Marte valdrá: $1367/1,52^2 = 592 \text{ W/m}^2$.

La órbita terrestre en torno al sol no es una circunferencia sino que una elipse con el sol en uno de los focos. La distancia máxima entre la Tierra y el sol se alcanza cerca del 21 de junio y la distancia mínima se alcanza cerca del 21 de diciembre. Por esta misma razón la constante solar cambia ligeramente según el día del año de acuerdo a la siguiente expresión:

¹ Rigurosamente, el flujo energético que sale del sol sufre de fluctuaciones caóticas de muy pequeña amplitud y de oscilaciones periódicas descritas como ciclos de actividad, así como de variaciones tendenciales por las cuales el brillo del Sol ha ido creciendo lentamente a lo largo de su historia.

$$K_s = 1367 \cdot \left(1 + 0.033 \cos \left(2\pi \frac{n}{365} \right) \right) \quad W / m^2 \quad \text{ec. 3.1}$$

Aquí n representa el día del año (ejemplo: $n = 1$ representa el 1° de Enero, $n = 32$ representa el 1° de Febrero). La constante solar alcanza su valor máximo cerca del 21 de diciembre y vale 1412 W/m^2 . Su valor mínimo se alcanza cerca del 21 de junio y vale 1322 W/m^2 .

Ahora bien, la constante solar K_s es el valor de la energía por unidad de tiempo que recibe un plano de 1 m^2 de área, que se encuentra perpendicular a los rayos del sol (y ubicado justo afuera de la atmósfera terrestre). Si se inclinara este plano de modo que los rayos del sol incidieran con un ángulo θ con respecto a la normal de este plano, la energía por unidad de tiempo recibida por este plano sería igual a $K_s \cos(\theta)$. Por supuesto, esto es válido cuando el ángulo θ pertenece al rango $(-90^\circ, 90^\circ)$. Fuera de este rango, la cara que interesa de este plano no recibe radiación.

De ahora en adelante se asumirá que la Tierra es esférica. Sea O el centro de la Tierra. Sea C un punto sobre la Tierra. Sea C' el punto ubicado en la prolongación del segmento OC justo afuera de la atmósfera terrestre y sobre el cual se coloca un plano horizontal que gira solidario con la Tierra. Se quiere calcular la energía por unidad de tiempo que recibe este plano a cualquier hora del día. Horizontal significa que la normal de este plano apunta hacia el cenit, o de otro modo que la recta OC es perpendicular al plano. El ángulo θ que forma la normal del plano horizontal con los rayos del sol se llama **ángulo cenital** θ_C (ver figura 2.2). La radiación recibida por este plano ubicado fuera de la atmósfera terrestre se llama **radiación extraterrestre**. Si este plano se coloca perpendicular a los rayos del sol, la radiación extraterrestre es igual a la constante solar K_s , y si se coloca horizontal, la radiación extraterrestre es igual a $K_s \cos(\theta_C)$. El ángulo cenital se puede calcular usando trigonometría

esférica en función de la latitud del punto C, de la declinación solar ese día y de la hora solar. Estos últimos conceptos serán explicados a continuación:

- **Declinación solar:** Es la latitud del lugar de la Tierra donde los rayos del sol caen en forma perpendicular. Con el movimiento de la Tierra en torno al sol y debido a la inclinación de la Tierra, la declinación variará entre -23.45° y 23.45° (latitudes negativas indican latitudes en el hemisferio sur). Por ejemplo, el día 21 de diciembre, los rayos del sol caen perpendiculares en el paralelo 23.45° Lat. S, que corresponde al paralelo conocido como “Trópico de Capricornio”. El día 21 de Marzo, los rayos del sol caen perpendiculares sobre el paralelo 0° o ecuador. El día 21 de junio, los rayos del sol caen perpendiculares en el paralelo 23.45 Lat N, que corresponde al paralelo conocido como “Trópico de Cáncer”. El día 21 de septiembre los rayos del sol vuelven a caer perpendiculares sobre el ecuador, y así sucesivamente. La declinación para el día n del año se puede determinar con la siguiente fórmula:

$$\delta = 23.45 \cdot \text{sen}\left(2\pi \frac{284 + n}{365}\right) \quad \text{ec. 3.2}$$

- **Ángulo hora solar:** Es el desplazamiento angular del sol con respecto al meridiano local. Dicho de otra forma, la hora solar de un punto sobre la superficie de la Tierra es el ángulo que la Tierra debe girar para traer el meridiano de ese punto directamente bajo el sol. Representa una expresión de tiempo expresada en forma de desplazamiento angular. La hora solar es negativa en la mañana, es decir cuando el sol se encuentra al este del meridiano local, vale 0 cuando el sol pasa por el meridiano local y es positiva en la tarde, es decir cuando el sol se encuentra al oeste del meridiano local. Varía aproximadamente en 15° cuando transcurre 1 hora. Por ejemplo la hora solar a las 7 a.m. es de -75° . La hora solar varía según el día del año debido a la excentricidad y la forma elíptica de la órbita terrestre en torno al sol. Esta

corrección es lo que se conoce como “ecuación del tiempo”. Una expresión para calcular el ángulo hora solar ω en radianes es la siguiente:

$$\omega(rad) = \frac{\pi}{12} \left(h + \frac{L_z - \psi}{15} + 0.1645 \cdot \text{sen} \left(4\pi \frac{n-81}{365} \right) - 0.1255 \cdot \text{cos} \left(2\pi \frac{n-81}{365} \right) \dots \right. \\ \left. \dots - 0.025 \cdot \text{sen} \left(2\pi \frac{n-81}{365} \right) - 12 \right) \quad \text{ec. 3.3}$$

En esta expresión h representa la hora civil, L_z representa la longitud del meridiano central del huso horario del lugar, ψ es la longitud del lugar y n es el día del año. Los términos sinusoidales constituyen la ecuación del tiempo.

La figura siguiente muestra un triángulo esférico **ABC** formado por círculos máximos (es decir cuyo centro y radio coincide con el centro y radio de la esfera). Los arcos **a b c** corresponden a los ángulos **BOC, COA** y **AOB** (medidos en radianes) respectivamente, donde **O** es el centro de la esfera. El ángulo **C** corresponde al ángulo formado por las tangentes a los círculos máximos en el punto **C**.

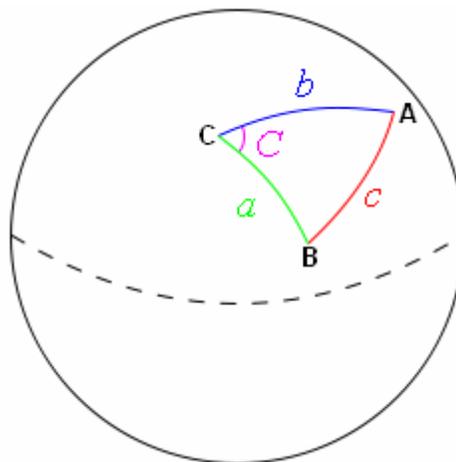


Fig 3.1: Triángulo esférico

En el triángulo esférico anterior se cumple la ley de los cosenos esféricos dada por: $\cos(c) = \cos(a)\cos(b) + \text{sen}(a)\text{sen}(b)\cos(C)$. Con esta relación se puede calcular el

ángulo cenital en función de la declinación del día, la hora solar y la latitud, como lo ilustra la siguiente figura:

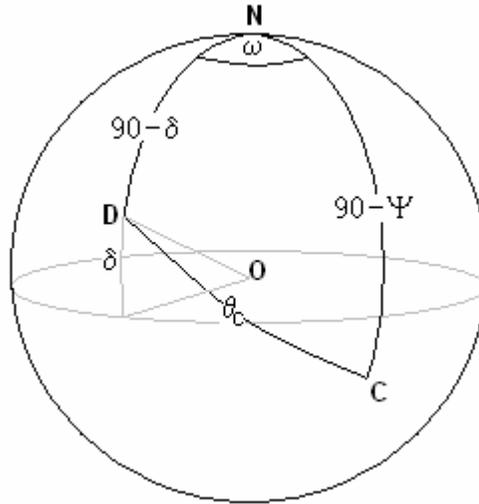


Fig. 3.2: Ángulo cenital

En la figura anterior, el punto C es un punto sobre la Tierra de latitud Ψ , el punto N representa el polo norte, el punto D representa el punto donde el sol cae en forma perpendicular, es decir la latitud del punto D es la declinación δ . Los puntos N, D y C forman un triángulo esférico. El ángulo ω es el ángulo hora solar, el cual representa la diferencia de longitudes de los meridianos NC y ND. Es fácil ver que el ángulo cenital θ_c es el arco de círculo máximo DC. Por teorema de los cosenos esféricos se cumple que:

$$\cos(\theta_c) = \cos(90 - \delta) \cos(90 - \Psi) + \text{sen}(90 - \delta) \text{sen}(90 - \Psi) \cos(\omega)$$

$$\cos(\theta_c) = \text{sen}(\delta) \text{sen}(\Psi) + \cos(\delta) \cos(\Psi) \cos(\omega) \quad \text{ec. 3.4}$$

Con esto, la radiación extraterrestre el día n en un plano horizontal puede ser calculada según la siguiente fórmula (en W/m^2):

$$H_{\text{extraterrestre}} = 1367 \cdot \left(1 + 0.033 \cos\left(2\pi \frac{n}{365} \right) \right) \left(\text{sen}(\delta) \text{sen}(\Psi) + \cos(\delta) \cos(\Psi) \cos(\omega) \right) \quad \text{ec 3.5}$$

Si se integra la expresión anterior entre $t = 0$ s y $t = 86400$ s se obtiene la energía en Joules que recibe el plano durante todo un día. El plano sólo recibe radiación entre el momento que el sol sale y el momento que éste se pone. En estos momentos se tiene que el ángulo cenital es de 90° . Si se impone $\theta_C = 90^\circ$ en la ecuación 2.4 se puede calcular el ángulo solar horario ω_S para el cual el sol se pone:

$$\varpi_s = \cos^{-1}(-\tan(\Psi)\tan(\delta)) \quad \text{ec 3.6}$$

Para integrar la expresión 2.5 hay que pasar a la variable ω e integrar entre $-\omega_S$ y ω_S . La derivada $dt/d\omega$ se obtiene de la ecuación 2.3 despejando “h” en función de ω . El número 12 que aparece en el denominador de la expresión 2.3 pasa a ser un 43200 cuando la variable “h” se expresa en segundos. Con esta observación quedaría $dt/d\omega = 43200/\pi$. Luego se procede a integrar la expresión 2.5 (la declinación se supone constante durante un día):

$$H_0 = \int_{\text{tiempo que sale el sol (s)}}^{\text{tiempo que se pone el sol (s)}} K_S (\text{sen}(\delta)\text{sen}(\Psi) + \cos(\delta)\cos(\Psi)\cos(\varpi)) dt$$

$$H_0 = \int_{-\varpi_s}^{\varpi_s} K_S (\text{sen}(\delta)\text{sen}(\Psi) + \cos(\delta)\cos(\Psi)\cos(\varpi)) d\varpi \cdot \frac{43200}{\pi}$$

$$H_0 = \frac{86400}{\pi} K_S (\text{sen}(\delta)\text{sen}(\Psi)\varpi_s + \cos(\delta)\cos(\Psi)\text{sen}(\varpi_s)) \quad \text{ec 3.7}$$

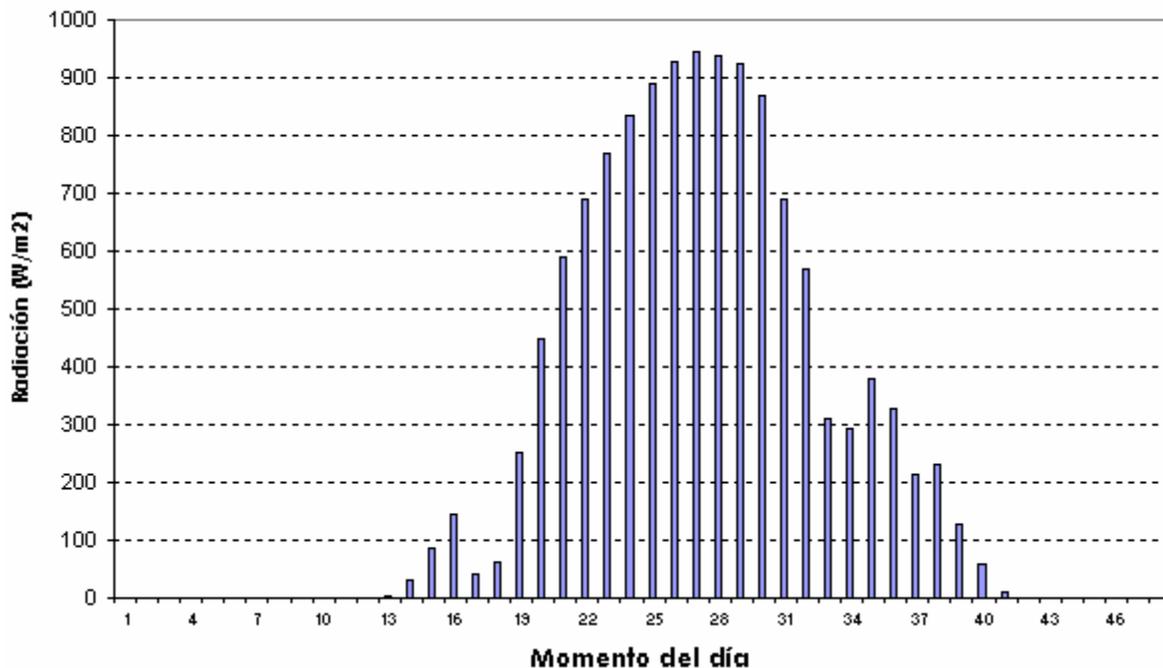
La expresión anterior se llama **irradiación extraterrestre horizontal diaria** y se expresa en Joules/día. Antes de alcanzar la superficie terrestre, la radiación solar es atenuada por la atmósfera y las nubes. La razón entre la radiación global medida en la superficie y la radiación extraterrestre se llama **índice de claridad**. Si el índice de claridad para un cierto día es alto significa que ese día estuvo despejado y soleado, por el contrario, si es bajo significa que probablemente ese día estuvo nublado. Se define el índice de claridad promedio mensual como la razón entre la

irradiación promedio mensual diaria medida en superficie y la irradiación extraterrestre promedio mensual diaria.

$$\overline{K_T} = \frac{\overline{H}}{\overline{H_0}} \quad \text{ec 3.8}$$

La irradiación extraterrestre diaria H_0 se computa con la ecuación 2.7. La irradiación extraterrestre promedio mensual diaria $\overline{H_0}$ se obtiene promediando las cantidades anteriores en un mes dado. La irradiación diaria en superficie se obtiene integrando el perfil de radiación diaria medido por un panel horizontal. A modo de ejemplo, la figura 3.3 indica la radiación global medida cada media hora por el panel horizontal ubicado en la terraza del edificio de Ingeniería civil de la Universidad de Chile el día 1° de Enero de 2007:

Fig. 3.3 Radiación solar global horizontal el día 1° de Enero de 2007 en Terraza de Ingeniería civil (Lat: -33.5°)



Hay 48 momentos de 30 min. cada uno. La irradiación se obtiene integrando la curva anterior, operación que se realiza sumando las áreas de todos los rectángulos o equivalentemente sumando todas las radiaciones y multiplicando el resultado por 1800 s (cantidad que corresponde a media hora). Para ese día particular y en ese lugar, la irradiación global horizontal fue de 22.791.744 Joules o 22,8 MJ. Luego, el valor de \overline{H} se computa promediando las cantidades anteriores en un mes.

Los valores de $\overline{K_T}$ dependen del lugar geográfico y del momento del año considerado; éstos fluctúan normalmente entre 0.3 (para climas muy nublados) y 0.8 (para climas muy soleados).

3.2.1.1 Cálculo de la radiación inclinada

La radiación en el plano del panel solar es computada usando un algoritmo que incluye tres pasos:

1. Calcular la irradiación global y difusa a nivel horario en un plano horizontal para todas las horas de un “día promedio” que tiene la misma irradiación global diaria que el promedio mensual.
2. Calcular los valores horarios de la irradiación global en la superficie inclinada o “*trackeada*”² para todas las horas del día
3. Sumar los valores horarios para obtener la irradiación promedio diaria en el plano del panel fotovoltaico.

Primero, se calcula la irradiación difusa diaria promedio mensual en base a la irradiación horizontal diaria promedio mensual usando la correlación de Erbs et al. dada por los siguientes polinomios cúbicos en la variable $\overline{K_T}$:

² Que tiene tracking

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1,391 - 3,560\overline{K}_t + 4,189\overline{K}_T^2 - 2,137\overline{K}_T^3 \quad \text{Si } \overline{\omega}_s < 81.4^\circ \quad \text{ec 3.9}$$

$$\frac{\overline{H}_d}{\overline{H}} = 1,311 - 3,022\overline{K}_t + 3,427\overline{K}_T^2 - 1,821\overline{K}_T^3 \quad \text{Si } \overline{\omega}_s > 81.4^\circ \quad \text{ec 3.10}$$

La variable $\overline{\omega}_s$ se calcula como el promedio de los ángulos ω_s (ángulo horario de puesta de sol) dados por la expresión 3.6 en un mes. Hay que notar que ambas ecuaciones son válidas en el rango $0.3 < \overline{K}_T < 0.8$ dado que fuera de este rango los polinomios son negativos. Si \overline{K}_T cae fuera de este rango, por ejemplo en el caso de latitudes muy altas, se tiene que realizar un tratamiento especial.

Luego, la radiación promedio diaria se descompone en valores horarios, lo cual es hecho con las fórmulas de Collares-Pereira y Rabl para la irradiación global:

$$r_t = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\text{sen } \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad \text{ec. 3.11}$$

$$a = 0.409 + 0.5016 \text{sen} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad \text{ec 3.12}$$

$$b = 0.6609 - 0.4767 \text{sen} \left(\omega_s - \frac{\pi}{3} \right) \quad \text{ec 3.13}$$

El factor r_t es la razón entre la irradiación global horaria y la irradiación global diaria. ω_s es el ángulo horario de puesta de sol en radianes dado por la expresión 3.6. ω es el ángulo solar horario para el punto medio de la hora en la cual el cálculo es hecho, también en radianes y dado por la expresión 3.3. Para el cálculo de la irradiación difusa se usa la fórmula de Liu and Jordan:

$$r_d = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\text{sen } \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad \text{ec 3.14}$$

Donde r_d es la razón entre la irradiación difusa horaria y la irradiación difusa diaria promedio mensual. Cabe mencionar que al integrar con respecto al tiempo las expresiones 3.11 y 3.14 el resultado da uno. La sumatoria de los términos r_d cuando ω recorre los valores horarios entre $-\omega_S$ y ω_S es muy cercana a uno, lo mismo sucede con r_t . Para cada hora del “día promedio”, la irradiación global horizontal H y sus componentes difusa H_d y directa H_b se calculan según:

$$H = r_t \bar{H} \quad \text{ec 3.15}$$

$$H_d = r_d \bar{H}_d \quad \text{ec 3.16}$$

$$H_b = H - H_d \quad \text{ec 3.17}$$

El cálculo de la irradiación total en el plano del panel fotovoltaico H_t se lleva a cabo usando un modelo isotrópico para la radiación difusa y la reflejada. En este modelo se asume que la radiación difusa y la reflejada son isotrópicas, es decir cada componente es igual en todas las direcciones. Este no es el modelo más exacto, sin embargo es útil en esta parte del estudio.

$$H_t = H_b \frac{\cos \theta}{\cos \theta_C} + H_d \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho H \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad \text{ec 3.18}$$

El primer término corresponde a la descomposición geométrica de la radiación directa en el plano del panel en la cual el ángulo θ es el ángulo que forma la normal al plano del panel con los rayos del sol y el ángulo θ_C es el ángulo cenital. El término $H_b/\cos\theta_C$ corresponde a la radiación directa en un plano perpendicular a los rayos del sol; al multiplicar esto último por $\cos\theta$ se obtiene la radiación directa en el plano del panel. Esto se aclara en la figura 3.4. Normalmente el término de radiación directa tiene mayor peso sobre los otros términos. El segundo término corresponde a la componente difusa en el plano del panel. El ángulo β corresponde a la inclinación del panel con respecto a la horizontal. La tercera componente corresponde a la radiación reflejada incidente en el plano del panel, en la cual se ha incluido una variable

denominada **albedo** cuyo símbolo es ρ y que está en el rango 0 – 1. Ésta variable representa la razón de radiación reflejada por el suelo y la radiación global horizontal; su valor se deja en 0.2 si la temperatura promedio mensual es mayor a 0°C , 0.7 si es menor a -5°C , y se interpola linealmente para temperaturas entre esos valores. En el caso de este proyecto, todas las temperaturas promedio mensuales son mayores a 0°C con lo cual el albedo se pone igual a 0.2.

3.2.1.2 Alternativas de tracking del panel fotovoltaico

La siguiente figura aclara algunos conceptos geométricos relativos al *tracking* de un panel fotovoltaico:

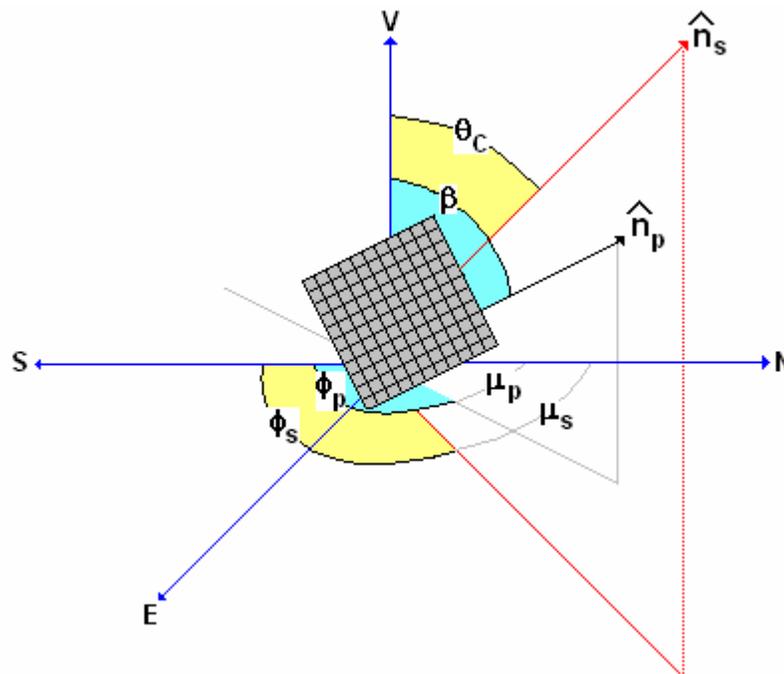


Fig 3.4: Azimuth solar y azimuth del panel

El sistema de coordenadas de la figura anterior está formado por el eje **vertical (V)** que apunta hacia al cenit, el eje **norte (N)** que apunta en la dirección del meridiano local hacia el polo norte, y el eje **este (E)** que apunta en la dirección del paralelo local hacia el este. El panel fotovoltaico se coloca centrado en el punto

(0,0,0). El vector \mathbf{n}_p denota la normal al plano del panel; el ángulo β es el ángulo de inclinación del panel con respecto al plano horizontal y también es igual al ángulo que hay entre la dirección \mathbf{V} y la normal \mathbf{n}_p ; el ángulo ϕ_p se llama **ángulo azimut del panel** y corresponde al ángulo que va desde la dirección **sur (S)** hasta la proyección horizontal de \mathbf{n}_p , y su suplemento se denomina μ_p . El vector \mathbf{n}_s denota la dirección de los rayos de sol; el ángulo θ_c es el **ángulo cenital**, que corresponde al ángulo que hay entre la dirección \mathbf{V} y la normal \mathbf{n}_s ; el ángulo ϕ_s se llama **ángulo azimut del sol** y corresponde al ángulo que va desde la dirección **sur (S)** hasta la proyección horizontal de \mathbf{n}_s , y su suplemento se denomina μ_s .

El ángulo azimut del sol se puede obtener por trigonometría esférica de la figura 3.2. El teorema del seno esférico en la figura 3.1 se escribe:

$$\frac{\text{sen}(A)}{\text{sen}(a)} = \frac{\text{sen}(B)}{\text{sen}(b)} = \frac{\text{sen}(C)}{\text{sen}(c)}$$

Identificando el ángulo C de la figura 3.2 con el ángulo μ_s de la figura 3.4 y aplicando el teorema del seno esférico a esta figura quedaría:

$$\frac{\text{sen}(\mu_s)}{\text{sen}(90 - \delta)} = \frac{\text{sen}(\varpi)}{\text{sen}(\theta_c)} \Rightarrow \mu_s = \text{sen}^{-1}\left(\frac{\cos(\delta)\text{sen}(\varpi)}{\text{sen}(\theta_c)}\right) \quad \text{ec 3.19}$$

El signo de μ_s dependerá del signo de ω , siendo negativo si ω es negativo (en la mañana) y positivo si ω es positivo (en la tarde). Luego el azimut solar en grados, será:

$$\phi_s = 180 - \mu_s \quad \text{ec 3.20}$$

Con la geometría de la figura 3.4 se pueden expresar vectorialmente las coordenadas E,N,V de las normales \mathbf{n}_p y \mathbf{n}_s :

$$\mathbf{n}_P = (\sin\beta \sin\mu_P, \sin\beta \cos\mu_P, \cos\beta)$$

$$\mathbf{n}_S = (\sin\theta_C \sin\mu_S, \sin\theta_C \cos\mu_S, \cos\theta_C)$$

El producto punto entre estos dos vectores es igual al producto de los módulos de los vectores por el coseno del ángulo que hay entre los dos vectores, es decir es igual a $\cos\theta$. Luego, el ángulo θ se calcula como:

$$\theta = \cos^{-1}(\sin\beta \sin\mu_P \sin\theta_C \sin\mu_S + \sin\beta \cos\mu_P \sin\theta_C \cos\mu_S + \cos\beta \cos\theta_C) \quad \text{ec 3.21}$$

Las variables θ_C y μ_S se conocen por expresiones anteriores. El azimut del panel ϕ_P y la inclinación del panel β quedarán definidas por el usuario. Lo ideal es que el ángulo θ sea igual a cero en todo momento de modo que el panel siempre se encuentre perpendicular a los rayos del sol. Mientras más tiempo permanezca el panel perpendicular a los rayos del sol, mayor será la producción de energía. Se contemplan 6 posibilidades de “seguimiento del sol” en las cuales la “perpendicularidad” del panel con los rayos del sol va aumentando, al igual que la producción de energía, la complejidad y el costo. Éstas se explican a continuación:

Alternativa N°1: Azimut del panel fijo (180°) e inclinación fija (ψ). (sin *tracking* en ningún eje). Dado que el proyecto se desarrolla en el hemisferio sur, el azimut al ser fijo debe ser igual a 180°, es decir la cara del panel debe apuntar hacia el norte. Un proyecto de energía fotovoltaica desarrollado en el hemisferio norte debe tener las caras de los paneles apuntando hacia el sur, y si el azimut está fijo, éste debe ser igual a 0°. La inclinación del panel conviene dejarla igual a la latitud del lugar del proyecto, en este caso 33.5°, de modo de maximizar la energía recibida anualmente por concepto de radiación directa.

Alternativa N°2: Azimut del panel fijo (180°) y variación manual de la inclinación 1 vez por mes. Esta alternativa sin *tracking* es mejor que la anterior pues la inclinación se regula mes a mes mejorando la exposición al sol. Las inclinaciones

serán menores en verano y mayores en invierno y sus valores son iguales a la latitud del proyecto menos la declinación solar del día 15 de ese mes. La tabla siguiente muestra estos valores para la latitud del proyecto:

Tabla 3.2: Valores de la inclinación del panel cada mes

Ene	12°	Feb	20°	Mar	30°	Abr	43°	May	53°	Jun	57°
Jul	55°	Ago	45°	Sep	35°	Oct	23°	Nov	14°	Dic	10°

Alternativa N°3: Azimut del panel fijo (180°) e incl. = latitud - declinación. Esta alternativa contempla un *tracking* en el eje horizontal. Este mecanismo irá cambiando la inclinación gradualmente todos los días del año de acuerdo a la fórmula:

$$\beta = \psi - \delta = \psi - 23.45 \cdot \text{sen}\left(2\pi \frac{284 + n}{365}\right)$$

donde n representa el n° del día. Los valores de la inclinación del panel coinciden con los de la alternativa anterior el día 15 de cada mes.

Alternativa N°4: Azimut del panel = azimut solar y variación manual de la inclinación 1 vez por mes. Esta alternativa contempla un *tracking* en el eje vertical. Este mecanismo hace mover el panel en azimut de modo éste sea igual al azimut solar. El *tracking* azimutal tiene una variación a nivel horario más rápida que el *tracking* de inclinación de la alternativa n°3 y la fórmula que lo describe corresponde a la expresión 3.19 compuesto con las expresiones 3.2, 3.3 y 3.4. La inclinación se regula mensualmente según los datos de la tabla 3.2.

Alternativa N°5: Azimut del panel = azimut solar e incl. = latitud - declinación. Esta alternativa contempla *tracking* en dos ejes. El *tracking* azimutal es similar al descrito en la alternativa anterior. El *tracking* de inclinación es similar al descrito en la alternativa n°3.

Alternativa N°6: Azimut del panel = azimut solar e incl. = ángulo cenital. Esta alternativa contempla *tracking* en dos ejes. El *tracking* azimutal es similar al explicado en la alternativa n°4, sin embargo el *tracking* de inclinación cambia hora a hora de acuerdo al movimiento del ángulo cenital. Esta combinación de movimientos mantiene el panel en forma perpendicular a los rayos del sol en todo momento ($\theta = 0$), maximizando de esta forma la energía que incide sobre el panel.

3.2.2 Modelo de panel fotovoltaico

Un modelo para calcular la energía saliente de un arreglo fotovoltaico se muestra en la siguiente figura. Está basado en el trabajo de Evans (1981) y es común a todos los tipos de aplicaciones fotovoltaicas. En éste se muestran las pérdidas de energía ocurridas en el panel desde que la energía incide en el panel en forma de radiación (H_t dada por la expresión 3.18) hasta que sale en forma de energía eléctrica ($E_{disp.}$):

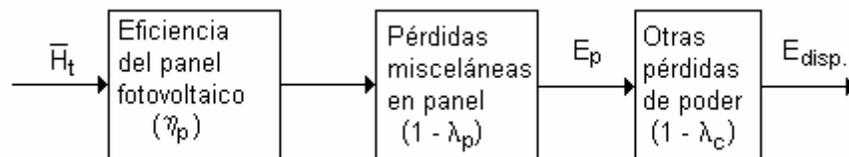


Fig 3.5: Modelo de panel fotovoltaico

3.2.2.1 Cálculo de la eficiencia promedio

El panel está caracterizado por su eficiencia promedio η_p , la que es una función de la temperatura promedio del módulo T_C :

$$\eta_P = \eta_R [1 - \beta_p (T_C - T_R)] \quad \text{ec 3.21}$$

Donde η_R es la eficiencia promedio del módulo a la temperatura de referencia T_R ($= 25^\circ\text{C}$) y β_p es el coeficiente de temperatura para la eficiencia del módulo. T_C se relaciona con la temperatura ambiental media mensual T_a por medio de la fórmula de Evans (Evans, 1981):

$$T_C - T_a = (219 + 832 \cdot \overline{K_t}) \frac{NOCT - 20}{800} \quad \text{ec 3.22}$$

Donde NOCT es la temperatura nominal de operación de celda (*nominal operating cell temperature* en inglés) y $\overline{K_t}$ es el índice de claridad mensual. Los valores de η_R , NOCT y β_p dependen del tipo de panel fotovoltaico considerado. Ellos pueden ser ingresados por el usuario o bien, para tecnologías Standard, toman los valores dados en la siguiente tabla:

Tabla 3.3: Características del panel para tecnologías standard

Tipo de módulo fotovoltaico	η_r (%)	NOCT ($^\circ\text{C}$)	β_p ($\%/^\circ\text{C}$)
Mono-Si o monocristalino	13.0	45	0.40
Poli - Si o policristalino	11.0	45	0.40
a - Si o amorfo	5.0	50	0.11
CdTe	7.0	46	0.24
CIS	7.5	47	0.46

3.2.2.2 Otras correcciones

La energía desarrollada por el panel fotovoltaico E_p es simplemente:

$$E_p = S \eta_p H_t \quad \text{ec 3.23}$$

donde S es el área del arreglo. Esta energía tiene que ser reducida por “pérdidas misceláneas” λ_p y otras pérdidas de potencia λ_c :

$$E_{disp.} = E_p (1 - \lambda_p) (1 - \lambda_c) \quad \text{ec 3.24}$$

donde $E_{disp.}$ es la energía disponible para alimentar la bomba (o la batería si es necesario). La eficiencia neta del sistema η_A se define como:

$$\eta_A = \frac{E_A}{S \cdot H_t} \quad \text{ec 3.25}$$

3.2.3 Energía entregada por un arreglo

En lo que sigue se explicará la planilla Excel que se diseñó para el cálculo de la energía que proporciona el arreglo fotovoltaico suponiendo que existen dos tramos de bombeo. Los datos de entrada del cálculo se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.4: Datos de entrada

Latitud	-33.5	grados
Longitud	70.6	grados
Lz	75	grados
Constante solar	1367	W/m ²
Inclinación	33.5	grados
Azimut	180	grados
Albedo	0.2	
Tracking (1, 2, 3, 4, 5, 6)	6	
nr % (25°C)	13	Tabla 3.3
beta p	0.004	Tabla 3.3
NOCT (°C)	45	Tabla 3.3
Área 1	1	m ²
altura 1 (m)	16	m
Área 2	5	m ²
altura 2 (m)	80	m
Máximo azimut panel	90	grados

La variable L_z corresponde a la longitud del meridiano central del huso horario correspondiente al proyecto, y se usa para calcular el ángulo solar horario de acuerdo a la ec. 3.3. Se puede ingresar la alternativa correspondiente a *tracking* usando los mismos números con que se enumeraron las alternativas descritas en el punto 3.2.1.2. En caso de inclinación y azimut fijos (alternativa n°1) se usan los valores de inclinación y azimut puestos en la tabla. Los valores de inclinación y azimut se actualizan automáticamente en caso de que cambie la alternativa de *tracking*. Se ha dividido el bombeo en dos tramos: la variable “área 1” corresponde al área de paneles que alimenta exclusivamente la bomba del tramo 1 y “altura 1” corresponde a la altura geométrica de este tramo. Lo mismo para el tramo 2 con las variables “área 2” y “altura 2”. La variable “máximo azimut panel” corresponde al máximo ángulo que el panel puede moverse en azimut respecto al norte. Esta variable fue incluida debido a ciertas restricciones mecánicas que tiene el *tracking* de azimut para algunos arreglos. Por ejemplo, un “máximo azimut panel” de 90° significa que el panel puede girar entre la mañana y la tarde un ángulo de 180° .

La energía entregada por el arreglo se calculará cada media hora durante un año completo, por lo cual se necesitarán $48 \times 365 = 17520$ filas de cálculo. Los cálculos serán hechos en las filas donde se cumpla: $\text{abs}(\omega) < \omega_s$, es decir mientras el sol esté en el cielo. La tabla de datos astronómicos muestra el paso del tiempo en días, partiendo desde el 1 de enero a las 00:00 hasta el 31 de diciembre a las 24:00 y variando cada media hora o 0.020833 días. La segunda columna muestra la declinación calculada según la ecuación 3.2 donde $n = n^\circ$ de día corresponde a la parte entera del dato de la columna 1. La tercera columna muestra la hora de puesta de sol en radianes calculada según la ecuación 3.6 y la cuarta columna muestra este mismo dato en grados. La quinta columna muestra la hora solar en radianes calculada según la ecuación 3.3. La sexta columna muestra el azimut solar respecto al norte calculado según la fórmula 3.19 y la séptima columna muestra el azimut solar respecto al sur calculado según la ecuación 3.20. La octava columna muestra el ángulo cenital en grados calculado según la fórmula 3.4.

Tabla 3.5: Datos astronómicos										
DÍAS	Declinación δ (grados)	Hora de puesta de sol ω_s (radianes)	Hora de puesta de sol ω_s (grados)	Hora solar ω (radianes)	Azimut solar con respecto al norte (grados)	Azimut solar con respecto al sur (grados)	Ángulo cenital θ_c (grados)	Inclinación panel c/r a la horizontal (grados)	Azimut panel c/r al SUR (grados)	Theta = ángulo que forma la normal al panel con rayos del sol (grados)
1.00	-23.01	1.86	106	3.08	3.83	176.17	123	90.00	90.00	87
1.02	-23.01	1.86	106	2.95	11.99	168.01	123	90.00	90.00	80
1.04	-23.01	1.86	106	2.82	19.85	160.15	121	90.00	90.00	73
1.06	-23.01	1.86	106	2.69	27.25	152.75	118	90.00	90.00	66
1.08	-23.01	1.86	106	2.56	34.10	145.90	115	90.00	90.00	59
1.10	-23.01	1.86	106	2.43	40.38	139.62	111	90.00	90.00	53
1.13	-23.01	1.86	106	2.30	46.11	133.89	107	90.00	90.00	46
1.15	-23.01	1.86	106	2.16	51.34	128.66	102	90.00	90.00	40
1.17	-23.01	1.86	106	2.03	56.13	123.87	97	90.00	90.00	35

La novena y la décima columna muestran la inclinación y el azimut del panel que varían según la alternativa elegida para *tracking* (dato ingresado en tabla 3.4). Las siguientes son las reglas para elegir la inclinación y el azimut del panel de acuerdo a la alternativa de *tracking* elegido:

$$\text{inclinación} = \begin{cases} \text{latitud} & \text{si } alt. = 1 \\ \text{latitud} - \text{declinación del día 15 del mes (cte. todo el mes)} & \text{si } alt. = 2 \\ \text{latitud} - \text{declinación} & \text{si } alt. = 3 \\ \text{latitud} - \text{declinación del día 15 del mes (cte. todo el mes)} & \text{si } alt. = 4 \\ \text{latitud} - \text{declinación} & \text{si } alt. = 5 \\ \text{ángulo cenital} & \text{si } alt. = 6 \end{cases}$$

$$\text{azimut} = \begin{cases} 180^\circ & \text{si } alt. = 1 \\ 180^\circ & \text{si } alt. = 2 \\ 180^\circ & \text{si } alt. = 3 \\ \text{azimut solar c/r al sur} & \text{si } alt. = 4 \\ \text{azimut solar c/r al sur} & \text{si } alt. = 5 \\ \text{azimut solar c/r al sur} & \text{si } alt. = 6 \end{cases}$$

Por último la onceava columna muestra el ángulo theta que forma la normal al plano del panel con los rayos del sol la cual se calcula según la ecuación 3.21.

La siguiente tabla muestra el cálculo del índice de claridad mensual dado por la ec. 3.8. El promedio mensual de la radiación extraterrestre diaria se obtiene promediando en un mes los valores diarios dados por la ec 3.5. El promedio mensual de la radiación global horizontal es un dato característico de la cuenca de Santiago que se calculó como se explica en la figura 3.3 de este mismo capítulo con los datos de radiación global horizontal medidos cada media hora entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2007. Estos datos se ponen en $J/m^2/día$ y en $kWh/m^2/día$. El promedio mensual de la radiación difusa diaria se obtiene promediando en un mes los valores dados por las ecs. 3.9 y 3.10. El promedio mensual de los valores ω_s diarios se obtiene promediando en un mes los valores dados por la ec. 3.6.

Tabla 3.6: Cálculo del índice de claridad mensual

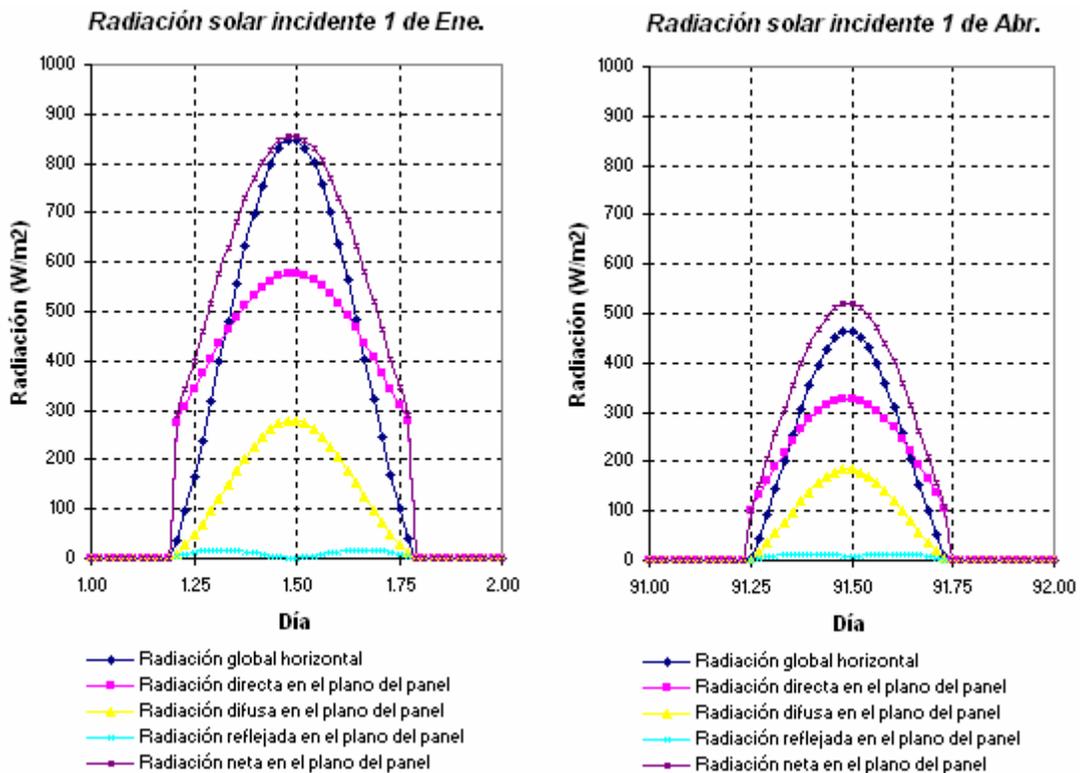
Mes	Temperatura media ambiental (°C)	Radiación extraterrestre promedio mensual diario ($J/m^2/día$)	Radiación solar global horizontal promedio mensual diario ($J/m^2/día$) (dato)	Índice de claridad promedio mensual K_T	Radiación difusa promedio mensual diario ($J/m^2/día$)	ω_s día promedio (grados)	Radiación solar global horizontal promedio mensual diario ($kWh/m^2/día$) (dato)
Ene	22	43137043	24773652	0.57	8939148	105	6.88
Feb	21	39261772	22169005	0.56	8189916	99	6.16
Mar	19	32960643	17712871	0.54	6980208	92	4.92
Abr	16	25522529	11498132	0.45	5502979	84	3.19
May	13	19476493	6826397	0.35	3862586	77	1.90
Jun	11	16679656	5038676	0.30	3219389	74	1.40
Jul	10	17889724	6085718	0.34	3533338	75	1.69
Ago	12	22842915	8240865	0.36	4545195	81	2.29
Sep	13	29929542	11997048	0.40	6394470	89	3.33
Oct	16	36949825	16554026	0.45	7965903	97	4.60
Nov	19	41986734	20717705	0.49	9021799	103	5.75
Dic	22	44128936	24242201	0.55	9289310	106	6.73

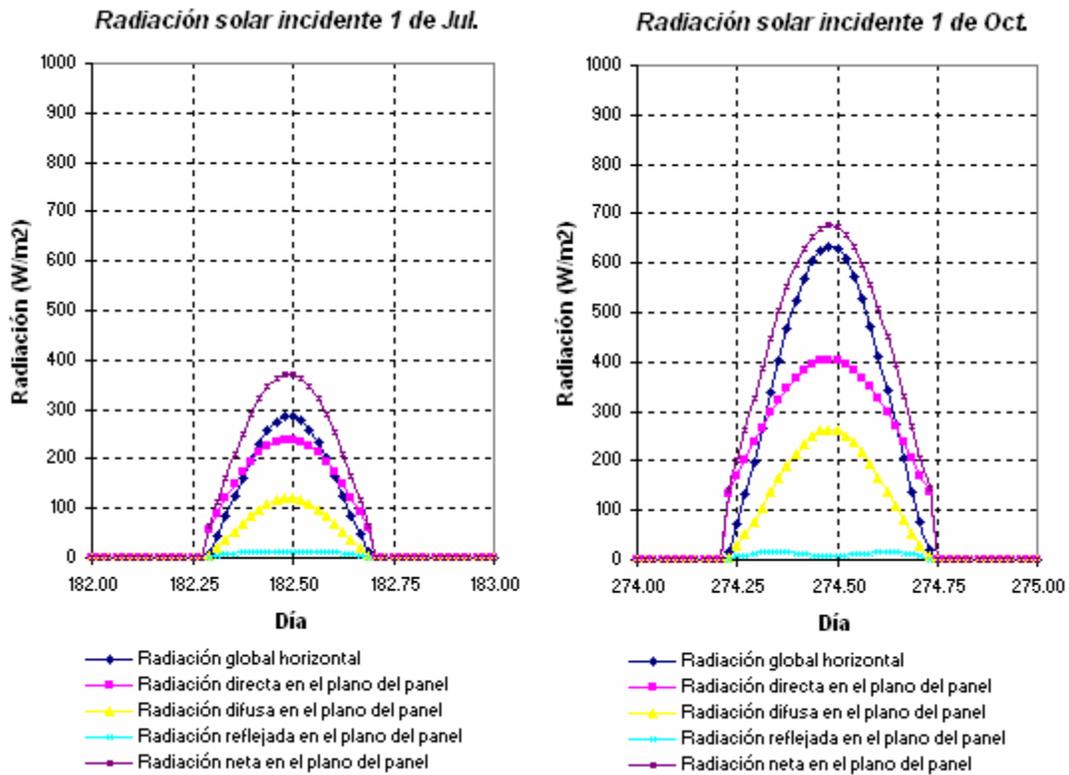
Como se observa, los valores $\overline{K_T}$ se encuentran entre 0.3 y 0.8, rango de valores donde las ecuaciones 3.9 y 3.10 son válidas. A continuación se calcula la radiación global horizontal, la radiación difusa y la radiación directa a nivel horario

usando las ecuaciones 3.15, 3.16, y 3.17. Dado que los cálculos se hicieron cada media hora, los valores r_t y r_d de estas últimas ecuaciones se multiplicaron por 0.5 para que la suma de estos valores por separado de uno. Fuera del intervalo $[-\omega_s, \omega_s]$ estos valores se toman iguales a 0. De esta forma se cumple:

$$\sum_{1 \text{ día completo}} r_t = 1 \quad \sum_{1 \text{ día completo}} r_d = 1$$

Estos valores distribuyen la energía irradiada promedio mensual diario durante un día completo a nivel horario, (en este caso cada media hora), con lo cual los resultados de las ecuaciones 3.15, 3.16 y 3.17 están en joules por metro² por hora, (en este caso en joules por metro² cada media hora). La suma de estos valores durante un día completo debe dar como resultado la energía irradiada promedio mensual diario. Si los valores arrojados por estas ecuaciones se asumen como representativos de cada intervalo de media hora, se pueden dividir estos resultados por 1800 s para obtener las radiaciones (en W/m²).



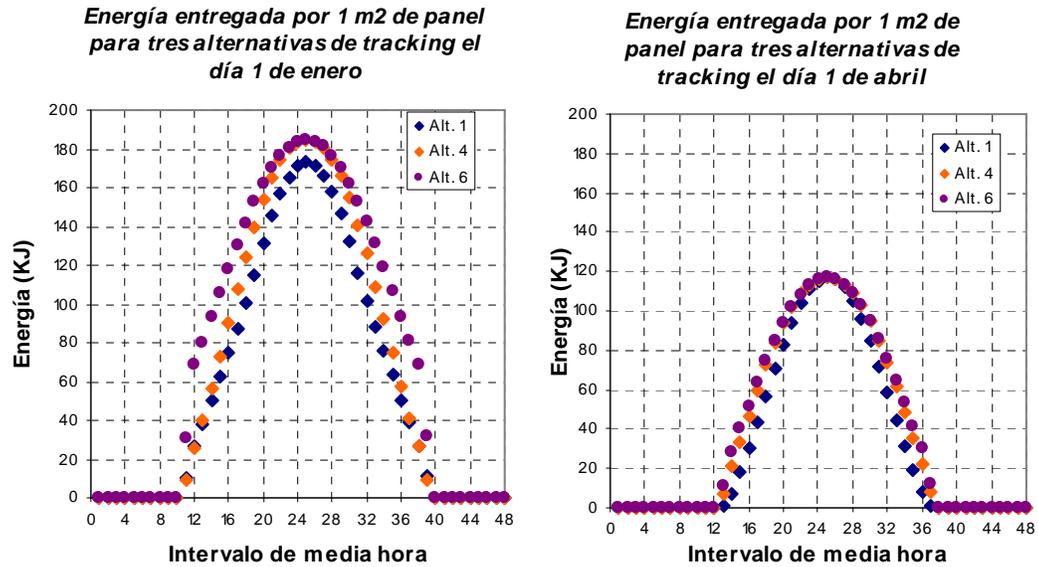


Figs. 3.6: Curvas de radiación incidente en el plano del panel

A modo de ejemplo, las figuras anteriores muestran los resultados de radiación global horizontal, radiación directa en el plano del panel, radiación difusa en el plano del panel, radiación reflejada en el plano del panel y radiación neta en el plano del panel (que es la suma de las últimas tres componentes) para cuatro días representativos del año promedio: 1 de enero, 1 de abril, 1 de julio y 1 de octubre. Los datos dados en la tabla 3.4 se tomaron como datos de entrada.

Para calcular la energía que proporciona el panel se hace uso de la radiación neta que incide sobre el panel y de la eficiencia del panel (ec. 3.23). A modo de ejemplo se mostrará la energía que desarrolla un panel de 1 m² caracterizado por la tecnología que aparece en la tabla 3.4 (monocristalino). La eficiencia del panel no varía considerablemente según cambia la temperatura ambiente (ec. 3.21) permaneciendo en el rango 12% -13% durante todo el año. Las siguientes son las

curvas de energía en kJ proporcionada por un metro cuadrado de panel durante los días 1 de enero y 1 de abril bajo tres escenarios de tracking: alternativas 1, 4 y 6



Figs. 3.7: Curvas de energía proporcionadas por 1m² de panel

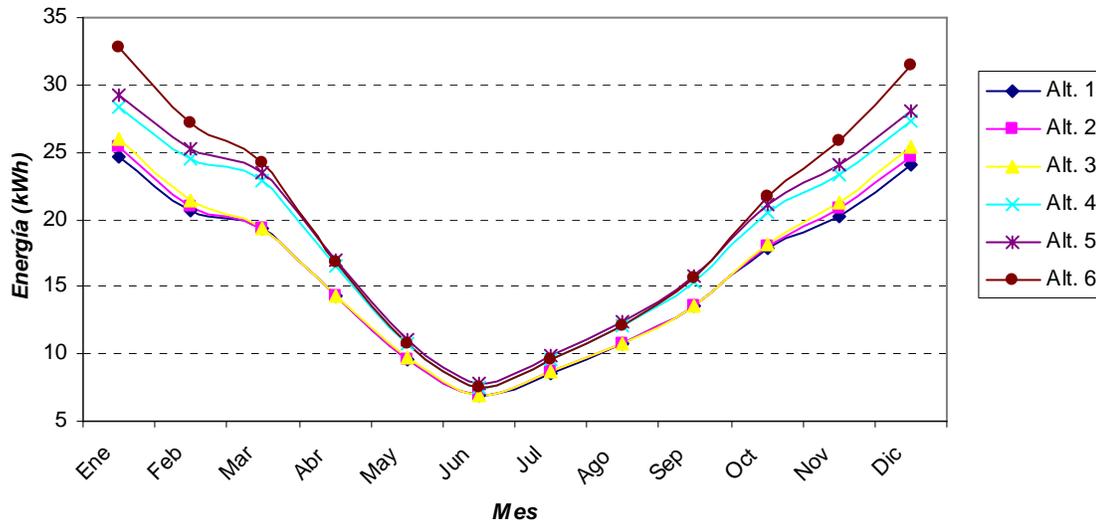
La siguiente tabla muestra la energía eléctrica en kWh que entrega 1 m² de panel para cada mes del año promedio. Además se muestra la potencia peak en watts que es desarrollada por este mismo panel en cada mes. Esto se hace para las seis alternativas de *tracking*. Las dos últimas filas corresponden a la energía total entregada y a la potencia peak en los dos períodos considerados (año completo y período septiembre – abril).

Tabla 3.7: Energía mensual proporcionada por 1 m² de panel y potencia peak desarrollada

Mes	Alternativa de tracking											
	Alt. 1		Alt. 2		Alt. 3		Alt. 4		Alt. 5		Alt. 6	
	Energía (kWh)	Potencia peak (Watts)	Energía (kWh)	Potencia peak (Watts)	Energía (kWh)	Potencia peak (Watts)	Energía (kWh)	Potencia peak (Watts)	Energía (kWh)	Potencia peak (Watts)	Energía (kWh)	Potencia peak (Watts)
Ene	25	103	25	105	26	107	28	107	29	107	33	107
Feb	21	104	21	105	21	106	24	106	25	106	27	106
Mar	19	99	19	99	19	99	23	99	24	99	24	99
Abr	14	100	14	99	14	99	16	100	17	99	17	100
May	10	77	10	77	10	77	11	77	11	77	11	77
Jun	7	52	7	52	7	52	8	52	8	52	7	52
Jul	9	47	9	48	9	48	10	48	10	48	10	48
Ago	11	58	11	58	11	58	12	58	12	58	12	58
Sep	14	72	14	72	14	71	15	71	16	71	16	71
Oct	18	84	18	84	18	84	21	85	21	84	22	85
Nov	20	90	21	92	21	93	23	94	24	93	26	94
Dic	24	95	25	98	25	101	27	102	28	101	32	102
Energía y potencia peak Anual	190	104	193	105	196	107	219	107	225	107	236	107
Período Sep-Abr	155	104	157	105	159	107	179	107	184	107	196	107

Se puede observar que la potencia peak desarrollada por 1 m² de panel durante 1 año (y también durante el período septiembre – abril) corresponde aproximadamente a 100 W/m², lo cual concuerda con la estimación: *potencia peak de 1 m² panel = eficiencia promedio panel x Radiación solar peak = 10% x 1000 W/m² = 100 W/m²*. En la siguiente figura se pueden apreciar las curvas de energía proporcionadas cada mes por 1 m² de panel para las seis alternativas de *tracking*.

Fig. 3.8: Energía entregada por 1 m2 de panel para cada mes del año y para las 6 alternativas de tracking



En la siguiente tabla se hace una comparación entre las seis alternativas de *tracking* y su capacidad de producción de energía. Se calcula el porcentaje de variación de energía producida de cada alternativa con respecto a la alternativa 1 que se deja como base. Se puede ver que las variaciones más importantes se registran en las alternativas 4, 5 y 6, todas ellas con *tracking* azimutal. Estos números se ocuparán posteriormente para definir una función costo-beneficio de acuerdo al costo que se incurre en la colocación de *tracking*.

Tabla 3.8: Porcentaje de variación en energía generada período sep-abr c/r a alt. 1

Alternativa	Energía generada anual (kWh/ m ² panel)	Energía generada período sep-abr (kWh/m ² panel)	Porcentaje de variación en energía generada período sep-abr c/r a alt. 1
Alt. 1	190	155	
Alt. 2	193	157	1
Alt. 3	196	159	3
Alt. 4	219	179	15
Alt. 5	225	184	18
Alt. 6	236	196	24

3.3 Cálculo del caudal elevado

La energía proporcionada hora a hora por el arreglo de paneles alimentará las bombas que se encargarán de elevar el agua en cada tramo. Como datos de entrada se considerarán: la eficiencia de la bomba, la densidad y la viscosidad cinemática del agua, la longitud del tramo, el diámetro de la conducción, la rugosidad del material de conducción y un factor de pérdidas singulares. El material elegido para la conducción será PVC debido a su bajo costo y a su uso corriente en proyectos de bajo caudal.

Tabla 3.9 Datos de entrada tramo 1

Bomba DC	Nomenclatura	Valor	Unidad
eficiencia bomba	η	0.8	
densidad agua	ρ	1000	(Kg/m ³)
Visc. Cinemática agua	ν	1.00E-06	m ² /s
Aceleración gravedad	g	9.8	m/s ²
tubería PVC			
Longitud	L	42	m
Altura geométrica	H_1	16	m
diámetro	D	60	mm
épsilon PVC	ϵ	0.048	mm
Factor pérdidas singulares	K_s	15	-

Sea E_i la energía producida por el arreglo de paneles durante el intervalo de media hora n° i en Joules. El índice i recorre desde 1 hasta 17520. Para cada i se realiza el siguiente algoritmo:

Si $E_i = 0$, entonces no hay flujo en ese intervalo de tiempo, si no:

Se crea la variable *pérdidas* (m) definida como la pérdida total en el tramo debido a fricción y a singularidades como codos, válvulas y otros. Se inicializa con el valor 0.

1. Se calcula la variable adimensional *factor de pérdidas* f_p definida como:

$$f_p = \frac{\text{pérdidas}}{H_1}$$

2. Se calcula la variable *volumen* V_i igual a los m^3 de agua que suben por el tramo en este intervalo de tiempo:

$$V_i(m^3) = \frac{\eta E_i}{\rho g H_1 (1 + f_p)}$$

3. Se calcula la variable *caudal* Q_i en m^3/s definida como el volumen anterior dividida por la duración del intervalo en segundos.

$$Q_i \left(\frac{m^3}{s} \right) = \frac{V_i}{\text{tiempo}} = \frac{V_i}{1800}$$

4. Se calcula la variable *velocidad* v_i en m/s definida como el caudal definido en el punto anterior dividida por el área de la sección de la tubería:

$$v_i \left(\frac{m}{s} \right) = \frac{4Q_i}{\pi D^2}$$

5. Se calcula la variable adimensional *Reynolds* Re_i definida como:

$$Re_i = \frac{v_i D}{\nu}$$

6. A continuación se muestran los pasos para calcular el factor de fricción f

Si $Re_i < 2300$, entonces $f = \frac{64}{Re_i}$

Si no, se resuelve para f la ecuación de Colebrook White para tuberías en presión:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re_i \sqrt{f}} \right).$$

Esta ecuación se resuelve por el método iterativo de Newton Raphson dado por:

$$f_{n+1} = f_n - \frac{\frac{1}{\sqrt{f_n}} + 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re_i \sqrt{f_n}} \right)}{-\frac{1}{2} \frac{2,51}{Re_i f_n^{3/2}} - \frac{1}{2 f_n^{3/2}} + \frac{2}{\ln(10)} \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re_i \sqrt{f_n}} \right)}$$

En la cual se ha partido con $f_0 = 0.03$ y se itera hasta que la diferencia $f_{n+1} - f_n$ sea menor a $1e-7$

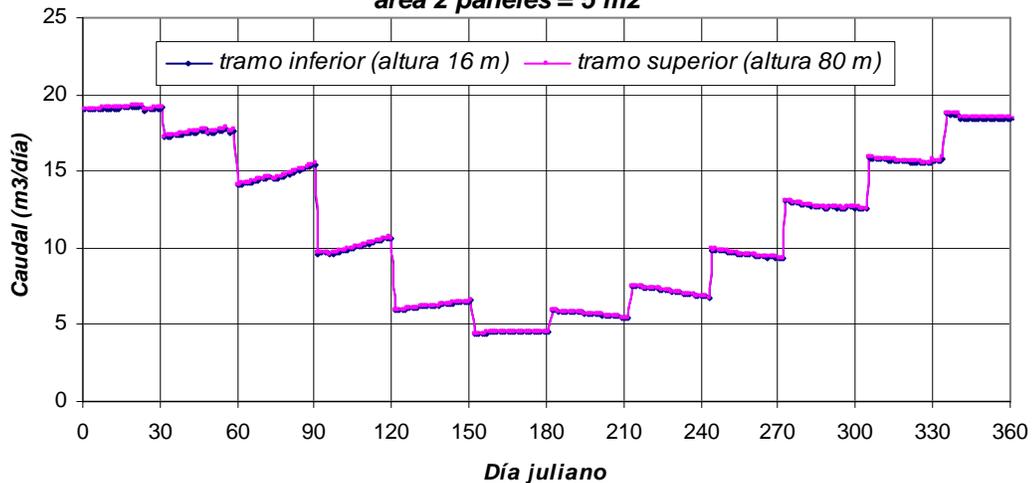
7. Se calcula la variable *pérdidas* dada por:

$$p\u00e9rdidas = \frac{v_i^2}{2g} \left(K_s + f \frac{L}{D} \right)$$

A continuación se repiten los pasos 1, 2, 3, 4, 5, 6 y 7 hasta que la diferencia entre dos factores de pérdidas calculados uno después del otro sea menor a $1e-7$.

Con este simple algoritmo se obtienen los caudales elevados para cada intervalo de media hora del año promedio. Estos valores están dados por Q_i en el algoritmo anterior. El caudal diario se obtiene sumando los metros cúbicos que suben en cada uno de los 48 intervalos de media hora de ese día. A modo de ejemplo, si se considera un área de paneles de 1 m^2 para el tramo 1 y un área de paneles de 5 m^2 para el tramo 2 y si se ocupan los valores dados por las tablas 3.9 y 3.4 (a excepción de la longitud de tubería y la altura geométrica que para el tramo 2 corresponden a 642 m y a 80 m respectivamente), los caudales en $\text{m}^3/\text{d\u00eda}$ están dados por la siguiente figura:

Fig. 3.9: Caudales diarios ambos tramos \u00e1rea 1 paneles = 1 m^2 , \u00e1rea 2 paneles = 5 m^2



En la figura se observa que las \u00e1reas de paneles elegidas son proporcionales a las alturas de los tramos respectivos. Dado que la relaci\u00f3n entre alturas es de $80:16 = 5:1$, se deber\u00eda tener la misma relaci\u00f3n entre las \u00e1reas de los arreglos

fotovoltaicos para subir el mismo caudal en los dos tramos (dado que el caudal elevado en un tramo es directamente proporcional al área de paneles que alimenta a ese tramo). Otra observación interesante es que los caudales diarios del año promedio varían poco en un mismo mes y varían considerablemente de un mes a otro. Esto se debe a que el año promedio se calculó tomando en cuenta los *promedios mensuales* de las irradiaciones horizontales diarias.

3.4 Capacidad nominal y criterio de diseño de paneles

A continuación se muestran dos tablas en las que se muestran el promedio de metros cúbicos de agua que suben diariamente en el período Septiembre – Abril en cada tramo de bombeo. La cantidad de metros cúbicos que se bombee dependerá de la capacidad nominal del arreglo considerado para ese tramo y de la alternativa de *tracking*. Para el cálculo de caudales se tomó un diámetro de tubería de 50 mm.

Tabla 3.10: Promedio Sep - Abr m^3 de agua que suben diariamente por Tramo 1

Área paneles tramo 1 (m^2) $\eta_R = 13\%$	Wp (Watts)	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3 (tracking eje horizontal)	Alt. 4 (tracking eje vertical)	Alt. 5 (tracking 2 ejes)	Alt. 6 (tracking 2 ejes)
		<i>Inc. = 33.5° Az. = 180°</i>	<i>Inc. = manual Az. = 180°</i>	<i>Inc. = Lat.-δ Az. = 180°</i>	<i>Inc. = manual Az. = az. solar</i>	<i>Inc. = Lat.-δ Az. = az. solar</i>	<i>Inc. = θ_c Az. = az. solar</i>
1.0	130	11.7	11.9	12.1	13.5	13.8	14.8
1.1	143	12.8	13.0	13.3	14.9	15.1	16.2
1.2	156	14.0	14.2	14.4	16.2	16.5	17.6
1.3	169	15.1	15.3	15.6	17.5	17.8	19.0
1.4	182	16.2	16.4	16.8	18.8	19.1	20.4
1.5	195	17.3	17.6	17.9	20.1	20.4	21.8
1.6	208	18.4	18.7	19.1	21.4	21.7	23.2
1.7	221	19.5	19.8	20.2	22.6	23.0	24.6
1.8	234	20.6	20.9	21.3	23.9	24.3	25.9
1.9	247	21.7	22.0	22.4	25.1	25.6	27.3
2.0	260	22.7	23.1	23.5	26.4	26.8	28.6
2.1	273	23.8	24.1	24.6	27.6	28.1	29.9
2.2	286	24.8	25.2	25.7	28.8	29.3	31.2
2.3	299	25.9	26.3	26.8	30.0	30.5	32.5
2.4	312	26.9	27.3	27.8	31.2	31.7	33.8
2.5	325	27.9	28.3	28.9	32.4	32.9	35.1
2.6	338	28.9	29.4	29.9	33.6	34.1	36.3
2.7	351	29.9	30.4	31.0	34.7	35.3	37.6
2.8	364	30.9	31.4	32.0	35.9	36.5	38.8

Tabla 3.11: Promedio Sep - Abr m^3 de agua que suben diariamente por Tramo 2

Área paneles tramo 2 (m^2) $\eta_R = 13\%$	Wp (Watts)	Alt. 1 <i>Inc. = 33.5° Az. = 180°</i>	Alt. 2 <i>Inc. = manual Az. = 180°</i>	Alt. 3 (tracking eje horizontal) <i>Inc. = Lat.-δ Az. = 180°</i>	Alt. 4 (tracking 2 ejes) <i>Inc. = Lat.-δ. Az. = az. solar</i>	Alt. 5 (tracking eje vertical) <i>Inc. = θ_c Az. = 180°</i>	Alt. 6 (tracking 2 ejes) <i>Inc. = θ_c Az. = az. solar</i>
5.0	650	11.7	11.9	12.1	13.6	13.8	14.8
5.5	715	12.9	13.1	13.3	14.9	15.2	16.3
6.0	780	14.0	14.2	14.5	16.3	16.5	17.7
6.5	845	15.2	15.4	15.7	17.6	17.9	19.1
7.0	910	16.3	16.5	16.9	18.9	19.2	20.6
7.5	975	17.4	17.7	18.0	20.2	20.5	22.0
8.0	1040	18.5	18.8	19.2	21.5	21.9	23.4
8.5	1105	19.7	19.9	20.3	22.8	23.2	24.8
9.0	1170	20.8	21.1	21.5	24.1	24.5	26.2
9.5	1235	21.9	22.2	22.6	25.4	25.8	27.6
10.0	1300	23.0	23.3	23.8	26.6	27.1	28.9
10.5	1365	24.1	24.4	24.9	27.9	28.4	30.3
11.0	1430	25.1	25.5	26.0	29.2	29.7	31.7
11.5	1495	26.2	26.6	27.1	30.4	30.9	33.0
12.0	1560	27.3	27.7	28.2	31.6	32.2	34.3
12.5	1625	28.3	28.8	29.3	32.9	33.4	35.7
13.0	1690	29.4	29.8	30.4	34.1	34.7	37.0
13.5	1755	30.4	30.9	31.5	35.3	35.9	38.4
14.0	1820	31.5	31.9	32.6	36.5	37.1	39.7

Los paneles fotovoltaicos son tasados según la potencia desarrollada bajo condiciones Standard (STC: *Standard testing conditions*) que son 1 kW/m² de radiación solar y una temperatura de célula de 25°C. La potencia desarrollada de esta forma se denomina **capacidad nominal de los paneles** o Wp (*“peak Watt”*). De esta forma se elimina la dependencia de la eficiencia de un panel y de su área, por ejemplo un arreglo de 100 Wp podría corresponder a un panel de 1 m² de 10% de eficiencia o bien a un panel de 0.77 m² de 13% de eficiencia. En las tablas anteriores se ocupó como dato la eficiencia del panel, el cual se puso igual a 13% (panel monocristalino, fila 1 tabla 3.3) y luego se calculó la capacidad nominal multiplicando la radiación STC de 1000 W/m² por el área de paneles y por la eficiencia.

Otra consideración importante es que el promedio de m³/día en el período septiembre – abril es un buen indicador para el diseño final de paneles. Si no hay modificaciones en el diseño del arreglo durante un lapso de un año o más, los caudales medios mensuales bombeados variarán mes a mes (como se observa en la

figura 3.9). Con esto, el criterio de diseño de paneles será elegir la potencia nominal del arreglo de manera que el promedio de los caudales diarios durante el periodo de interés (septiembre – abril) sea igual al caudal de diseño. En las figuras siguientes se grafican los datos dados en las tablas anteriores poniendo el caudal diario promedio como variable dependiente y la capacidad nominal como variable independiente.

Fig. 3.10: Metros cúbicos de agua elevados por día en el tramo 1 en función de la capacidad nominal del arreglo y de la alternativa de tracking

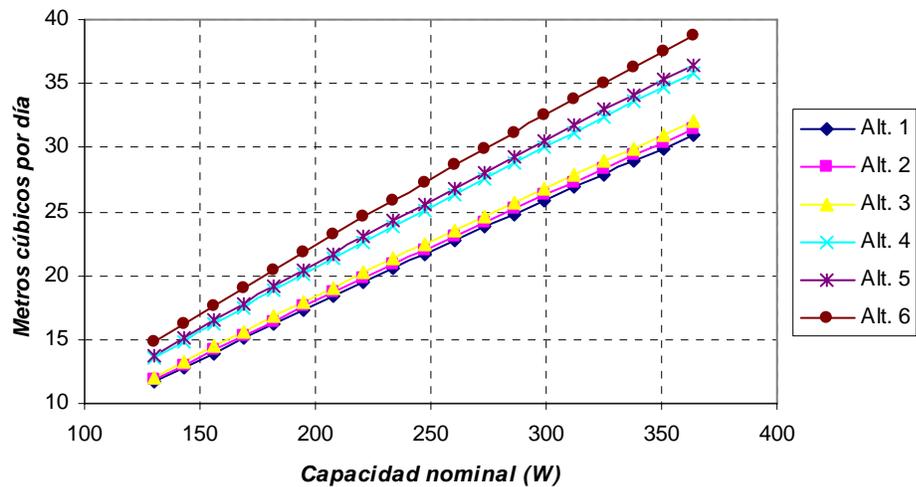
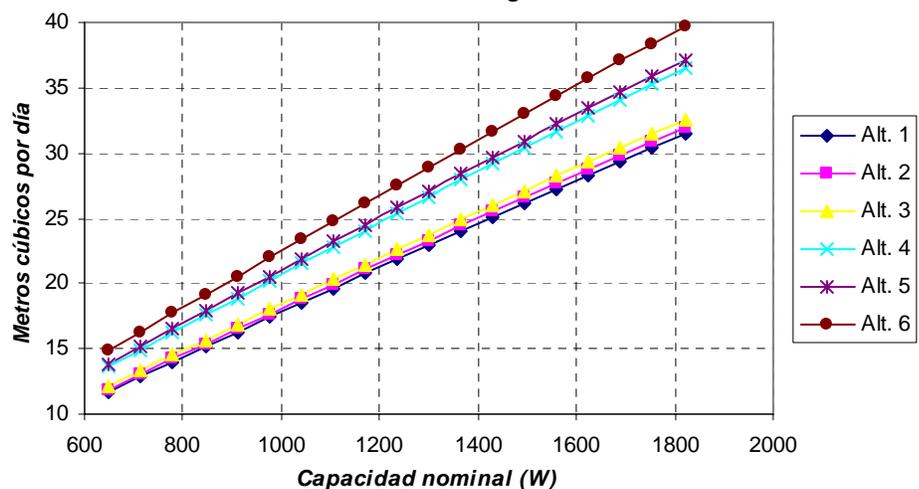


Fig. 3.11: Metros cúbicos de agua elevados por día en el tramo 2 en función de la capacidad nominal del arreglo y de la alternativa de tracking

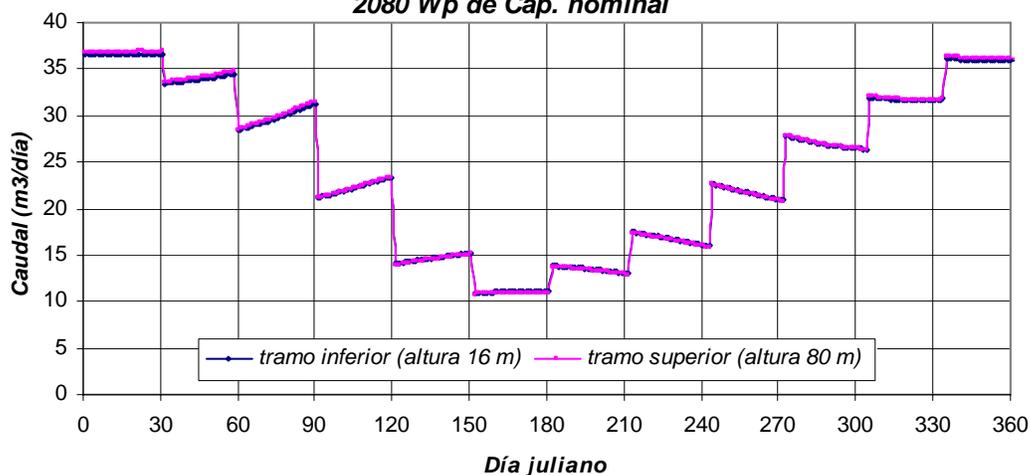


Si en los gráficos anteriores se interpola linealmente para obtener el valor de la capacidad nominal necesaria para elevar el caudal de diseño de 30 m³/día, se obtienen los valores dados en la tabla 3.12. También se ha calculado el área de paneles necesaria para obtener esta capacidad considerando una eficiencia de paneles de 13% (panel silicio monocristalino). En la fig. 3.12 se grafican los caudales diarios durante el año promedio considerando el dato calculado en la tabla 3.12. El caudal promedio diario en el periodo septiembre – abril (8 meses) corresponde a 30 m³/día.

Tabla 3.12: Capacidad instalada para bombear el caudal de diseño

Alternativa de tracking	Wp tramo 1	Wp tramo 2	Total Wp	Área paneles tramo 1 $\eta_R = 13\%$ (m ²)	Área paneles tramo 2 $\eta_R = 13\%$ (m ²)	Área neta paneles $\eta_R = 13\%$ (m ²)
Alt. 1	352	1728	2080	2.7	13.3	16.0
Alt. 2	346	1700	2046	2.7	13.1	15.7
Alt. 3	339	1665	2004	2.6	12.8	15.4
Alt. 4	299	1474	1773	2.3	11.3	13.6
Alt. 5	293	1447	1741	2.3	11.1	13.4
Alt. 6	274	1351	1625	2.1	10.4	12.5

**Fig. 3.12: Caudales diarios en ambos tramos
2080 Wp de Cap. nominal**

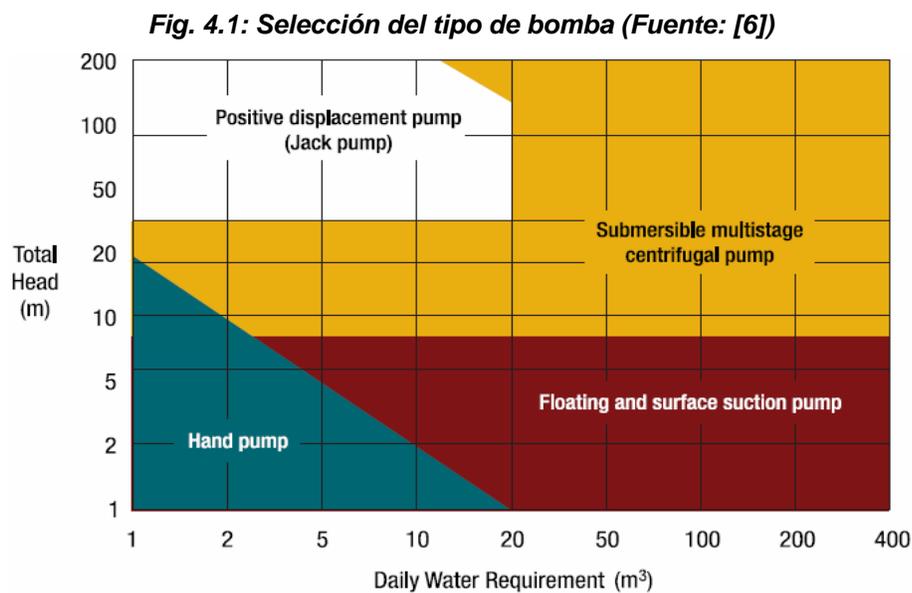


Capítulo 4: Elección de equipos

En este capítulo se elegirán los paneles y las bombas que se usarán en el proyecto. Los paneles deberán elegirse en base a las especificaciones del fabricante y su potencia deberá ser tal que permita elevar el caudal de diseño. Esta potencia deberá ser similar a la calculada en el capítulo anterior. Así mismo, las bombas deberán tener la capacidad de bombear adecuadamente y sin sobrecarga el caudal de diseño. Se dará un costo estimativo de los equipos elegidos y se evaluará la forma de disponer los equipos en terreno.

4.1 Tipo de bomba

El tipo de motor que impulsará la bomba será de corriente continua o DC debido a que es más eficiente que un motor AC y se conecta más fácilmente al panel fotovoltaico a diferencia del motor AC que requiere un inversor de corriente. Respecto al tipo de bomba, la siguiente figura sugiere las posibles elecciones de bomba en función del requerimiento diario de agua y de la altura de elevación.



La figura anterior sugiere que las bombas del tramo 1 (altura = 16 m) y del tramo 2 (altura = 80 m) sean del tipo centrífugas y sumergibles. La bomba del tramo 2 podrá ser eventualmente sumergida en el estanque intermedio, mientras la bomba del tramo 1 lo será en el estanque de regulación que se diseñará en el capítulo siguiente.

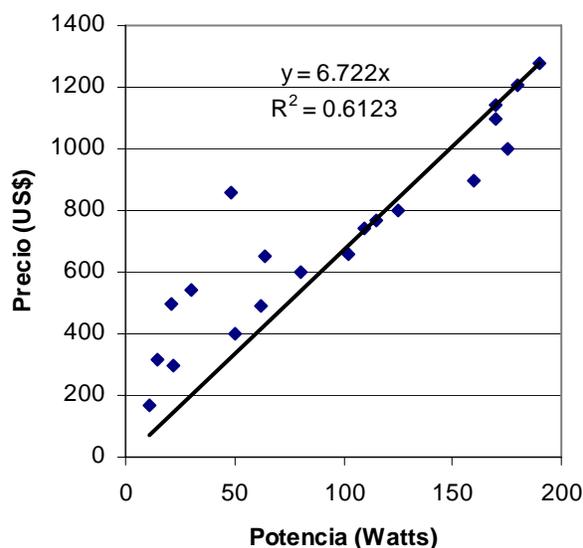
4.2 Mercado de paneles fotovoltaicos

El mercado de paneles fotovoltaicos a nivel mundial ha ido creciendo considerablemente a en los últimos diez años. La siguiente es una tabla que muestra el precio de algunos paneles solares fotovoltaicos fabricados por distintas firmas tecnológicas de acuerdo a su capacidad nominal. El índice ¿caro? indica si el par (*potencia, precio*) de la tabla está o no sobre la recta de mínimos cuadrados que pasa por (0,0) y que se muestra en la figura 4.2 adyacente.

Tabla 4.1: Precio según la capacidad nominal del panel (fuente: [9])

Marca	Capacidad nominal Wp	Precio de venta US\$	¿caro? (si o no)
Sharp	160	899	no
Sharp	175	999	no
Unisolar	64	649	si
Unisolar	21	499	si
Folding	22	299	si
Folding	30	539	si
Folding	15	319	si
Evergreen	190	1275	no
Evergreen	170	1140	no
Evergreen	102	659	no
Mitsubishi	125	799	no
Shell	80	599	si
GE 50	50	399	si
Unisolar	62	489	si
Unisolar	11	169	si
Folding	48	859	si
Mitsubishi	170	1095	no
Evergreen	180	1205	no
Evergreen	115	769	no
Evergreen	110	739	no

Fig. 4.2: Precio paneles v/s capacidad nominal



De acuerdo a la tabla 3.12, el proyecto necesita entre 1600 y 2000 watts peak de capacidad instalada. Usando la correlación anterior, esto representa un costo de paneles entre US\$10000 y US\$14000 o, aproximadamente entre 5 y 7 millones de pesos chilenos. Este último valor no toma en cuenta las bombas.

4.3 Mercado de bombas solares

Existen diversas firmas que fabrican bombas adecuadas para el bombeo solar. Muchas de ellas tienen motor de corriente continua lo que les permite una conexión directa con los paneles solares. Debido a su confiabilidad y relación precio-calidad se eligirá la marca “Lorentz” para los equipos de bombeo.

4.3.1 Bombas Lorentz

Estas bombas de procedencia alemana [3] son especialmente creadas para aplicaciones rurales tales como abastecimiento de agua potable, abastecimiento de agua para ganado, riego, etc. Esta firma también provee de paneles solares que se venden junto con las unidades de bombeo a un precio menor que el precio de mercado, lo que hace más atractiva la compra de un paquete panel-bomba en vez de la compra de estos productos por separado.

La serie de bombas Lorentz considerada para el proyecto en estudio es la serie PS 1200 HR/C que consiste en un sistema de bombeo alimentado con energía solar dentro del cual se tienen unidades helicoidales (*HR o Helical Rotor*) con un rotor de 4” y las unidades centrífugas (de ahí la sigla C). Las bombas pertenecientes a esta serie pueden elevar agua hasta una altura de 240 m, pueden bombear a una tasa de 21 m³/h, tienen una instalación simple, no requieren mantenimiento, tienen una alta confiabilidad y esperanza de vida y tienen un costo que a largo plazo es menor comparado con otras alternativas de bombeo, incluso menor que el de otras

bombas solares. Algunas de las características de sus componentes y su rendimiento se muestran en las tablas siguientes:

Tabla 4.2 Características de las componentes serie PS 1200 HR/C

Controlador PS 1200
<p>Controla la bomba y monitorea los estados de operación Se monta en superficie Dos entradas para la sonda: dispositivos flotantes o control remoto (Protege la bomba en caso de pozo seco) Se reinicializa automáticamente después de 20 minutos después que la sonda apaga la bomba Protegido contra polaridad reversa, sobrecarga y alta temperatura. Control de velocidad: máxima velocidad de bombeo ajustable a reducir el flujo en 30% Operación solar: MPPT integrado (<i>Maximum power point tracking</i>) Máxima eficiencia: 92% motor + controlador Sellado y a prueba de climas duros Motor ECDrive 1200HR/C</p>
Motor DC sin escobillas
<p>No tiene circuitos electrónicos dentro Funciona con agua en su interior Cojinetes dinámicos Materiales "mojados": acero inoxidable (AISI 316), POM</p>
Terminal bomba (pump end)
<p>Alta esperanza de vida Sin válvula de retorno Protección contra funcionamiento en seco Material: Acero inoxidable (AISI316), goma</p>
Solo bombas HR
<p>Bomba de rotor helicoidal (bomba de desplazamiento positivo) Solo dos partes principales: estator y rotor reparables Estator: hecho de goma resistente a la abrasión Rotor: Acero inoxidable, recubierto en cromo, resistente a la abrasión Más resistente al daño por arena que otros tipos de bombas Auto limpiante</p>

Tabla 4.3: Rendimiento de las unidades de bombeo

PS1200	HR-03	HR-03H	HR-04	HR-04H	HR-07	HR-10	HR-14	C-SJ5-8	C-SJ8-5	C-SJ12-3
Artículo	1228-X	1230-X	1235-X	1240-X	1245-X	1250-X	1255-X	1222	1223	1224
Altura (m)	0-140	140-240	0-80	80-160	40-120	30-80	0-60	0-40	0-24	0-15
Max. Caudal (m ³ /h)	0,5	0,5	0,8	0,8	1,2	1,9	2,7	7,5	11	21
Max. Eficiencia	60	64	60	65	64	64	65	48	48	48
Operación solar	Voltaje nominal 72 - 96 V DC, voltaje max. circuito abierto de 200 V DC									
Generador solar	350-480	420-900	350-420	420-1200	420-1200	420-1200	350-1200	350-1200	350-1200	350-1200
Operación de batería	Voltaje nominal de 72 - 96 V									

La siguiente tabla obtenida de la página web www.lorentz.de muestra como dimensionar el sistema de bombeo cuando se conoce el caudal y la altura de elevación.

Potencia generador solar	Altura	5 m		10 m		15 m		20 m		30 m		40 m		50 m		60 m		70 m	
	Montaje del arreglo	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T

Caudal m³/día

350 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	52	78	22	30	23	29	18	26	14	20	6.8	8.7	6.1	8.3	5.7	7.9	4.9	6.8					
		6	43	62	19	26	18	24	15	20	10	14	6.5	8.3	5.5	7.5	4.8	6.9	4.1	5.8					
		4.5	33	44	16	22	14	19	10	14	6	8	6.0	8.0	4.7	6.2	4.0	5.6	3.5	4.8					
	Tipo de bomba	C-SJ8-5			HR-14						HR-04														
	Caudal peak (l/min)	125			47			40			36			30			13			13			11		9.8
Cable / largo max.	4mm2 / 60m #12 / 200ft												4mm2 / 70m #12 / 230ft												

420 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	60	90	26	31	24	30	20	29	16	23	8.7	13.0	6.8	8.7	6.1	8.3	5.7	7.6					
		6	50	72	22	27	19	25	17	24	12	17	7.5	11.0	6.0	7.9	5.4	7.2	4.8	6.4					
		4.5	39	53	17	24	15	21	14	19	8	11	6.5	8.7	5.0	7.0	4.5	6.0	4.0	5.4					
	Tipo de bomba	C-SJ8-5			HR-14						HR-07			HR-04											
	Caudal peak (l/min)	135			43			42			38			34			20			13			11		10
Cable / largo max.	4mm2 / 60m #12 / 200ft												4mm2 / 70m #12 / 230ft												

480 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	66	95	34	49	30	43	22	30	18	26	14	20	11	14	8.7	13	6.1	8.7					
		6	56	80	28	38	24	32	19	27	15	19	10	14	8.5	12	7.0	10	5.5	7.4					
		4.5	44	60	22	28	18	24	15	21	12	16	7.0	9.5	5.5	7.5	5.0	6.5	4.5	6.0					
	Tipo de bomba	C-SJ8-5			C-SJ5-8				HR-14						HR-07										
	Caudal peak (l/min)	145			80			75			42			36			28			20			19		17
Cable / largo max.	4mm2 / 60m #12 / 200ft												4mm2 / 70m #12 / 230ft												

660 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	82	112	60	86	38	57	26	30	22	29	17	25	14	19	9.8	14	8.7	13.0					
		6	71	98	50	70	32	46	23	29	18	24	14	19	11	15	8.5	12	7.3	11.0					
		4.5	56	74	36	47	24	33	19	25	14	19	10	14	8.0	10	7.0	9.5	6.0	8.5					
	Tipo de bomba	C-SJ8-5				C-SJ5-8				HR-14						HR-07									
	Caudal peak (l/min)	165			135			90			43			42			40			38			20		20
Cable / largo max.	4mm2 / 60m #12 / 200ft												4mm2 / 70m #12 / 230ft												

720 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	87	125	66	93	42	61	33	47	24	30	20	29	18	26	11	14	10	14					
		6	76	106	54	78	35	50	26	36	20	26	18	25	14	19	10	14	9.0	13					
		4.5	59	80	39	53	25	34	22	30	17	24	16	21	9.0	12	9.0	12	8.0	11					
	Tipo de bomba	C-SJ8-5				C-SJ5-8				HR-14						HR-07									
	Caudal peak (l/min)	175			145			95			75			44			43			39			20		20
Cable / largo max.	4mm2 / 60m #12 / 200ft												4mm2 / 70m #12 / 230ft												

840 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	96	133	74	110	57	85	40	60	24	30	22	30	21	29	17	25	14	20					
		6	84	110	63	91	45	65	33	47	22	29	21	28	16	23	12	17	10	14					
		4.5	68	92	46	62	30	41	25	34	20	26	18	24	13	18	10	14	9.0	13					
	Tipo de bomba	C-SJ8-5				C-SJ5-8				HR-14						HR-10		HR-07							
	Caudal peak (l/min)	185			170			150			95			45			43			39			30		20
Cable / largo max.	4mm2 / 60m #12 / 200ft												4mm2 / 70m #12 / 230ft												

1000 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	145	205	84	125	66	100	43	60	34	48	23	30	21	29	17	25	14	20					
		6	130	185	73	105	55	78	34	45	27	36	22	28	18	25	14	21	12	17					
		4.5	103	140	47	65	39	51	26	33	23	31	20	25	15	20	12	16	10	14					
	Tipo de bomba	C-SJ12-3			C-SJ8-5				C-SJ5-8				HR-14						HR-10						
	Caudal peak (l/min)	310			180			160			100			54			52			39			28		30
Cable / largo max.	4mm2 / 40m #12 / 200ft												4mm2 / 70m #12 / 230ft												

1200 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	160	225	120	180	78	110	60	88	42	60	32	45	22	30	18	26	15	21					
		6	150	190	96	134	65	90	47	64	34	44	25	33	20	27	16	23	14	19					
		4.5	125	165	67	90	46	63	33	45	25	34	18	23	18	24	14	19	12	16					
	Tipo de bomba	C-SJ12-3				C-SJ8-5				C-SJ5-8 (max. 40 m)				HR-14				HR-10							
	Caudal peak (l/min)	310			180			160			100			54			52			39			28		30
Cable / largo max.	4mm2 / 40m #12 / 200ft												4mm2 / 70m #12 / 230ft												

Tabla 4.4: Dimensionamiento de un sistema de bombeo LORENTZ (Fuente: www.lorentz.de)

Potencia generador solar	Altura	80 m		90 m		100 m		120 m		140 m		160 m		180 m		200 m		230 m	
	Montaje del arreglo	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T	F	T

Caudal m³/día

350 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	3.8	5.1	3.4	5.0	3.2	4.7	3.0	4.3	2.7	4.0	
		6	3.3	4.4	3.0	4.0	2.7	3.9	2.5	3.3	2.0	2.9	
		4.5	2.8	3.8	2.6	3.5	2.2	3.0	1.7	2.3	1.3	1.8	
	Tipo de bomba	HR-03											
	Caudal peak (l/min)	8.3			7.6			7.2			6.8		6.4
Cable / largo max.	4mm ² / 140m #10 / 500ft												

420 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	4.7	6.9	4.5	5.4	4	5	3.7	5	3	4.2	2.3	3.2	1.7	2.4			
		6	3.9	5.5	3.7	4.7	3.2	4.2	3	4.1	2.5	3.4	2.0	2.7	1.4	1.9			
		4.5	3	4	2.9	3.9	2.4	3.3	2.3	3.2	2	2.7	1.7	2.2	1.0	1.9			
	Tipo de bomba	HR-04H			HR-03						HR-03H								
	Caudal peak (l/min)	9.5			7.9			7.6			7.2			6.8			6.1		5.3
Cable / largo max.	#10 / 400ft			4mm ² / 140m #10 / 500ft						6mm ² / 180m #8 / 750ft									

480 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	5.7	8.2	5.5	8.0	5.0	7.0	4.5	6.5	3.3	4.5	2.8	4.0	2.3	3.0	1.9	2.7	1.6	2.3				
		6	4.8	6.7	4.4	6.5	3.8	5.3	3.4	4.8	3.0	4.0	2.4	3.3	1.9	2.5	1.6	2.2	1.3	1.8				
		4.5	3.9	5.2	3.3	4.5	2.6	3.5	2.2	3.0	2.6	3.5	1.9	2.5	1.5	2.0	1.2	1.6	1.0	1.3				
	Tipo de bomba	HR-04H						HR-03			HR-03H													
	Caudal peak (l/min)	12			11			10			9.5			7.2			6.4			6.1			6.1	
Cable / largo max.	4mm ² / 110m #10 / 450ft						#10 / 500ft			6mm ² / 180m #8 / 750ft			8mm ² / 230m #8 / 750ft											

660 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	8.0	11.5	6.5	8.0	5.5	7.8	5.1	7.4	4.5	6.4	3.3	4.6	3.2	4.3	3.0	4.1	2.1	3.7							
		6	6.5	9.2	5.5	7.4	4.9	6.7	4.0	5.8	3.5	5.0	3.0	4.2	2.8	3.7	2.5	3.3	1.8	2.8							
		4.5	5.0	7.0	4.5	6.0	4.3	5.5	3.0	4.2	2.5	3.5	2.7	3.7	2.4	3.2	2.0	2.5	1.5	2.0							
	Tipo de bomba	HR-07			HR-04H						HR-03H																
	Caudal peak (l/min)	19			13			13			12			12			6.8			6.8			6.8			6.8	
Cable / largo max.	#10 / 300ft			6mm ² / 170m #10 / 450ft						6mm ² / 180m #8 / 750ft			8mm ² / 230m #8 / 750ft														

720 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	9.4	14.0	8.7	13.0	6.0	8.0	5.7	8.0	5.3	7.0	3.7	5.0	3.5	4.7	3.3	4.2	3.0	4.0					
		6	8.2	12.0	7.4	11.0	5.8	7.0	5.0	6.5	4.4	5.9	3.5	4.7	3.3	4.4	3.0	3.9	2.5	3.4					
		4.5	7.0	9.5	6.0	8.1	5.5	6.1	4.0	5.4	3.5	4.7	3.3	4.5	3.0	4.0	2.7	3.6	2.0	2.7					
	Tipo de bomba	HR-07				HR-04H						HR-03H													
	Caudal peak (l/min)	20		19		13			13			12			6.8			6.8			6.8			6.8	
Cable / largo max.	4mm ² / 100m #10 / 350ft				6mm ² / 170m #10 / 500ft						6mm ² / 180m #8 / 750ft			8mm ² / 230m #8 / 750ft											

840 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	10	14	9.4	14	8.0	12	7.2	11	6.0	7.2	4.2	5.2	4.0	5.0	3.7	4.4	3.3	4.2					
		6	8.9	12	8.4	12	7.3	10	6.5	9	5.2	6.4	3.9	5.0	3.6	4.7	3.4	4.2	3.1	4.0					
		4.5	7.8	10	7.3	9.8	6.5	8.8	5.5	7.4	4.4	6.0	3.5	4.7	3.2	4.3	3.0	4.1	2.8	3.8					
	Tipo de bomba	HR-07						HR-04H			HR-03H														
	Caudal peak (l/min)	20		19		18			17			12			6.8			6.8			6.8			6.8	
Cable / largo max.	4mm ² / 100m #10 / 350ft				6mm ² / 130m #10 / 400ft			#10 / 500ft			6mm ² / 180m #8 / 750ft			8mm ² / 230m #8 / 750ft											

1000 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	13	18	10	14	9	13	8.5	12	6.5	8			
		6	11	15	9	12	8	11	7.6	11	5.8	7.4			
		4.5	9	12	8	11	7	9.5	6.7	9	5	6.8			
	Tipo de bomba	HR-10			HR-07						HR-04H				
	Caudal peak (l/min)	30			19			18			17			12	
Cable / largo max.	#10 / 300ft			6mm ² / 130m #10 max. 400ft						#10 / 500ft					

1200 Wp	Irradiación kWh/m ² /día	7.5	14	20	11	14	10	13	9.5	12	7.0	8.3			
		6.0	13	17	10	13	9.0	12	8.5	11	6.4	8.3			
		4.5	11	15	9.2	12	8.0	11.0	7.5	10	5.7	7.7			
	Tipo de bomba	HR-10			HR-07						HR-04H				
	Caudal peak (l/min)	30			19			18			17			12	
Cable / largo max.	#10 / 300ft			6mm ² / 130m #10 max. 400ft						#10 / 500ft					

Tabla 4.4 (cont.): Dimensionamiento de un sistema de bombeo LORENTZ (Fuente: www.lorentz.de)

Para leer la tabla anterior se sugiere encontrar la altura de bombeo en la parte superior de la tabla y luego leer la columna bajo este dato. La letra F indica que el arreglo está fijo y la letra T indica que el arreglo está *trackeado*. A continuación se encuentra el caudal que se requiere para una irradiación de 4.5, 6 o 7.5 kWh/m²/día. Para un caudal mayor se busca más abajo en la misma columna. El tamaño de la tubería de bombeo se diseña en base al caudal peak en lts/min. Además se pone el tamaño y longitud del cable que se debe usar para lograr un funcionamiento óptimo.

4.3.1.2 Elección de bombas Lorentz

Del capítulo anterior se puede obtener una tabla con las irradiaciones promedio mensuales para cada mes del año en kWh/m²/día. Esto se muestra en la tabla 4.5. Si se promedian las irradiaciones para el periodo septiembre – abril se obtiene 5.2 kWh/m²/día, con lo cual se leerá el dato dado por la irradiación 6 kWh/m²/día de la tabla anterior.

Tabla 4.5: Tabla de irradiación promedio mensual en kWh/m²/día

Enero	6.6	Abril	3.8	Julio	2.1	Octubre	4.6
Febrero	6.1	Mayo	2.4	Agosto	2.7	Noviembre	5.5
Marzo	5.3	Junio	1.7	Septiembre	3.6	Diciembre	6.4

A continuación se busca la potencia para el tramo 1: En la tabla 4.4 se busca la altura más cercana a la altura del tramo 1 (16 m) que resulta ser 15 m. Luego en esta columna se puede ver que se necesita una instalación de 480 Wp de paneles y una bomba centrífuga modelo C-SJ5-8 para elevar 32 m³/día en un arreglo *trackeado* considerando una irradiación de 6 kWh/m²/día, y se necesitan 660 Wp para elevar este mismo caudal si el arreglo está fijo. Para la potencia del tramo 2 se procede de igual manera buscando la columna que coincida con una altura de 80 m. Se encuentra que se necesitan 1200 Wp y una bomba de desplazamiento positivo HR-10 para elevar 17 m³/día en un arreglo *trackeado* y 13 m³/día en un arreglo fijo. El

caudal se duplicaría si se ocupan dos bombas similares conectadas en paralelo y el doble de potencia en paneles, es decir 2400 Wp.

La otra alternativa consiste en colocar una única estación de bombeo en el estanque de regulación y bombear el agua en una sólo tirada. El estanque intermedio seguiría conectado a la impulsión y sería útil en caso de que eventualmente no llegara agua al estanque de regulación. De la misma tabla 4.4 se puede ver que para esta alternativa se necesitan 3 bombas de desplazamiento positivo HR-07 y 3000 Wp de potencia. Las bombas tienen que estar conectadas en paralelo, ya que en caso que falle una de ellas, pueden seguir las otras dos funcionando. La siguiente tabla resume los equipos Lorentz elegidos y su costo.

Tabla 4.6: Dimensionamiento con bombas Lorentz

Tramo	Altura (m)	Bomba	Potencia paneles (Wp)	Caudal (m ³ /día) arreglo fijo	Caudal (m ³ /día) arreglo trackeado
1	16	1 bomba centrífuga C-SJ5-8	660	32	46
2	80	2 bombas de desplazamiento positivo HR-10	2400	26	34
Una tirada	96	3 bombas de desplazamiento positivo HR-07	3000	24	33

Cada bomba y su controlador cuesta aproximadamente US\$2500. Si se ocupan paneles “Sharp”, el costo aproximado de 3000 Wp en paneles sería de US\$17500. Con esto, el costo de bombas + paneles sería de US\$20000.

Finalmente, por una razón de seguridad de bombeo, se elegirá elevar el agua en un solo tramo de bombeo, para lo cual se dispondrá una estación de bombeo ubicada en el estanque de captación consistente en tres bombas Lorentz HR-07. El bombeo en dos tramos presenta el problema que el tramo 1 necesita solo una bomba, la cual si eventualmente llegara a fallar, dejaría a todo el sistema sin el recurso.

Capítulo 5: Diseño de obras y presupuesto

Para proceder al diseño de las obras se usará el levantamiento topográfico hecho en el cerro Calán el año 2004 con el fin de implementar el proyecto de riego para éste. Con la ayuda de este levantamiento se diseñará la captación de agua y la aducción gravitacional, la cual irá desde el canal Lo Fontecilla hasta la cámara de regulación en la que se instalará el grupo de bombas, y luego toda la franja de la impulsión, desde la cámara señalada en último término hasta el estanque superior. Este levantamiento se hizo, en planta, a escala 1:750, y en perfil longitudinal, a escalas 1:1000 horizontal y 1:200 vertical. Se contará con los planos del proyecto en los cuales se podrán visualizar las descripciones de las obras mostradas en este capítulo.

5.1 Descripción de las obras

Por los cálculos hechos en la simulación de bombeo se tiene que el caudal máximo horario ocurre en verano pasado el mediodía y tiene un valor de 120 l/min o 2 l/s. Se debe evitar a toda costa el agotamiento de agua en la cámara de regulación dado que las bombas deben estar sumergidas todo el tiempo. Por esta razón se diseñará la impulsión para un caudal igual a 6 l/s. Los rebases en la cámara de regulación se evitarán diseñando los muros de manera que su cresta quede a una cota mayor que la cota del espejo de agua en la cámara de captación. Esto será explicado con mayor detalle en los párrafos que siguen.

5.1.1 Cámara de captación y conducción gravitacional

Para disponer el caudal necesario se consulta materializar su captación en el canal Lo Fontecilla, el cual baja en ese tramo junto a la vereda norte de la calle

Charles Hamilton y a unos 120 m antes de la intersección de esta calle con la vía denominada Camino del Observatorio, donde el canal se desvía hacia la derecha para regar unos terrenos situados en una terraza inferior. En el punto de desvío existe una cámara, e inmediatamente agua arriba de ésta, se proyecta la cámara de captación para la aducción gravitacional, en presión, hasta la cámara de regulación desde la cual saldrá la impulsión.

La cámara de captación que se proyecta recibirá las aguas del canal Lo Fontecilla a través de un corto tubo que permitirá empalmar el canal de sección trapecial con dicha cámara. Ella será de hormigón armado de dimensiones interiores de 1,40 m de longitud por 1,00 m de ancho y 1,40 de profundidad. Los muros exteriores serán de hormigón armado de 0,15 m de espesor y el radier del mismo espesor y materiales. La cámara estará dividida por un tabique vertical en sentido transversal y dejando de esa forma dos compartimientos independientes. El tabique también será de hormigón armado de 0,10 m de espesor y su parte superior tendrá forma redondeada, con su cresta a la cota 760,20 m.s.n.m. las que hará las veces de vertedero de rebalse para evacuar hacia el segundo compartimiento de la cámara los excedentes de caudal que vengan por el canal y que no se deriven hacia la aducción.

El segundo compartimiento de la cámara ya indicado, comunicará por medio de un corto tramo de tubo de PVC de 0,30 m de diámetro, con la cámara existente del canal, desde la cual se deriva el caudal hacia el norte de la calle Charles Hamilton. Desde el primer compartimiento de la cámara descrita sale la tubería de aducción, la que será PVC Clase 6, diámetro 125 mm. En su extremo inicial llevará una rejilla que colará los elementos cuyo ingreso a la aducción interesa impedir. La clave de la tubería de aducción estará a la cota 759,64 m.s.n.m. con lo cual tendrá una presión inicial de 0,56 m más la carga del vertedero. La aducción saldrá de la cámara en dirección sur e inmediatamente, mediante una curva de 90°, tomará la dirección de la calle Charles Hamilton.

Desde la cámara de captación, el agua se conducirá en presión por un costado de la vereda norte de la calle Charles Hamilton, por un trayecto de 120 m hasta una cámara por la cual se accede a un sifón existente, el cual cruza la calle hasta su costado sur. Este sifón se aprovechará para materializar el cruce de la calle, introduciendo por el interior de la tubería del sifón existente, la aducción de PVC Clase 6, diámetro 125 mm. Una vez que la aducción cruza la calle, ella continúa paralela a la misma por otros 121 m, hasta llegar a entregar su caudal a la cámara de regulación desde la cual saldrá la tubería de impulsión. Según manuales de instalación de PVC, este debe ser enterrado a una profundidad no menor a 1,2 m en sectores con tránsito. En terreno de bajo tránsito o tránsito liviano, la profundidad puede ser menor. Debido a que el tramo ubicado fuera del predio se encuentra a un costado de la vereda, se considerará una profundidad mínima de colocación de la tubería de 1 m, mientras que dentro de los terrenos de la Universidad, ésta se considerará en 0,8 m.

En resumen, la aducción gravitacional que se proyecta tendrá una longitud de 252 m, un caudal máximo de diseño de 6 l/s y una diferencia de nivel del eje hidráulico, en régimen, de 0,77 m. Los detalles de diseño de las obras descritas pueden verse en los planos adjuntos.

5.1.2 Cámara de regulación

Como se dijo anteriormente, la aducción termina en la cámara de regulación, la cual consistirá en un estanque de hormigón armado de 2,00 de longitud por 1,50 m de ancho y 2,50 m de profundidad útil, quedando 0,44 m de mayor altura desde el nivel máximo de aguas hasta la parte superior de la losa que cubre el estanque. Los muros laterales y el radier de la cámara serán de 0,20 m de espesor y la losa superior de 0,15 m de espesor. En el fondo de la cámara irán hincadas en forma vertical las tres bombas Lorentz que impulsarán el agua hacia los estanques superiores del cerro por una conducción de 715 m y un desnivel geométrico de 96 m.

5.1.3 Impulsión

La impulsión consistirá en una tubería de PVC de 60 mm de diámetro, la cual será de clase 16 en los tramos bajos debido a que éstos se encuentran a mayores presiones, y de clase 10 en los tramos más altos. Las características de los tramos de la impulsión se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 6.1: Características de los tramos de la tubería de impulsión

Tramo N°	Longitud (m)	Diámetro del tramo (mm)	Tipo de tubo
1	25.6	60	PVC, Clase 16
2	16.0	60	PVC, Clase 16
Derivación a estanque intermedio	10.0	60	PVC, Clase 16
3	179.0	60	PVC, Clase 16
4	7.6	60	PVC, Clase 16
5	4.3	60	PVC, Clase 16
6	14.1	60	PVC, Clase 16
7	3.3	60	PVC, Clase 16
8	9.3	60	PVC, Clase 16
9	291.4	60	PVC, Clase 10
10	128.4	60	PVC, Clase 10
11 (descarga a estanque superior)	4.4	60	PVC, Clase 10

Las características de las piezas especiales consultadas con el diseño de la impulsión se encuentran en las figuras siguientes. Las condiciones hidráulicas de trabajo de los distintos elementos de la impulsión se presentan en el Anexo N°1 Memoria de Cálculo, el cual incluye un análisis computacional del comportamiento de las piezas especiales necesarias para el control de presiones (A.R.I. Plan – Sizing and Location Program)

5.2 Presupuesto

A continuación se presenta el presupuesto estimativo del costo de las obras, el cual se incluye en una versión detallada y luego en una versión resumida.

Tabla 6.2: Presupuesto detallado

ITEM	DESIGNACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS (\$)	
				UNITARIO	TOTAL
1	INSTALACIÓN DE FAENAS		1	300,000	300,000
2	REPLANTEO, TRAZADO Y NIVELES DE OBRAS		1	130,000	130,000
3	ADUCCIÓN				
3.1	MOVIMIENTO DE TIERRAS				
3.1.1	Excavaciones de zanja de 0 a 2 m de profundidad	m3	284	400	113,600
3.1.2	Excavaciones de zanja de 2 a 4 m de profundidad	m3	1	600	600
3.1.3	Confección cama de arena compactada	m3	18	6,000	108,000
3.1.4	Relleno inicial y lateral (arena o suelos clase II o III)	m3	47	2,500	117,500
3.1.5	Relleno superior con material de las excavaciones	m3	216	1,500	324,000
3.1.6	Retiro y transporte de excedentes	m3	104	2,000	208,000
3.2	TRANSPORTE DE CAÑERÍAS Y PIEZAS ESPECIALES				
3.2.1	Transporte de tuberías y piezas especiales	Kg	920	5	4,600
3.3	TRANSPORTE INTERNO, COLOCACIÓN Y PRUEBA DE CAÑERÍAS Y PIEZAS ESPECIALES				
3.3.1	Transporte interno, colocación y prueba de tuberías de PVC Clase 6, diámetro 125 mm, unión Anger	m	252	450	113,400
3.3.2	Confecciones de Junturas Bridas, incluyendo suministro de empaquetaduras y pernos, D = 125 mm	N°	3	12,000	36,000
3.4	OBRAS CIVILES				
3.4.1	Machones de anclaje	N°	8	15,000	120,000
3.4.2	Dado de refuerzo	m3	1	50,000	50,000
3.4.3	Cámara de carga aducción				
3.4.3.1	Excavaciones a mano de 0 a 2 m de profundidad	m3	3.6	3,000	10,800
3.4.3.2	Retiro y transporte de excedentes	m3	3.6	2,000	7,200
3.4.3.3	Hormigón H-20	m3	16	62,000	99,200
3.4.3.4	Acero calidad A44-26H diám 10 mm	Kg	50	400	20,000
3.4.3.5	Emplantillados de hormigón 170 Kg cem/m3, e = 0,10 m	m3	1	45,000	45,000
3.4.3.6	Moldajes	m2	16	6,200	99,200
3.4.3.7	Tapas metálicas 1,1 x 0,70 m	N°	2	70,000	140,000
3.4.3.8	Escalones	N°	4	2,000	8,000

ITEM	DESIGNACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS (\$)	
				UNITARIO	TOTAL
3.5	SUMINISTRO DE PIEZAS ESPECIALES				
3.5.1	Piezas especiales de hierro fundido, sin mecanismo con Unión Anger	Kg	255	450	114,750
3.5.2	Piezas especiales de hierro fundido, sin mecanismo con 1 Brida	Kg	35	1,500	52,500
3.6	SUMINISTRO DE CAÑERÍAS				
3.6.1	Suministro de tuberías de PVC Clase 6, unión Anger, D = 125 mm	m	264	2,567	677,688
3.7	ROTURA Y REPOSICIÓN DE PAVIMENTO				
3.7.1	Demolición pavimento asfáltico existente, e = 0,35 m	m3	4.4	12,204	53,698
3.7.2	Carpeta asfáltica e = 0,05 m	m2	12.6	12,548	158,105
3.7.3	Base estabilizada CBR > 80%, e = 0,15 m	m3	1.9	23,376	44,414
3.7.4	Sub base granular CBR > 40%, e = 0,15 m	m3	1.9	20,282	38,536
4	SISTEMA DE ELEVACIÓN				
4.1	MOVIMIENTO DE TIERRAS				
4.1.1	Excavaciones de zanja de 0 a 2 m de profundidad	m3	533	400	213,200
4.1.2	Excavaciones de zanja de 2 a 4 m de profundidad	m3	0	600	0
4.1.3	Confección cama de arena compactada	m3	49	6,000	294,000
4.1.4	Relleno inicial y lateral (arena o suelos clase II o III)	m3	119	2,500	297,500
4.1.5	Relleno superior con material de las excavaciones	m3	360	1,500	540,000
4.1.6	Retiro y transporte de excedentes	m3	244	2,000	488,000
4.2	TRANSPORTE DE CAÑERÍAS Y PIEZAS ESPECIALES				
4.2.1	Transporte de tuberías y piezas especiales	Kg	2859	5	14,295
4.3	TRANSPORTE INTERNO, COLOCACIÓN Y PRUEBA DE CAÑERÍAS, PIEZAS ESPECIALES Y EQUIPOS DE BOMBEO				
4.3.1	Transporte interno, colocación y prueba de tuberías de PVC, Clase 10, D = 60 mm, unión Anger	m	419.69	450	188,861
4.3.2	Transporte interno, colocación y prueba de tuberías de PVC, Clase 16, D = 60 mm, unión Anger	m	228	450	102,600
4.3.3	Confecciones de Junturas Bidas, incluyendo suministro de empaquetaduras y pernos, D = 50 mm	Nº	7	4,800	33,600
4.3.4	Instalación válvulas de bola D = 50 mm	Nº	4	20,000	80,000
4.3.5	Instalación válvulas de ventosa D = 50 mm	Nº	4	20,000	80,000
4.3.6	Instalación válvulas control de nivel, D = 100 mm	Nº	1	30,000	30,000
4.4	OBRAS CIVILES				
4.4.1	Machones de anclaje en piezas especiales	Nº	21	15,000	315,000
4.4.2	Machones de apoyo	Nº	5	20,000	100,000
4.4.3	Machones de anclaje en tuberías	Nº	59	30,000	1,770,000
4.4.4	Pozo de bombeo V = 4 m3				
4.4.4.1	Excavaciones de 0 a 2 m de profundidad	m3	6	3,000	18,000
4.4.4.2	Excavaciones mesa	m3	23	600	13,800
4.4.4.3	Retiro y transporte de excedentes	m3	29	2,000	58,000
4.4.4.4	Hormigón H-20	m3	3.3	62,000	204,600

ITEM	DESIGNACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS (\$)	
				UNITARIO	TOTAL
4.4.4.5	Acero calidad A44-26H diám 8 mm	Kg	101	400	40,400
4.4.4.6	Acero calidad A44-26H diám 10 mm	Kg	4	400	1,600
4.4.4.7	Emplantillados de hormigón 170 Kg cem/m3, e = 0,10 m	m3	0.3	45,000	13,500
4.4.4.8	Moldajes	m2	27	6,200	167,400
4.4.4.9	Tapas metálicas 0,60 x 0,60 m	Nº	1	70,000	70,000
4.4.4.10	Tapa y afianzamiento bomba	Nº	1	50,000	50,000
4.4.4.11	Escalones	Nº	6	2,000	12,000
4.4.5	Cámara para válvula de compuerta				
4.4.5.1	Excavaciones de 0 a 2 m de profundidad	m3	2	3,000	6,000
4.4.5.2	Retiro y transporte de excedentes	m3	2	2,000	4,000
4.4.5.3	Hormigón H-20	m3	0.7	62,000	43,400
4.4.5.4	Acero calidad A44-28H diám 10 mm	Kg	17	400	6,800
4.4.5.5	Radier de hormigón 170 Kg-cem/m3, e = 0,15 m	m3	0.3	45,000	13,500
4.4.5.6	Moldajes	m2	9	6,200	55,800
4.4.5.7	Tapas metálicas 1,10 x 0,55 m	Nº	2	70,000	140,000
4.4.5.8	Escalones	Nº	3	2,000	6,000
4.4.6	Cámara de Válvulas para válvula de control de niveles y ventosa				
4.4.6.1	Excavaciones de 0 a 2 m de profundidad	m3	1.4	3,000	4,200
4.4.6.2	Retiro y transporte de excedentes	m3	1.4	2,000	2,800
4.4.6.3	Hormigón H-20	m3	0.8	62,000	49,600
4.4.6.4	Acero calidad A44-28H diám 10 mm	Kg	19	400	7,600
4.4.6.5	Radier de hormigón 170 Kg-cem/m3, e = 0,15 m	m3	0.3	45,000	13,500
4.4.6.6	Moldajes	m2	9	6,200	55,800
4.4.6.7	Tapas metálicas 1,00 x 0,60 m	Nº	2	70,000	140,000
4.4.6.8	Escalones	Nº	3	2,000	6,000
4.4.7	Atraveso por Alcantarilla existente y obras anexas <i>Obra de Entrada</i>				
4.4.7.1	Decantador en mampostería de piedra	m2	33	10,000	330,000
4.4.7.2	Muro de boca	Nº	1	225,000	225,000
4.4.7.3	Muro de ala <i>Obra de salida</i>	Nº	2	210,000	420,000
4.4.7.4	Obra de descarga en mampostería de piedra	m2	24	10,000	240,000
4.4.7.5	Muro de boca	Nº	1	170,000	170,000
4.4.7.6	Muro de ala	Nº	2	180,000	360,000
4.5	SUMINISTRO DE PIEZAS ESPECIALES				
	Piezas en impulsión				
4.5.1	Piezas especiales de fierro fundido sin mecanismo con Unión Anger	Kg	118	450	53,100
4.5.2	Piezas especiales de fierro fundido sin mecanismo con 1 Brida	Kg	0	660	0
4.5.3	Piezas especiales de fierro fundido sin mecanismo con 2 o más bridas	Kg	0	1,425	0
4.5.4	Acoplamiento K-10 y piezas en pozo de bombeo	Nº	25	5,656	141,400
4.5.5	Piezas especiales de fierro fundido sin mecanismo con Unión Anger	Kg	21	450	9,450

ITEM	DESIGNACIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIOS (\$)	
				UNITARIO	TOTAL
4.5.6	Piezas especiales de fierro fundido sin mecanismo con 1 Brida	Kg	16	660	10,560
4.5.7	Piezas especiales de fierro fundido sin mecanismo con 2 o más bridas	Kg	98	1,425	139,650
4.5.8	Piezas especiales de acero	Kg	218	1,700	370,600
4.5.9	Piezas especiales de acero Bidas soldadas	Kg	21	1,700	35,700
4.5.10	Adaptador universal Modelo A, D = 75 mm	Nº	4	12,785	51,140
4.5.11	Idem, D = 100 mm	Nº	3	16,549	49,647
4.5.12	Válvulas Brida, de compuerta, de cierre elastomérico, tipo Bayard OCA-2C o similar, D = 75 mm	Nº	2	60,168	120,336
4.5.13	Válvulas de retención BB D = 75 mm	Nº	1	22,471	22,471
4.5.14	Válvulas de bola D = 50 mm	Nº	4	46,919	187,676
4.5.15	Válvulas de ventosa, marca Ari, modelo D040 o similar, D = 50 mm	Nº	1	155,195	155,195
4.5.16	Válvulas de ventosa, marca Ari, modelo D050 o similar, D = 50 mm	Nº	3	155,195	465,585
4.5.17	Válvula de control de niveles, marca Bermad, Mod. 750-66-B, D = 100 mm	Nº	1	1,131,286	1,131,286
4.5.18	Presóstato digital, marca Veto, Mod. T0312006, Rango 0 - 250 psi	Nº	1	426,921	426,921
4.5.19	Bomba Lorentz HR-07 + controlador PS1200	Nº	3	1,380,000	4,140,000
4.5.20	Paneles solares Sharp + sistema de montaje	Watts peak	3000	3,100	9,300,000
4.6	SUMINISTRO DE CAÑERÍAS				
4.6.1	Suministro de tuberías de PVC Clase 16, unión Anger, D = 60 mm	m	438	3,141	1,375,758
4.6.2	Suministro de tuberías de PVC Clase 10, unión Anger, D = 60 mm	m	240	4,970	1,192,800
TOTAL COSTO DIRECTO (\$)				30,070,422	

Fuente: www.vinilit.cl, Catálogo de productos tienda HOMECENTER.

5.3 Amortización del proyecto

Como puede verse en los puntos 4.5.19 y 4.5.20 el costo conjunto entre bombas y paneles es de \$13.440.000 lo cual corresponde al 45% del costo total del proyecto. Si el proyecto se hubiera realizado con bomba convencional se tendría que costear una bomba de 10 HP de potencia cuyo costo bordea los \$2.000.000 para elevar un caudal de 1 lt/s durante 8 horas (lo cual corresponde a un volumen diario de agua de 30 m³). También habría que costear el empalme al sistema eléctrico cuyo valor es independiente de la potencia de la bomba y que corresponde aproximadamente a \$3.400.000. Es decir, con bombeo convencional se costearía \$5.400.000 por concepto de bomba y empalme.

Tabla 6.2: Resumen del presupuesto

ITEM	DESIGNACIÓN	COSTO (\$)	TOTAL (\$)
1	INSTALACIÓN DE FAENAS	300,000	300,000
2	REPLANTEO, TRAZADO Y NIVELES DE OBRAS	130,000	130,000
3	ADUCCIÓN		3,059,544
3.1	MOVIMIENTO DE TIERRAS	871,700	
3.2	TRANSPORTE DE CAÑERÍAS Y PIEZAS ESPECIALES	4,600	
3.3	TRANSPORTE INTERNO, COLOCACIÓN Y PRUEBA DE CAÑERÍAS Y PIEZAS ESPECIALES	149,400	
3.4	OBRAS CIVILES	599,400	
3.5	SUMINISTRO DE PIEZAS ESPECIALES	167,250	
3.6	SUMINISTRO DE CAÑERÍAS	972,441	
3.7	ROTURA Y REPOSICIÓN DE PAVIMENTO	294,753	
4	SISTEMA DE ELEVACIÓN		26,875,631
4.1	MOVIMIENTO DE TIERRAS	1,832,700	
4.2	TRANSPORTE DE CAÑERÍAS Y PIEZAS ESPECIALES	14,295	
4.3	TRANSPORTE INTERNO, COLOCACIÓN Y PRUEBA DE CAÑERÍAS,	515,061	
4.4	OBRAS CIVILES	5,134,300	
4.5	SUMINISTRO DE PIEZAS ESPECIALES	16,810,717	
4.6	SUMINISTRO DE CAÑERÍAS	2,568,558	
	TOTAL COSTO DIRECTO		30,070,422
	GASTOS GENERALES, IMPREVISTOS (25%)		7,517,606
	TOTAL SIN IVA		37,588,028
	IVA (19%)		7,141,725
	TOTAL		44,729,753

Sin embargo, con bombeo convencional se debe costear el valor de la energía eléctrica consumida de la red cuyo valor actual corresponde a \$115 el kWh. Un cálculo sencillo muestra que una bomba de 10 HP funcionando 8 horas diarias equivale a un consumo de 7.457 Watts x 8 horas = 59,7 kWh por día. Esto último multiplicado por 365 equivale a un consumo energético de 21.744 kWh por año lo cual en costo se traduce en 21.744 x 115 = \$2.500.560 al año. Si se considera un escenario favorable en el cual el costo de la energía permanece constante igual a 115 \$/kWh, se puede calcular en cuantos años se puede recuperar el capital invertido en las bombas solares y en paneles solares: si se supone un costo de oportunidad de 10%, el valor actual neto de un proyecto convencional al término del cuarto año de operación será de:

$$VAN(10\%, 4 \text{ años}) = \$14.119.083$$

Este valor es ligeramente mayor al costo de inversión en bombas y paneles solares que es igual a \$13.440.000 con lo cual la inversión por concepto de *tipo de bombeo* se recupera en 4 años.

El costo total del proyecto tiene que compararse con el costo que se incurre en agua potable para riego, el cual alcanza un valor de \$2.000.000 al año. Si se considera que el costo del agua potable permanece constante, entonces el proyecto de bombeo no es rentable. Si se considera una tasa de variación anual de $r\%$ para la tarifa de agua potable y un costo de oportunidad de 10%, entonces se plantea el VAN por concepto de pago de agua potable, previamente definiendo $p = (1+r/100)$ y $q = p/1,1$

$$VAN (10\%, \text{ año } n) = \$2.000.000 \times (1 + r^1 1,1^{-1} + r^2 1,1^{-2} + \dots + r^{n-1} 1,1^{-(n-1)})$$

Esta VAN debe ser igual al costo total del proyecto = \$44.729.753

$$\longrightarrow 1 + q + q^2 + \dots + q^{n-1} = 44.729.753/2.000.000 = 22,36$$

$$\longrightarrow \text{Esto tiene solución si } 1 + 22,36(q - 1) > 0, \text{ es decir si } q > 1 - 22,36^{-1} = 0,9553$$

$$\longrightarrow \text{Es decir si } p > 0,9553 \times 1,1 = 1,05$$

El análisis anterior concluye que el proyecto será rentable si la tasa con la que aumenta la tarifa del agua potable es mayor a 5% al año, considerando un costo de oportunidad del 10%. Por ejemplo, si la tarifa del agua potable aumenta en 6% anual, el proyecto se amortiza en 45 años; si aumenta en 7% anual, el proyecto se amortiza en 34 años; si aumenta en 8%, se amortiza en 28 años; si aumenta en 9%, se amortiza en 25 años y si aumenta en 10%, se amortiza en 22 años.

Capítulo 6: Simulación de bombeo

La simulación de bombeo servirá para verificar con datos reales el funcionamiento del sistema de bombeo con las variables elegidas en los capítulos anteriores e indicará si es necesario redimensionar alguna de éstas en caso que la demanda de agua no sea satisfecha para un mes particular. Ocupando la base de datos disponible se podrán simular los caudales elevados cada media hora entre las 00:00 del 1° de Enero de 2000 y las 24:00 del 31 de diciembre de 2007.

6.1 Descomposición de la radiación incidente

A diferencia de lo que se hizo en el capítulo 3, aquí es necesario estimar la radiación difusa a nivel horario a partir de la radiación horizontal global horaria R_G que es dato. Primero, se define el índice de claridad horaria como el cuociente entre la radiación global horaria R_G y la radiación extraterrestre horaria definida por la ecuación 3.5:

$$k_T = \frac{R_G}{H_{extraterrestre}} \quad \text{ec. 6.1}$$

Con este índice se procede a calcular la radiación difusa horaria R_{dif} , mediante el siguiente conjunto de ecuaciones:

$$\frac{R_{dif}}{R_G} = \begin{cases} 1.0 - 0.09k_T & k_T \leq 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604k_T + 4.388k_T^2 - 16.638k_T^3 + 12.336k_T^4 & 0.22 < k_T \leq 0.80 \\ 0.165 & k_T > 0.80 \end{cases} \quad \text{ec. 6.2}$$

Luego, la radiación directa horizontal horaria se calcula como: $R_{directa} = R_G - R_{dif}$ y finalmente la radiación en el plano del panel se calcula como:

$$R_t = R_{directa} \frac{\cos \theta}{\cos \theta_c} + R_{dif} \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho R_G \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad \text{ec. 6.3}$$

Donde las variables θ , θ_c , β son las mismas descritas en el capítulo 3.

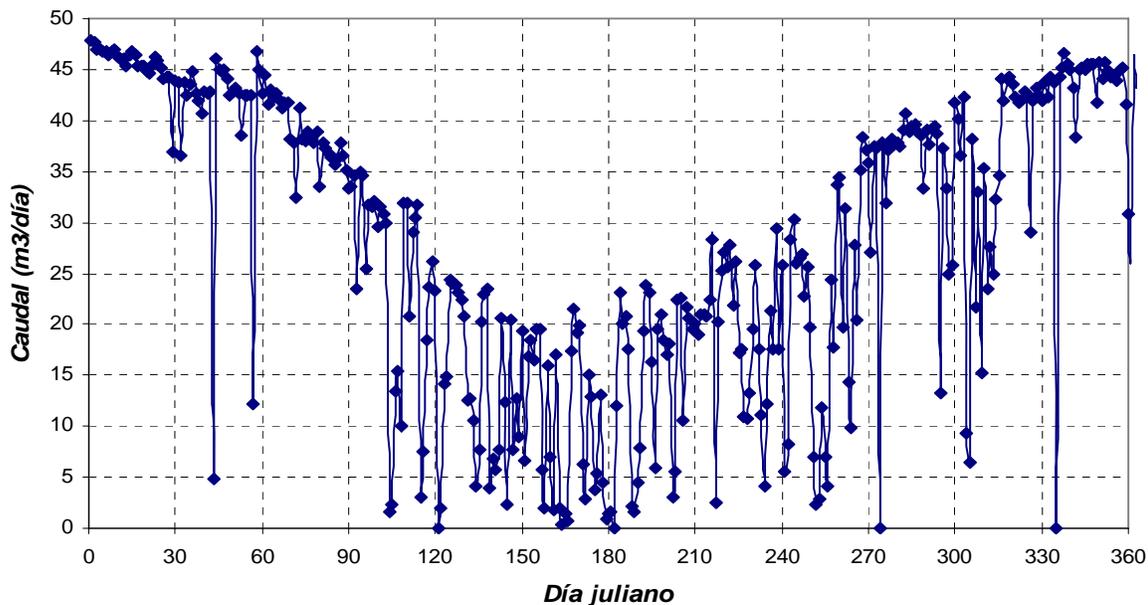
6.2 Resultados de la simulación

Con la ecuación anterior se obtiene la radiación a nivel horario que incide sobre el plano del panel. Dado que los datos se tienen cada media hora, es preciso multiplicar la radiación incidente en el panel por 0,5 y por el área del panel para obtener la energía que le llega al panel en ese intervalo de tiempo en unidades Watts- hora. Con este dato y siguiendo el algoritmo descrito en el punto 3.3 se puede obtener el volumen de agua que es posible elevar en este intervalo de tiempo. Con la base de datos disponible se podrán simular los caudales elevados cada media hora entre las 00:00 del 1° de Enero de 2000 y las 24:00 del 31 de diciembre de 2007. Los cálculos se harán considerando las variables elegidas:

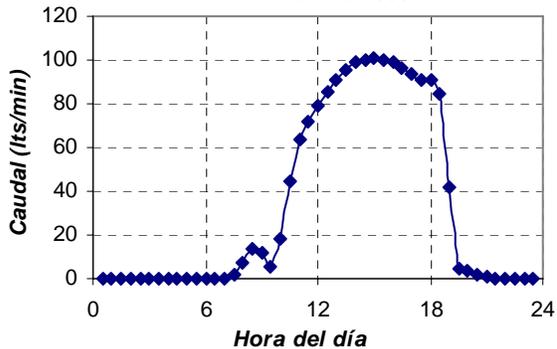
<i>Potencia instalada</i>	=	<i>3000 Wp</i>
<i>Área de paneles</i>	=	<i>20 m²</i>
<i>Alternativa de tracking</i>	=	<i>N°4 (tracking en azimut y variación manual inclinación)</i>
<i>Tubería</i>	=	<i>PVC Clase 10 60 mm</i>
<i>Bombeo en un tramo</i>		

La potencia instalada corresponde a la determinada en el capítulo 4 para elevar un promedio de 30 m³/día mediante tres bombas Lorentz HR-07. Para cada año entre 2000 y 2007 se mostrará a continuación una serie de gráficos que corresponden a cantidad de m³ elevados cada día del año y cuatro gráficos que muestran como varía el caudal a lo largo del día. Estos cuatro gráficos se tomaron para cuatro fechas representativas como son: 1 de enero, 1 de abril, 1 de septiembre y 1 de noviembre.

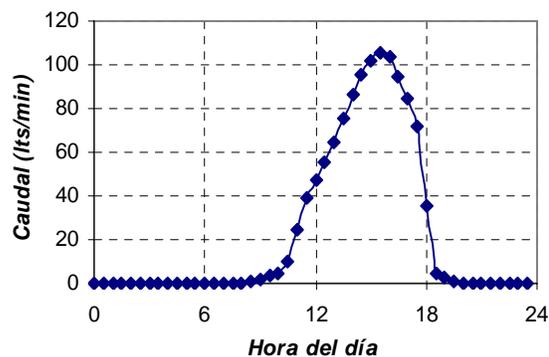
Fig. 6.1: Metros cúbicos elevados cada día, año 2000



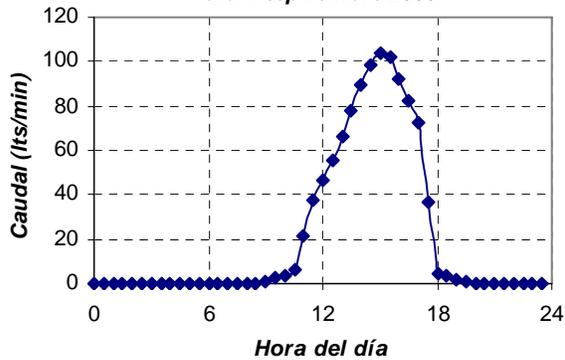
**Caudal horario en lts/min
día 1 enero 2000**



**Caudal horario en lts/min
día 1 abril 2000**



**Caudal horario en lts/min
día 1 septiembre 2000**



**Caudal horario en lts/min día 1
noviembre 2000 (día nublado)**

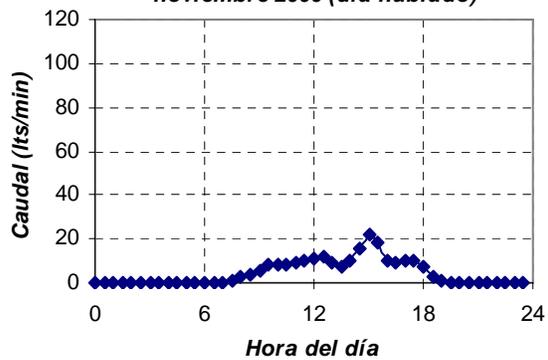


Fig. 6.2: Metros cúbicos elevados cada día, año 2001

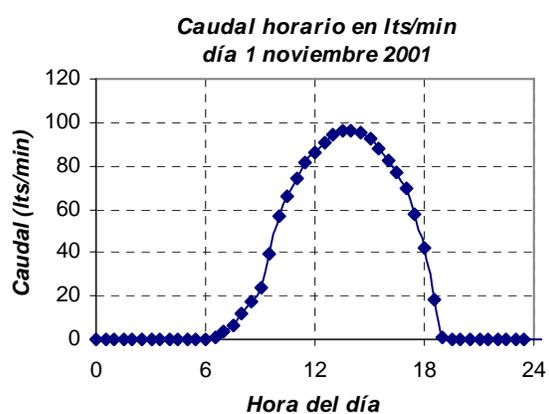
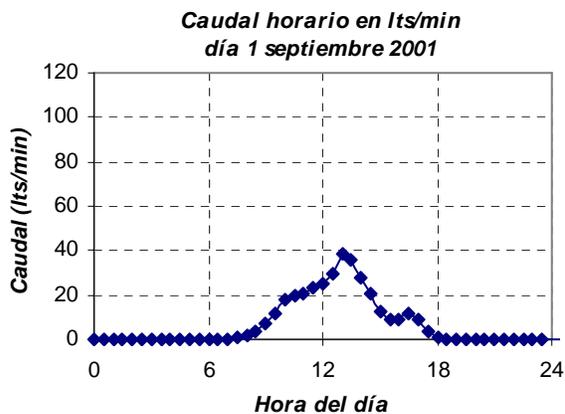
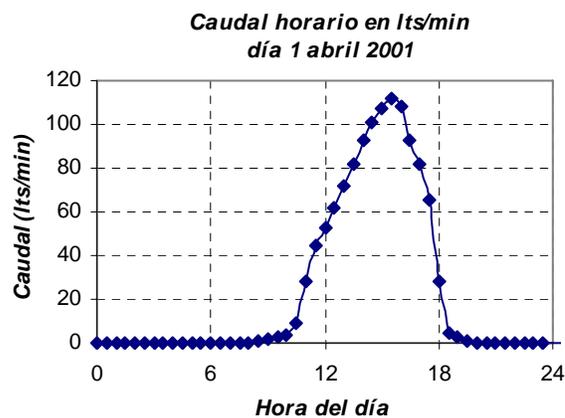
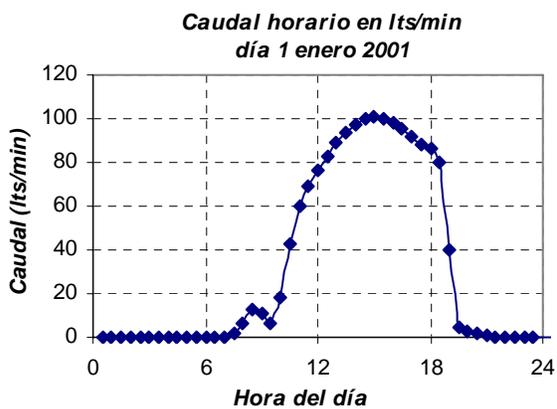
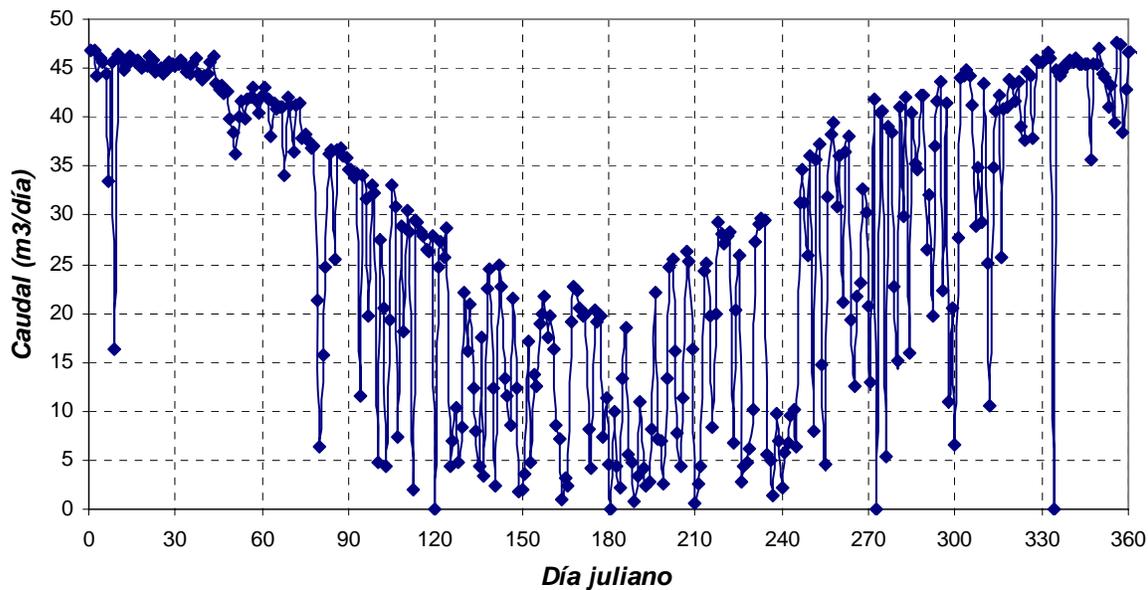
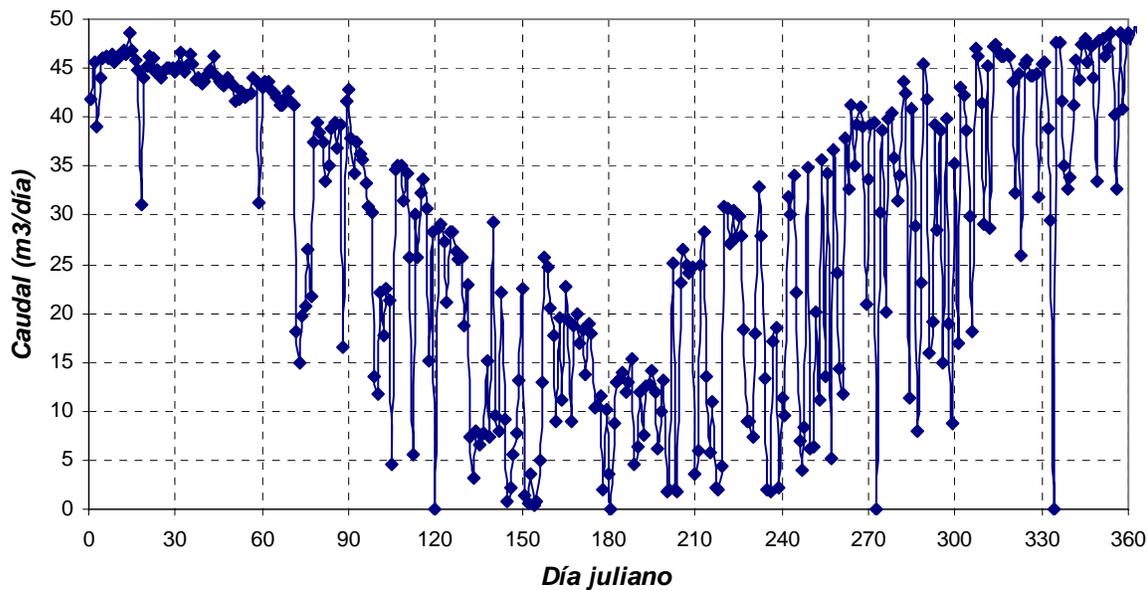
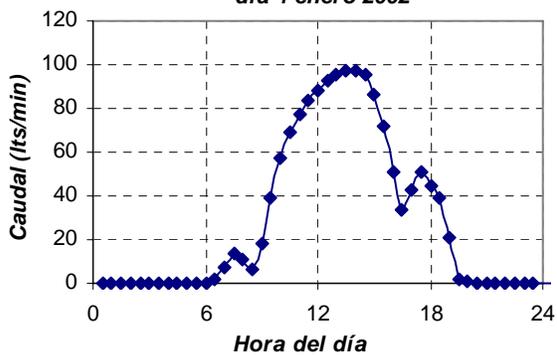


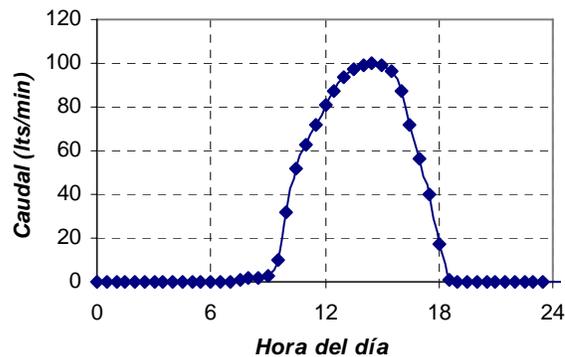
Fig. 6.3: Metros cúbicos elevados cada día, año 2002



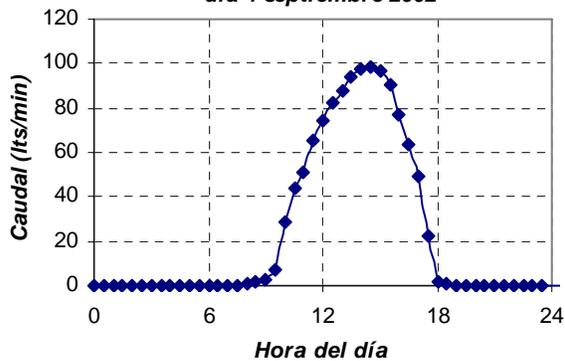
**Caudal horario en lts/min
día 1 enero 2002**



**Caudal horario en lts/min
día 1 abril 2002**



**Caudal horario en lts/min
día 1 septiembre 2002**



**Caudal horario en lts/min
día 1 noviembre 2002**

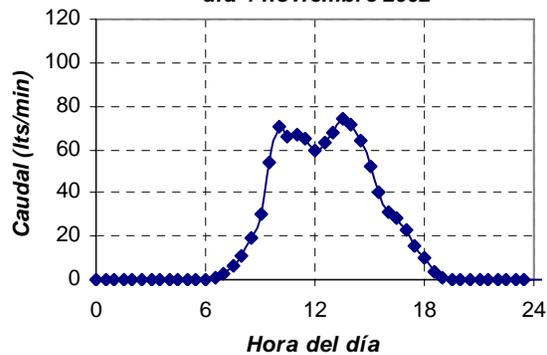


Fig. 6.4: Metros cúbicos elevados cada día, año 2003

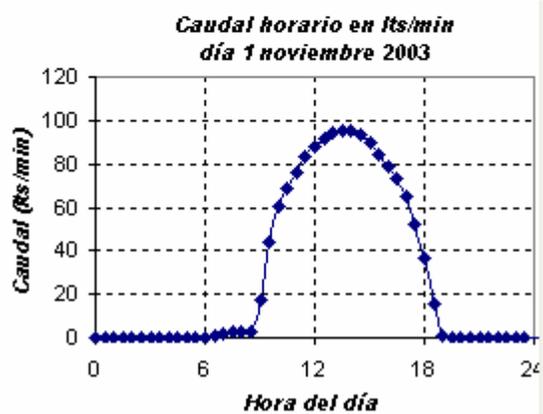
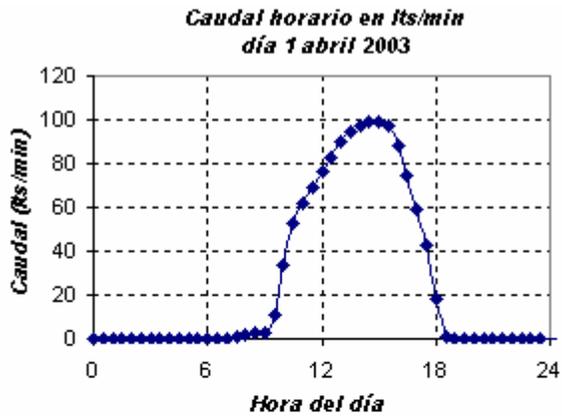
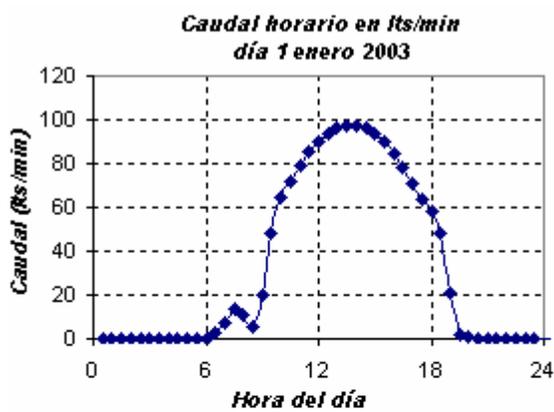
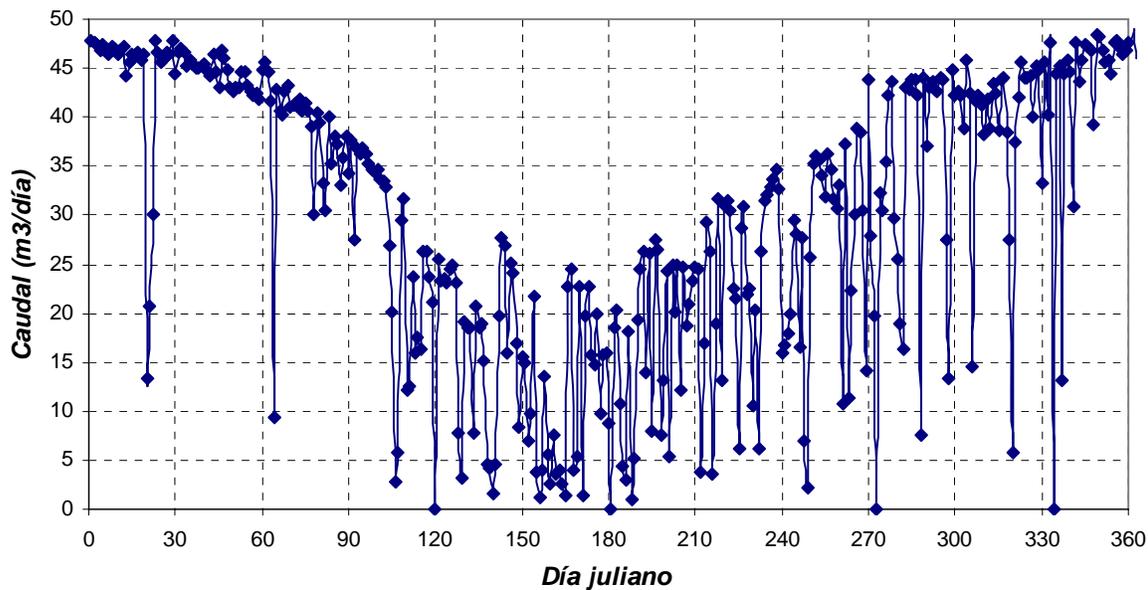


Fig. 6.5: Metros cúbicos elevados cada día, año 2004

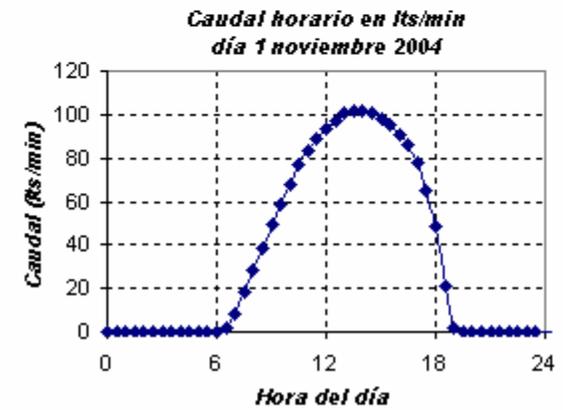
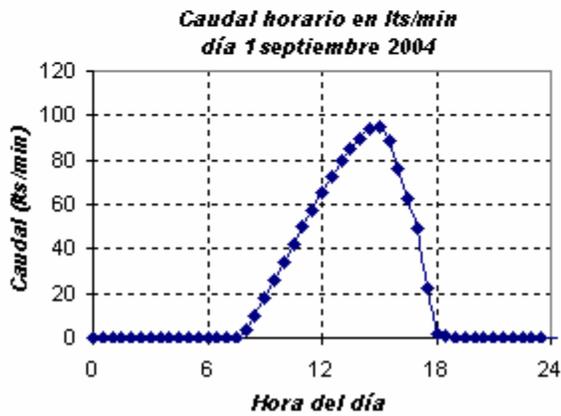
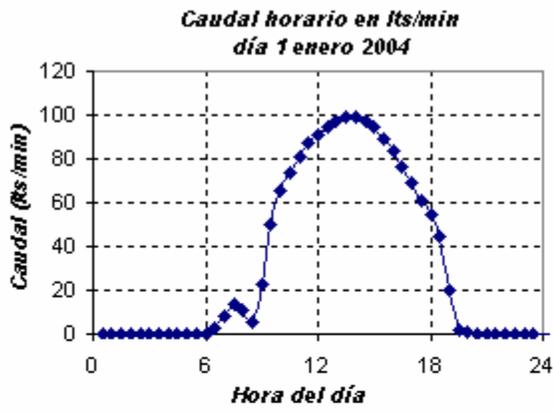
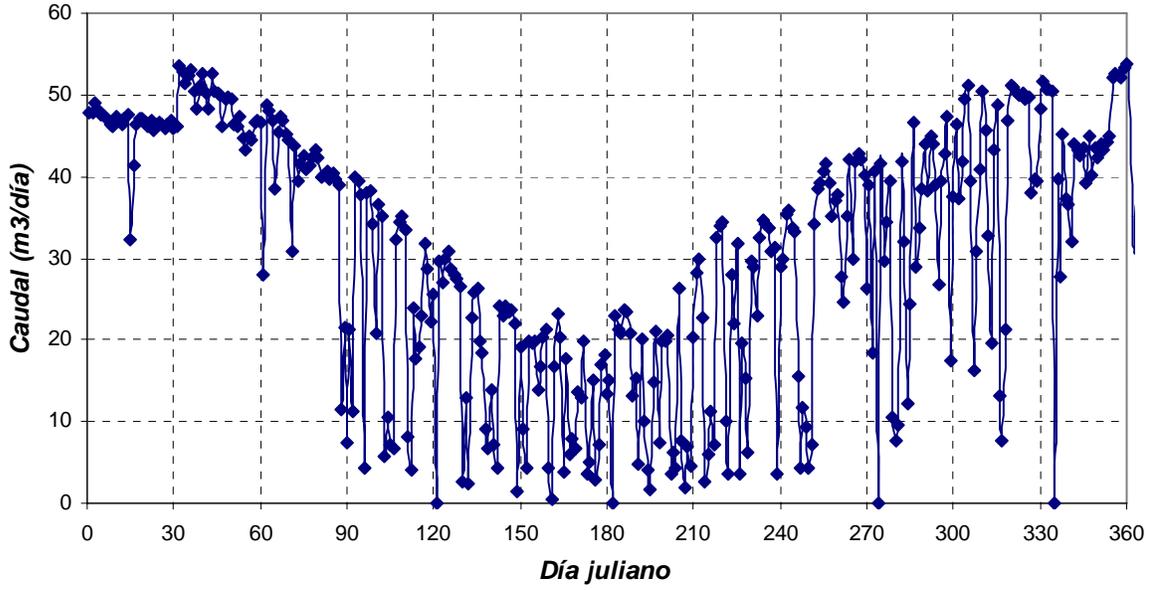


Fig. 6.6: Metros cúbicos elevados cada día, año 2005

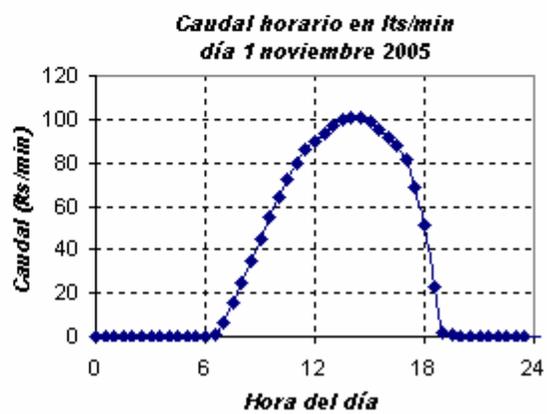
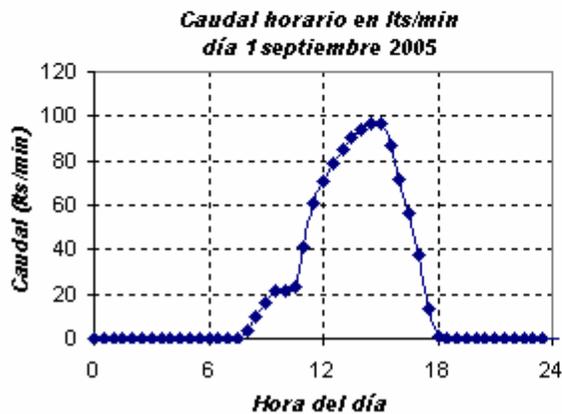
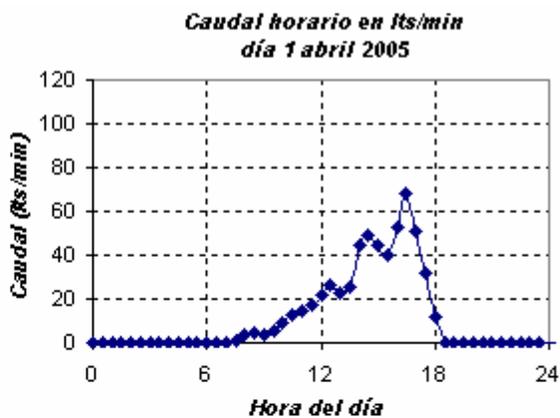
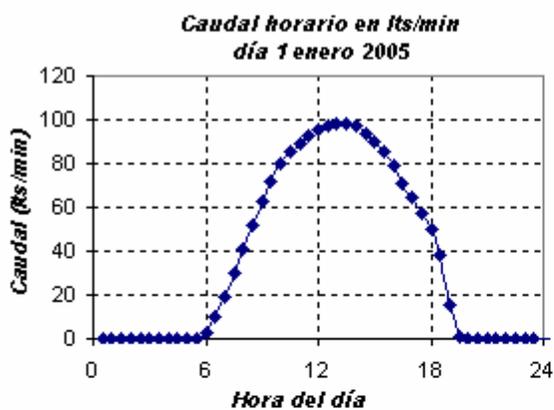
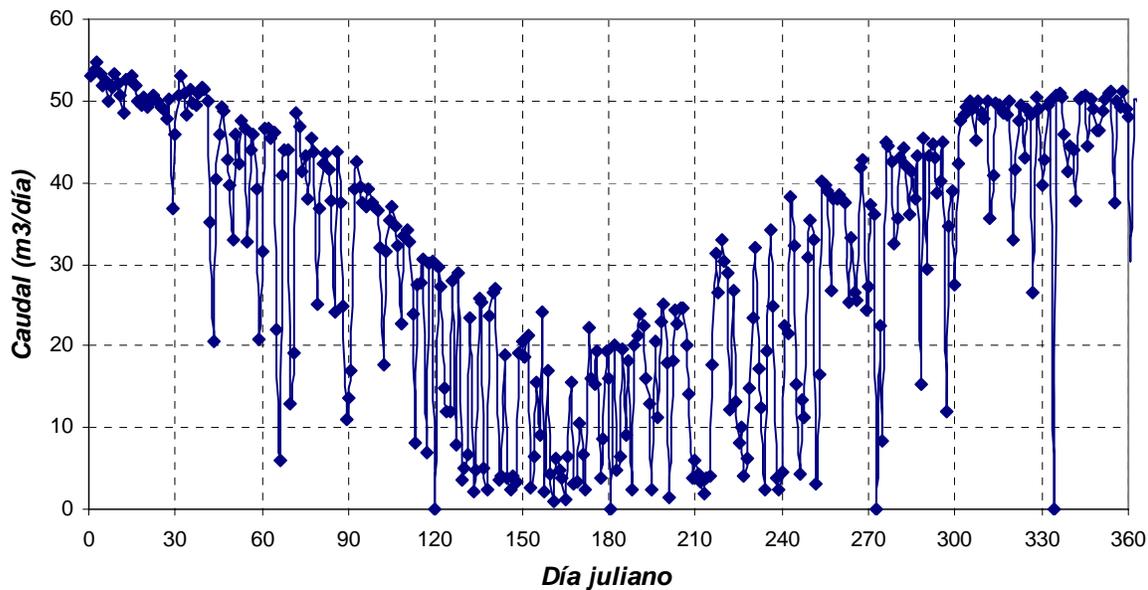
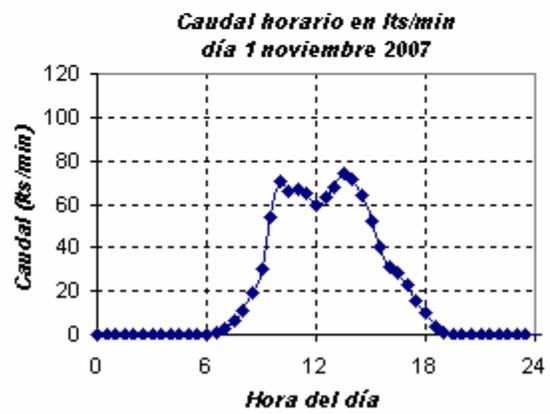
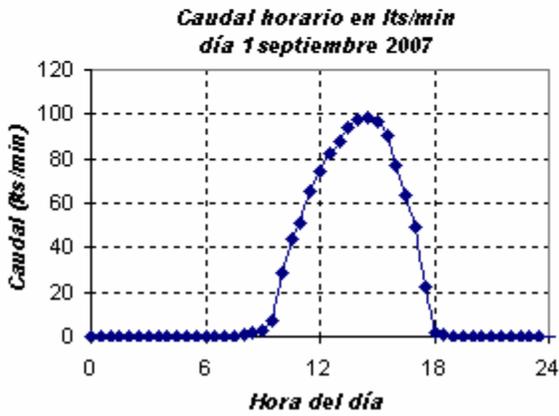
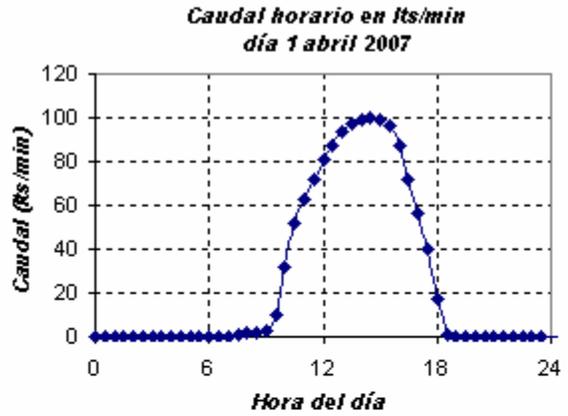
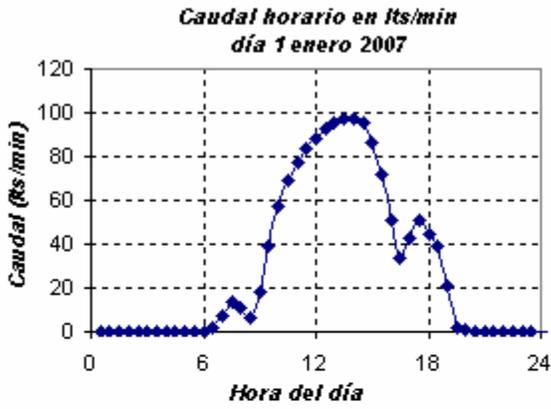
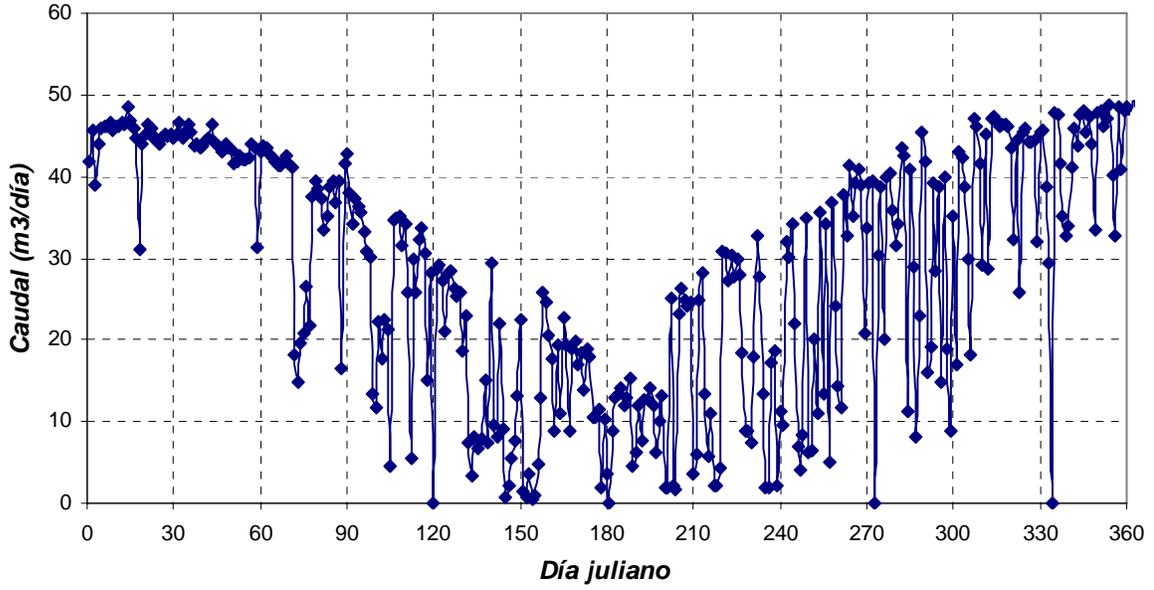


Fig. 6.8: Metros cúbicos elevados cada día, año 2007



Observación: En los gráficos anteriores se muestra que el caudal diario de agua elevado el día 334, que corresponde al 2 de diciembre, es igual a cero. Esto se debe a que ese día se realizan labores de mantención del equipo meteorológico del edificio de Ingeniería Civil – Geofísica de la Universidad de Chile, con lo cual se ponen los datos de radiación iguales a cero.

Nótese que la curva promedio de caudales diarios sigue la misma tendencia de la radiación promedio diaria. La irregularidad de la curva se debe a la existencia de días nublados que causan una disminución notoria en el caudal elevado (ver por ejemplo las curvas diarias para los días 1 nov 2000, 1 sep 2001, 1 abr 2004 y 1 abr 2005). En la tabla siguiente se mostrará el promedio de m³ de agua elevados cada día durante el período de riego para cada año. También se indica el caudal máximo en lts/min del periodo, el cual normalmente ocurre en los días de verano cerca de las 14:30 horas.

Tabla 6.1: Promedio de metros cúbicos elevados cada día para cada año		
Año	Prom m³/día sep - abr	Caudal máximo (lts/min)
2000	35.0	121.0
2001	35.5	115.7
2002	36.1	109.1
2003	37.1	104.2
2004	38.0	109.4
2005	39.6	112.5
2006	39.7	105.1
2007	36.1	109.1

Conclusiones

En base a los cálculos, resultados e indicaciones del fabricante se concluye que la elección de tres bombas Lorentz HR-07 e instalación de 3000 Wp de potencia en paneles es suficiente para el proyecto. Con los resultados de la simulación de bombeo se determinó que el caudal que puede ser elevado con estos equipos es mayor aproximadamente un 20% al caudal de diseño. Esto por cierto es beneficioso para el proyecto y no implica un desmerecimiento económico por concepto de sobredimensionado en virtud del bajo período de amortización de los insumos fotovoltaicos, el cual es de cuatro años. La conclusión más importante quizá es precisamente esta última frase: un proyecto de bombeo de agua de esta naturaleza que ocupa energía solar fotovoltaica es al cabo de cinco años de funcionamiento más conveniente que un proyecto similar que ocupe bombas convencionales AC. Esto podría ser el punto de partida para que se generen políticas públicas de otorgamiento de créditos a pequeños agricultores y regantes para la adquisición de paneles fotovoltaicos y bombas solares en sus proyectos de elevación de agua.

Bibliografía

- [1] BRAUN, J.E. and MITCHELL, J.C., 1983, *Solar geometry for fixed and tracking surfaces*, Solar Energy 31,5 pp 439 – 444.
- [2] COMISIÓN NACIONAL DE RIEGO, 1999, *Elementos de riego tecnificado*, Instituto de Investigaciones Agropecuarias.
- [3] LORENTZ Bernt, Solar Parks, Solar Tracking Systems, Solar Water Pumps, PV Modules, [en línea] <www.lorentz.de> [consulta: 30 mayo 2009]
- [4] MERY Horacio, 2005, *Curso de diseño de obras hidráulicas*, Santiago, edición independiente, vol. I, II y III (apuntes de clases de asignatura Diseño de obras hidráulicas, Departamento de Ingeniería Civil, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.)
- [5] PERLIN John, 1999, *From Space to Earth, the story of solar electricity*, Ann Arbor, Michigan. Aatec Publications. 240 p.
- [6] POZA S., Fernando. 2007, *Contribución al diseño de procedimientos de control de calidad para sistemas de bombeo fotovoltaico*. Tesis doctoral Ingeniería de Telecomunicación, Madrid, Universidad Politécnica de Madrid. 246 p.
- [7] RETSCREEN INTERNATIONAL Clean Energy Decision Support Centre, 2001, *Clean Energy Project Analysis: Photovoltaic Project Analysis*. Natural Resources Canada. 48 p. <www.retscreen.net> [consulta: 30 mayo 2009]
- [8] SERRANO R., Marcelo, 2005, *Diseño e ingeniería de detalle de un sistema productivo con utilización de energía solar*. Memoria de Ingeniería Civil Mecánica, Profesor guía: Roberto Román L. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 144 p.
- [9] VILABOA M., Valeria, 2009, *Análisis y caracterización del mercado de los paneles solares en Chile*. Memoria de Ingeniería Civil Industrial, Profesor guía: Enrique Jofré R. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas. 71 p.

ANEXOS

1. Memoria de cálculo Conducción gravitacional

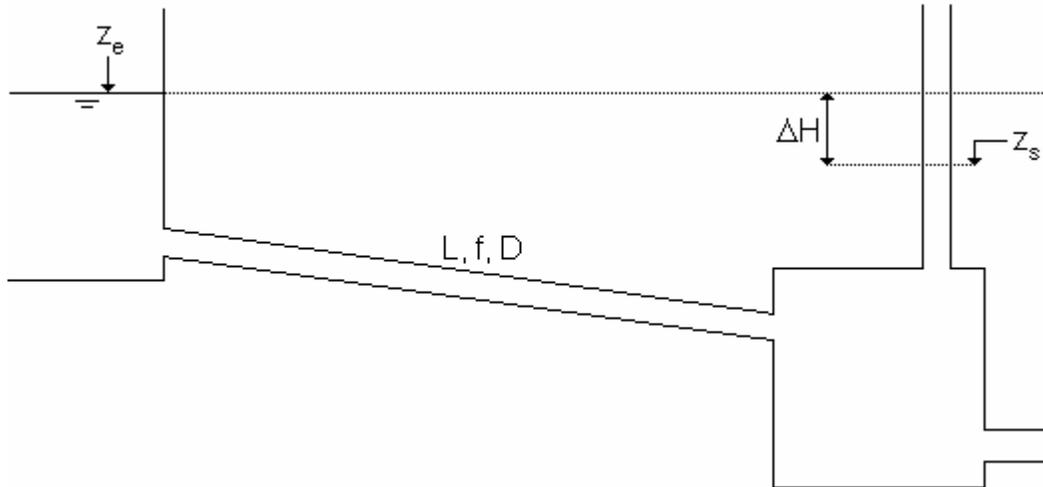


Fig. A1: Aducción gravitacional

La figura anterior es una representación de la aducción gravitacional, en la cual se muestran la cámara de captación y la cámara de regulación. La ecuación de Bernoulli se escribe:

$$B_e = B_s + \Lambda_s + \Lambda_f \quad (1)$$

Donde, B_e y B_s corresponden al Bernoulli de entrada y salida de la aducción respectivamente, Λ_s corresponde a las pérdidas singulares y Λ_f corresponde a las pérdidas friccionales en el sistema. Los términos involucrados en la ecuación (1) pueden ser escritos de la siguiente forma:

$$B_e = z_e + H_e \quad (2)$$

$$B_s = z_s + H_s \quad (3)$$

$$\Lambda_s = K_s \frac{Q^2}{2gA^2} \quad (4)$$

$$\Lambda_f = \frac{Q^2}{2gA^2} f \frac{L}{D} \quad (5)$$

Donde z_e y z_s corresponden a la cota de entrada y salida de la conducción respectivamente, H_e y H_s corresponden a la altura de presión existente a la entrada y salida de la conducción (pueden suponerse nulas = presión atmosférica), Q corresponde al caudal, A al área de la tubería, K_s

corresponde a un coeficiente de pérdidas singulares, el cual depende de las singularidades presentes en la tubería, L es el largo de la tubería, D es su diámetro, g es la aceleración de gravedad y f corresponde al factor de fricción el cual puede ser estimado por:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{Re \sqrt{f}} \right) \quad \text{si } Re > 2200 \quad \text{y} \quad f = \frac{64}{Re} \quad \text{si } Re < 2200 \quad (6)$$

Donde ε corresponde al tamaño de las asperezas (estimadas en 0,048 mm para el PVC) y Re es el número de Reynolds para tuberías $Re = vD/\nu$. De esta manera, con las ecuaciones (1) a la (5) es posible determinar un valor para la carga hidráulica ($\Delta H = z_e - z_s$) necesaria para que escurra el caudal deseado, en función del diámetro interior de la tubería:

$$\Delta H = \frac{Q^2}{2gA^2} \left(K_s + f \frac{L}{D} \right) \quad (7)$$

Finalmente, mediante la utilización de las ecuaciones (6) y (7) y mediante un método iterativo, es posible determinar la carga hidráulica para un caudal determinado y distintos diámetros interiores. Para este cálculo se tomó un caudal de 6 lts/s y se supuso que la tubería descarga libremente, es decir que la conducción a la salida no está en presión. Para el cálculo de la conducción gravitacional, se tomó el valor de K_s en 11 el cual se obtuvo de la tabla 1. Los valores obtenidos se presentan en las tablas siguientes:

Tabla A1: Coeficiente de pérdidas singulares

Pieza	Ki
Curva 1/32	0.10
Curva 1/16	0.10
Curva 1/8	0.20
Curva ¼	0.60
Codo 90 de radio corto	0.90
Codo 90 de radio mediano	0.80
Entrada normal en tubo	0.50
Entrada de borda	1.00
Reducción invertida	0.30
Reducción	0.15
Salida	1.00
Tee salida lateral	1.80
Tee paso directo	0.60
Válvula de corte	0.20
Válvula de retención	2.50
Total	10.75

Tabla A2: Características del sistema

Característica	Unidad	Tramo 1
Caudal	l/s	6
Material		PVC C-6
Diámetro nominal	mm	125
Diámetro interior	mm	117.6
Longitud	m	251.94
Rugosidad absoluta	m	4.80E-05
Viscosidad cinemática	m ² /s	1.14E-06
Cota eje hidráulico en "e"	m	760.2

Tabla A3: Resumen de resultados Aducción

Parámetros	Unidad	Valor
Pérdidas singulares	m	0.09
Pérdidas friccionales	m	0.68
Carga hidráulica	m	0.77
Cota eje hidráulico punto e (ze)	m	760.2
Cota eje hidráulico punto s (zs)	m	759.43
Cota anillo pozo de bombeo	m	760.64
Cota fondo pozo de bombeo	m	758.54

2. Impulsión

Los cálculos de la impulsión se realizan según el procedimiento efectuado en el capítulo 3. A continuación se mostrará en detalle las tablas con las pérdidas singulares y friccionales en la impulsión para los distintos tramos de ésta. Dado el carácter variable del caudal en la impulsión, las pérdidas se calcularán sólo para el caudal peak de 120 lts/min o 2 l/s.

Tabla A4: Características del sistema de elevación

Característica	Unidad	Tramo 1	Tramo 2
Caudal	l/s	2	2
Material		PVC Clase 16	PVC Clase 10
Diámetro nominal	mm	60	60
Diámetro interior	mm	48	52
Longitud	m	259.2	424.2
Rugosidad absoluta	m	1.50E-06	1.50E-06
Viscosidad cinemática	m ² /s	1.14E-06	1.14E-06

Tabla A5: Altura geométrica del sistema

Nivel aguas mínimas (m)	Cota de llegada o cota máxima (m)	Altura geométrica (m)
758.54	854.72	96.18

En las tablas siguientes se muestran los resultados obtenidos para las pérdidas singulares y friccionales separados por tramo:

Tabla A6: Pérdidas singulares en la impulsión

Tramo	Pieza	Cantidad	Ki	Ki total	v (m/s)	Δs (m)
1	Codo 90 de radio mediano	1	0.80	0.80	1.10	0.05
	Reducción	1	0.15	0.15	1.10	0.01
	Tee paso directo	4	0.60	2.40	1.10	0.15
	Válvula de corte	1	0.20	0.20	1.10	0.01
	Válvula de retención	1	2.50	2.50	1.10	0.15
	Curva 1/32	1	0.10	0.10	1.10	0.01
	Curva 1/16	1	0.10	0.10	1.10	0.01
	Curva 1/8	1	0.20	0.20	1.10	0.01
	Codo 90 de radio corto	6	0.90	5.40	1.10	0.33
	Total				11.85	
2	Curva 1/32	1	0.10	0.10	0.94	0.00
	Curva 1/8	1	0.20	0.20	0.94	0.01
	Codo 90 de radio corto	2	0.90	1.80	0.94	0.08
	Válvula de corte	1	0.20	0.20	0.94	0.01
	Tee paso directo	1	0.60	0.60	0.94	0.03
Total				2.90		0.13
Δs total (m)						0.86

Tabla A7: Pérdidas friccionales en la impulsión

Tramo	Re	f	Δf (m)
1	4.63E+04	0.031	2.54
2	4.29E+04	0.029	2.32
Δf total (m)			4.86

3. Análisis de golpe de ariete

El análisis para el golpe de ariete se realiza en el punto más desfavorable del sistema de bombeo que corresponde a la válvula de retención. A continuación se presenta la metodología de cálculo que se aplicará:

3.1 Metodología de cálculo

a) Celeridad de la onda

$$a = \frac{1420}{\sqrt{1 + \frac{D}{e} \frac{K}{E} C_1}}$$

Donde

D = diámetro interior de la tubería (m)

e = espesor de la tubería (m)

K = módulo de compresibilidad del fluido $K = 2 \times 10^4 \text{ Kg/cm}^2$

E = módulo elástico del material, para PVC = $2,81 \times 10^4 \text{ Kg/cm}^2$

C_1 = coeficiente de anclaje, para PVC = 1

b) Sección característica

Corresponde a la velocidad de escurrimiento del fluido y la celeridad de la onda ponderada según el número de tramo de diferentes características de la impulsión. Las expresiones respectivas son las siguientes:

$$v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n Q_i \cdot L_i}{L} \cdot \frac{\sum_{i=1}^n V_i \cdot L_i}{\sum_{i=1}^n S_i \cdot L_i}} \quad a = \frac{L}{\sum_{i=1}^n \frac{L_i}{a_i}}$$

Donde:

- L = Longitud total impulsión
- L_i = Longitud del tramo i
- D_i = diámetro del tramo i
- C_i = coeficiente de rugosidad del tramo i
- Q_i = caudal del tramo i
- S_i = sección del tramo i = $\pi D_i^2/4$

c) Tipo de maniobra

Previamente se definen los conceptos de tiempo de detención de la bomba y el tiempo crítico, los cuales corresponden a:

- Tiempo crítico: corresponde al tiempo que demora la onda en recorrer la tubería en ir y volver al punto de análisis:

$$T_c = \frac{2L}{a}$$

Donde

- a = celeridad de la onda (m/s)
- L = longitud de la impulsión (m)

- Tiempo de detención de la bomba: Corresponde al tiempo que demora en detenerse la bomba. Para la estimación de su valor se utilizará la ecuación empírica de propuesta por el Dr. Enrique Mendiluce Kosch³

$$T_p = C + K \cdot \frac{V_0 \cdot L}{g \cdot H_0}$$

Donde

C = Coeficiente empírico de valor 1,00 para velocidades de escurrimiento mayores a 0,5 m/s y gradiente hidráulico menor que el 10%

K = Coeficiente menor cuyo valor depende según la longitud de la impulsión L según:

$$K = 1, \text{ si } L > 2000 \text{ m}$$

$$K = 2 - 0.0005L, \text{ si } L < 2000 \text{ m}$$

V_0 = velocidad del escurrimiento antes del cierre (m/s)

³ Cálculo simplificado del golpe de ariete en impulsiones, aporte al VII Congreso de la Asociación Internacional de Abastecimiento de agua, Barcelona, Octubre de 1966

H_0 = presión inicial en el punto de análisis antes de la detención de la bomba (m.c.a.)

De acuerdo a lo anterior se distinguen dos casos posibles

- Cierre Lento: corresponde a un cierre gradual y en estos casos $T_p > T_c$. Para este caso el golpe de ariete se calcula según las fórmulas de Michaud.
- Cierre instantáneo: corresponde a un cierre rápido y en estos casos $T_p < T_c$. Para este caso, el golpe de ariete se calcula según las fórmulas propuestas por Allievi.

d) Cálculo de Golpe de Ariete

Según el tipo de maniobra se tienen diferentes expresiones para el cálculo del golpe de ariete las que se detallan a continuación:

- Cierre lento ($T_p > T_c$)

$$\Delta H = \frac{2 \cdot L \cdot V_0}{g \cdot T_p}$$

Donde

ΔH_{max} = sobrepresión máxima (m.c.a.)

ΔH_{min} = sobrepresión mínima (m.c.a.)

V_0 = velocidad de escurrimiento antes del cierre (m/s)

H_0 = presión inicial en el punto de análisis antes de la detención de la bomba (m.c.a.)

En el cierre lento, la sobrepresión de Michaud se aplica solamente en el punto de aguas arriba de la válvula de retención, efectuándose un reparto lineal en el resto de la impulsión

- Cierre rápido ($T_p < T_c$)

$$H_{max} = H_g + P_f - (\Delta F + \Delta s) + \Delta H$$

$$H_{min} = H_g + P_f + (\Delta F + \Delta s) - \Delta H \quad \text{donde } \Delta H = aV_0/g$$

Donde:

ΔH = sobrepresión o subpresión (m.c.a.)

H_{max} = sobrepresión máxima (m.c.a.)

H_{min} = sobrepresión mínima (m.c.a.)

H_g = altura geométrica en m.c.a. (presión manométrica)

P_f = presión en el punto final de la impulsión. Corresponde a la diferencia entre la altura de elevación teórica y la altura real de elevación de la bomba

$\Delta F, \Delta s$ = pérdidas friccionales y singulares respectivamente (m)

En el cierre rápido, el tramo de la tubería que soporta la sobrepresión de Allievi es:

$$L_m = L - 0,5 \times T_p \times a_0$$

3.2 Resultados

En las tabla A8 se indican los resultados obtenidos en el cálculo del golpe de ariete en el punto más desfavorable y en la tabla A9 se indican los resultados en el extremo final de cada tramo. De acuerdo a estos resultados, no se requiere dispositivo de protección para el golpe de ariete.

Tabla A8: Resumen de resultados golpe de ariete

Parámetros	Unidad	Valor
a	m/s	415
Tc	s	3.33
Tp	s	1.93
Tipo de cierre	-	rápido
Hg	m.c.a.	96.65
Hmax	m.c.a.	127.3
Hmin	m.c.a.	69.77
Lm	m	290.74

Tabla A9: Resumen de resultados Golpe de Ariete por tramos

Parámetros	Unidad	Tramo 1	Tramo 2
Sobrepresión	m.c.a.	124.8	66.9
Subpresión	m.c.a.	67.3	9.4