

Agradecimientos

Mathias

“Me van a faltar páginas para agradecer a las personas que se han involucrado en la realización de este trabajo, sin embargo, merece reconocimiento especial mi madre, que con su esfuerzo incansable, me ayudó a culminar mi carrera universitaria y me dio el apoyo suficiente para no decaer cuando todo parecía complicado e imposible.

A mi padre, por haber sido mi apoyo a lo largo de toda mi carrera universitaria y a lo largo de mi vida.

Asimismo, agradezco infinitamente a mis hermanas, que a pesar de la distancia, con sus palabras me hacían sentir orgulloso de lo que soy y de lo que puedo lograr. Ojalá algún día, yo me convierta en su fuerza para que puedan seguir avanzando en su camino.

A mi abuela porota, una admirable persona que entregó y entrega todo por los que ama, me dio tanto la inspiración como la fuerza para cada día despertarme con ganas de alcanzar el éxito y luchar por cada uno de mis metas, sueños y anhelos.

A Cintia, por su apoyo incondicional en los momento más complicados.

La amistad nos guía y nos complementa durante y mediante todos los caminos de nuestra vida, encuentra y disfruta la amistad. Muchas gracias compañero Fabrizio, por tu esfuerzo, dedicación y colaboración en lo que necesité, para poder llegar a nuestro sueño; feliz vida pibe.

A los docentes, por el apoyo con sus conocimientos y experiencia en los momentos que necesitaba.”

Fabrizio

“Este trabajo requirió de creadores, y ese papel no recae tan solo en los hombros de sus autores.

Así, en primer lugar y, antes que nada, quisiera agradecer a mi madre que con su infinita paciencia y sabiduría me enseñó a que los procesos son lentos, difíciles, pero sobre todo posibles.

A mis hermanos, que más de una noche se han desvelado por mí.

A mis padres postizos que, con su apoyo diario, hicieron esto posible.

A mi amigo Joselito “Yiyo” Yacante, que con su último aliento me brindó confianza y seguridad para seguir adelante con la carrera.

A Cristian, fuente de inspiración.



Al cuerpo de catedra de “Cálculo 2” y “Tutorías Universitarias” que cada vez que necesité consejos, sugerencias y demás, nunca dudaron en transmitir el respaldo que requería.

A los docentes que tuvieron el don y la vocación a que yo como alumno transforme.

A mi compañero y amigo Mathias, que jamás dudo de mis capacidades, que sin conocerme me ofreció parte de su vida, enseñándome a trabajar duro, con perseverancia, simpleza, constancia, de manera meticulosa y detallista. Aprendí con él que no hay imposibles, y sobre todo a soñar.”

También agradecemos a nuestro Director de Tesis, Ing. Carlos Manuel Guevara, por el apoyo y los ánimos que nos ha dado. Los dos mensajes mutuamente consistentes que nos ha dado una y otra vez, han sido: “Ya es hora de terminar la tesis” y “No se preocupen, tarde o temprano la acabaran”. Fue lo suficientemente juicioso para saber cuando convenía cada uno de estos mensajes.

Queremos agradecerle al Ing. Manuel Galdeano, por cada detalle y momento dedicado para aclarar cualquier tipo de duda que nos surgiera, agradecerle por la caridad y exactitud con la que enseñó cada consulta, discurso y lección.

Muchas gracias por creer en nosotros

INDICE

Capítulo1. Planteamiento del problema	7
1.1. Uso de las energías renovables	7
1.2. Ahorro económico	8
1.3. Mantenimiento y vida útil de paneles solares	9
1.4. Diseño fiable	9
1.5. Materiales de paneles solares	9
Capítulo 2. Análisis de la incidencia regional y recopilación de datos antecedentes	10
2.1. Descubrimiento de la celda fotovoltaica	10
2.2. Mercado de la energía fotovoltaica.....	10
2.3. Impacto de los fenómenos meteorológicos en celdas solares	11
Las instalaciones de energía solar al tener parte de sus componentes al exterior están expuestas, al igual que muchos otros elementos de nuestra vida cotidiana, a los fenómenos meteorológicos extremos.	11
Lluvia torrencial	11
El granizo	11
El viento fuerte	12
Los rayos	14
La nieve	15
Calor extremo.....	16
Frío extremo.....	16
2.4. Estudios realizados en la provincia de San Juan.....	17
2.4.1. Irradiación solar global media en la provincia de San Juan.....	17
2.4.2. Irradiación solar directa media en la provincia de San Juan.....	18
2.4.3. Características estadísticas del recurso solar en San Juan	18
2.4.4. Conclusiones	20
Capítulo 3. Comparación de modelos	21
3.1. Funcionamiento de los módulos fotovoltaicos	21
3.2. Tipos de módulos	21
3.2.1. Monocristalino.....	21
3.2.2. Policristalino.....	22
3.2.3. Amorfo	22



3.2.4. Características de los módulos	22
3.3. Tipos de baterías.....	22
3.3.1. Estacionarias monobloc	23
3.3.2. Estacionarias traslucidas o transparentes	23
3.3.3. Estacionarias herméticas	24
3.4. Regulador de carga.....	24
3.4.1. Tipos de reguladores	25
3.5. Convertidor.....	27
3.6. Tipos de seguidores	27
3.6.1. Seguidores con movimiento en un eje	27
3.6.2. Seguidores con movimiento en dos ejes	28
3.6. Sensor de sombra y actuadores.....	29
Capítulo 4. Cálculo y elección del material	35
4.1. Dimensionamiento de la instalación	35
4.1.1. Datos climatológicos	35
4.1.2. Condiciones de uso	36
4.2. Acciones en la estructura	40
4.2.1. Acciones del viento sobre los módulos solares	40
4.2.2. Fuerzas soportadas por los perfiles de la estructura	42
4.3. Dimensiones del tridente respecto a la carrera del actuador	42
Capítulo 5. Diseño preliminar	44
5.1 Base.....	44
5.1.1. Primera modificación de la base	44
5.1.2. Segunda modificación de la base	44
5.1.3. Tercera modificación de la base	44
5.2. Mecanismo primer diseño	44
5.2.1. Primera modificación del mecanismo.....	44
5.2.2. Segunda modificación del mecanismo	44
5.2.3. Tercera modificación del mecanismo	44
5.3. Estructura primer diseño	45
5.3.1. Primera modificación de la estructura	45
5.4. Diseño final	45
5.5. Catálogos	48
5.5.1. Actuador giratorio hueco	48
5.5.2. Tubos rectangulares de aluminio	49



5.5.3. Actuador lineal	49
5.5.4. Tubos circulares de acero.....	50
Capítulo 6. Análisis de elementos finitos.....	51
6.1. Análisis de elementos finitos con aluminio 6063 T1	51
6.1.1. Análisis de elementos finitos en la base sin reticulado	51
6.1.2. Análisis de elementos finitos en la base con reticulado.....	55
6.1.3. Análisis de elementos finitos en los soportes de la base sin reticulado	59
6.2. Análisis de elementos finitos con aluminio 6063 T5.....	60
6.2.1. Análisis de elementos finitos en los soportes sin reticulado	60
6.3. Análisis de elementos finitos con SAE 1010.....	61
6.3.1 Análisis de elementos finitos en la base sin reticulado.....	61
6.3.2. Análisis de elementos finitos en la base con reticulado.....	65
6.3.3. Análisis de elementos finitos en los soportes de la base sin reticulado	69
6.4. Conclusión	70
Capítulo 7. Mantenimiento de los paneles	71
7.1. Mantenimiento preventivo	71
7.2. Mantenimiento no preventivo.....	75
Conclusiones finales	79
Referencias	80



Introducción

La tecnología de las energías renovables avanza constantemente con el paso de los años. Esta tesis tiene como propósito el estudio de la energía solar; dado que vivimos en una zona árida donde tenemos en promedio varias horas de sol durante el día, sería interesante poder aprovechar dicha energía solar y suministrarla en forma de energía eléctrica.

Se propondrá el diseño de un mecanismo de seguidor solar a través del movimiento complejo de 2 ejes, para aumentar el rendimiento de los mecanismos seguidores solares que poseen movimiento solamente en un eje.

El objetivo de esta tesis sería poder facilitar el acceso a energía eléctrica a aquellos hogares de la provincia de San Juan, que carecen de tendidos eléctricos y la disminución de costos a los hogares que si pueden hacer uso del tendido eléctrico; reduciendo la contaminación, mantenimiento y costos.

Capítulo1. Planteamiento del problema

1.1. Uso de las energías renovables

Con el pasar del curso de la carrera, hemos aprendido y concientizado de lo importante que es el uso de las energías renovables, por motivos varios como la contaminación, la accesibilidad, capacidad de regenerarse naturalmente, etc.



Son el socio imprescindible contra el cambio climático: las renovables no emiten gases de efecto invernadero en los procesos de generación de energía, lo que las revela como la solución limpia y más viable frente a la degradación medioambiental.

Son inagotables: al contrario que las fuentes tradicionales de energía como el carbón, el gas, el petróleo o la energía nuclear, cuyas reservas son finitas, las energías limpias cuentan con la misma disponibilidad que el sol donde tienen su origen y se adaptan a los ciclos naturales (por eso las denominamos renovables). Por ello son un elemento esencial de un sistema energético sostenible que permita el desarrollo presente sin poner en riesgo el de las futuras generaciones.

Reducen la dependencia energética: la naturaleza autóctona de las fuentes limpias implica una ventaja diferencial para las economías locales y un acicate para la independencia energética. La necesidad de importar combustibles fósiles produce una supeditación a la coyuntura económica y política del país proveedor que puede comprometer la seguridad del suministro energético. En cualquier parte del Planeta hay algún tipo de recurso renovable –viento, sol, agua, materia orgánica- susceptible de aprovecharlo para producir energía de forma sostenible.

Crecientemente competitivas: Las principales tecnologías renovables –como la eólica y la solar fotovoltaica- están reduciendo drásticamente sus costes, de forma que ya son plenamente competitivas con las convencionales en un número creciente de emplazamientos. Las economías de escala y la innovación están ya consiguiendo que las energías renovables lleguen a ser la solución más sostenible, no sólo ambiental sino también económicamente, para mover el mundo.

Horizonte político favorable: las decisiones acordadas en la COP21 han aportado un torrente de luz al futuro de las energías renovables. La comunidad internacional ha entendido la obligación de robustecer la transición hacia una economía baja en carbono por el futuro sostenible del planeta. El clima de consenso internacional en favor de la descarbonización de la economía constituye un marco muy favorable para el impulso de las tecnologías energéticas limpias.

La energía renovable que estudiaremos en esta tesis es la solar, que es la producida por la luz –energía fotovoltaica- o el calor del sol. Las células solares fotovoltaicas convierten la luz del sol directamente en electricidad por el llamado efecto fotoeléctrico, por el cual determinados materiales son capaces de absorber fotones (partículas lumínicas) y liberar electrones, generando una corriente eléctrica.

1.2. Ahorro económico

Ser menos dependientes de estas fuentes de energía, supone un ahorro económico muy importante y, también, una significativa reducción de las emisiones contaminantes. Incluso hay expertos que aseguran que las energías renovables (energía solar), podrían sustituir por completo el empleo de combustibles fósiles en la provincia de San Juan.

Con los paneles solares fotovoltaicos podemos ahorrar gran cantidad de energía. En este caso tenemos dos opciones, instalar un sistema fotovoltaico completo con el que vamos a abastecer todas las necesidades energéticas de la casa y podemos desconectarnos definitivamente de la red eléctrica, o podemos también instalar un sistema más pequeño, que lo conocemos como aislado, esto quiere decir que sólo una parte de la casa funcionará gracias a la energía solar.

En el primero de los casos nos olvidaremos completamente de la factura de luz y en el segundo el recibo se reducirá en gran medida.



1.3. Mantenimiento y vida útil de paneles solares

Las instalaciones de energía solar requieren muy poco mantenimiento y son muy fiables y duraderas. Los paneles solares tienen una vida útil alrededor de los 35 años, con el mantenimiento adecuado. Estas instalaciones para viviendas no producen desechos, residuos, ni humos o malos olores y son prácticamente invisibles.

¿Por qué sería importante que en zonas rurales y aisladas hacer llegar este tipo de mecanismo seguidor solar?, porque por ejemplo, la energía solar fotovoltaica puede proveer de electricidad a una comunidad o a una sola vivienda, y la energía solar térmica, proporciona agua caliente sanitaria, calefacción e iluminación. Por ello, la energía solar es un sistema muy adecuado para países en vías de desarrollo.

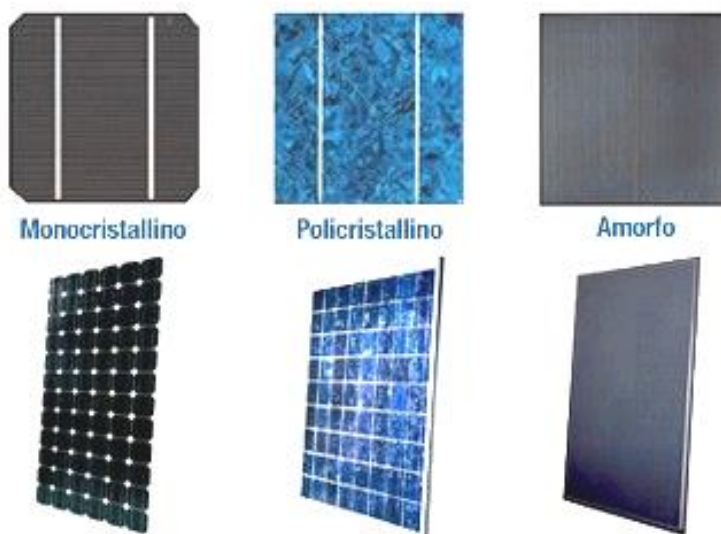
1.4. Diseño fiable

Vamos a diseñar un mecanismo que sea fiable para la zona en la que vamos a trabajar (vientos, altura, temperatura, peso del seguidor, costos). Este mecanismo va a tener la ventaja de movimiento complejo (latitud y azimut) y por lo tanto seguiría con mayor precisión al sol teniendo en consecuencia mejor rendimiento respecto a mecanismos seguidores que poseen solo un eje.

Sin perder de vista la disponibilidad en el mercado de paneles solares que abastezcan el consumo diario de un hogar.

1.5. Materiales de paneles solares

Los materiales del mecanismo deben ser de una calidad determinada al igual que los paneles solares, tal que asegure el buen funcionamiento de la vida útil estimada, además de la rápida amortización del dinero invertido.



Capítulo 2. Análisis de la incidencia regional y recopilación de datos antecedentes

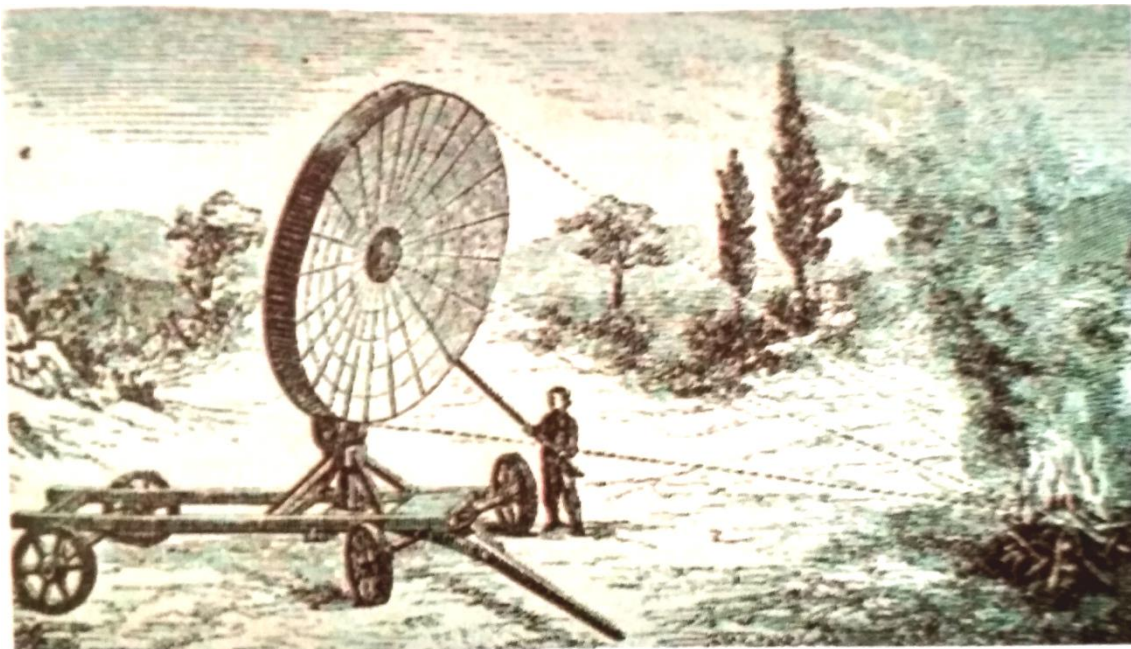
2.1. Descubrimiento de la celda fotovoltaica

El físico francés Becquerel descubrió la célula fotovoltaica en el siglo XIX y el invento empezó a aplicarse en el siglo XX, desarrollándose comercialmente la energía solar térmica, como resultado de la crisis energética, a principio de los años 70. A mediados de 1980, la bajada de los precios del petróleo freno el interés del público en su aplicación. Aparecieron los colectores de tubo al vacío más caro pero de mayor rendimiento que las placas planas equivalentes. Desde entonces, el crecimiento a sido espectacular.

2.2. Mercado de la energía fotovoltaica

El mercado de la energía fotovoltaica se inició a principios de los años 60, como fuente de energía para los vuelos espaciales y se extendió su uso a los sistemas autónomos de electrificación en lugares aislados (granjas, refugios alpinos, boyas de señalizació) y como parte integrante de edificios urbanos, conectados a la red eléctrica.

El mercado está creciendo a un ritmo del 25% anual, si bien su participación en la energía renovable global, todavía es pequeña.



2.3. Impacto de los fenómenos meteorológicos en celdas solares

Las instalaciones de energía solar al tener parte de sus componentes al exterior están expuestas, al igual que muchos otros elementos de nuestra vida cotidiana, a los fenómenos meteorológicos extremos.

Es importante conocer que efectos pueden tener estos y que medidas se toman para contrarrestar sus posibles repercusiones negativas. Conocerlas puede ayudar a exigir dichas medidas en de nuestras instalaciones.

Lluvia torrencial

La lluvia torrencial se presenta habitualmente en los sistemas tormentosos y en las borrascas profundas y pueden tener diversa intensidad y duración.

En los sistemas de energía solar fotovoltaica, la lluvia torrencial, en sí misma, no tiene ningún efecto negativo en cuanto a la integridad del equipo. Por el contrario, la lluvia resulta beneficiosa ya que ayuda a limpiar el polvo y las impurezas acumuladas en las superficies de los captadores. Este lavado ayuda a que la radiación solar incida más limpiamente y haya una mayor eficiencia del sistema. Una lluvia torrencial hará la limpieza más vigorosa.

Por otro lado, en los días calurosos una tormenta corta (con lluvia torrencial o no) rebaja la temperatura de los paneles fotovoltaicos provocando que cuando vuelva a salir el Sol estos trabajen con un mejor rendimiento.

Es preciso, no obstante, que exista un buen drenaje en el área en que estén situados los captadores solares para evitar posibles inundaciones que pudieran provocar corrosiones y posibles deterioros del equipo.

El granizo

El granizo es un tipo de precipitación sólida que se produce en las tormentas muy intensas en el cual el agua cae en forma de bolas de hielo de dimensiones y peso variables. El granizo resulta muy negativo para las cosechas por los daños mecánicos que produce en las plantas y a los frutos. Una granizada muy intensa puede provocar también grandes daños en zonas urbanas en tejados, ventanas, cristaleras y coches.



Los paneles solares fotovoltaicos, antes de ser puestos a la venta, son sometidos a una serie de pruebas muy rigurosas para asegurar que poseen una gran resistencia mecánica. Una de estas pruebas consiste en arrojarles bolas de hielo por medio de un cañón de aire simulando lo que sería una granizada extremadamente severa, ante lo cual han de resistir sin romperse. La superación de esta prueba garantiza que los paneles solares aguantarán cualquier tipo de granizada.

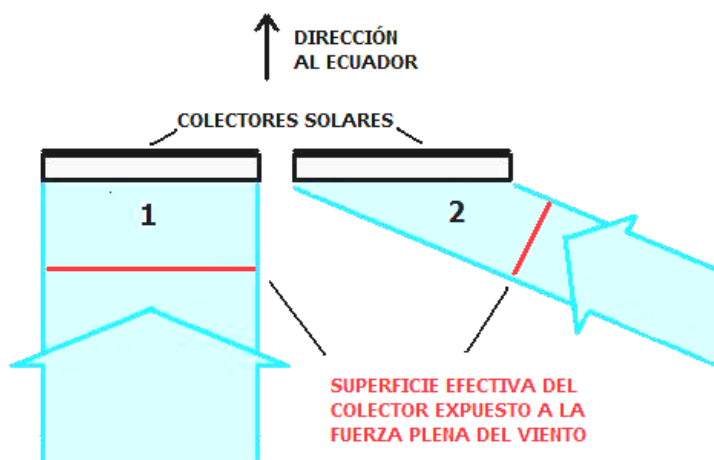
El viento fuerte

El viento es el movimiento del aire que se produce entre dos áreas de la tierra con distintas presiones atmosféricas para compensar el desequilibrio. El aire se dirigirá desde las áreas de altas presiones hacia las de bajas presiones. Suele asociarse a la llegada de borrascas, tormentas y perturbaciones en general, aunque también está presente en áreas desérticas debido a las bajas térmicas que se producen con el calor. También podemos encontrar vientos locales como en las costas y en los valles

Los paneles presentan una forma aplanada que es la más adecuada para captar la radiación solar pero que sin embargo también los hace muy sensibles a la acción del viento. El “efecto vela” que se puede producir en los captadores puede resultar peligroso si no se toman las medidas precisas. Un viento lo suficientemente fuerte puede llegar a hacer volar el captador con la consiguiente pérdida del componente y el peligro de ocasionar daños materiales y personales.

El viento más peligroso para el panel solar es el que se dirige hacia el ecuador. (Viento proveniente del Norte en el hemisferio Norte y del Sur en el hemisferio Sur) Esto se debe a dos factores:

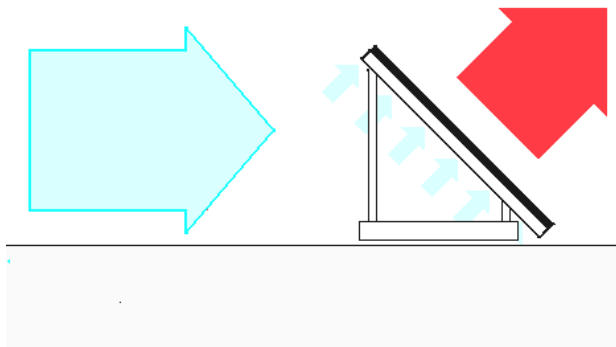
La fuerza que ejerce el viento sobre un objeto depende de la superficie que se oponga a él. Al estar los colectores orientados hacia el ecuador será el viento que se dirija hacia esa dirección el que más fuerza ejerza sobre los colectores ya que incidirá perpendicularmente sobre ellos.



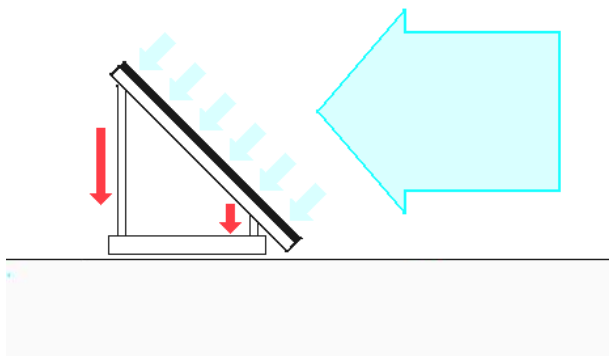
(1) El viento con dirección al ecuador es el que ejerce más fuerza dado que incide perpendicularmente en toda la superficie del captador (2) En el caso en el que el viento tenga una dirección distinta la fuerza se reparte por la superficie inclinada.

En la imagen la franja roja representa la porción de viento con fuerza máxima que incide en cada captador en función de la inclinación con respecto a él que tiene. Empíricamente se observa que cuando el viento incide perpendicularmente es cuando ejerce más fuerza

Al incidir este viento por la parte trasera del colector, ejercerá una fuerza de tracción sobre los anclajes que es la que resulta peligrosa. Cuando el viento proviene del ecuador y aunque incida también sobre el captador perpendicularmente, en este caso la fuerza actúa a compresión, transmitiéndose en su estructura a los soportes y de ahí al suelo disipándose en gran medida



Viento con dirección al ecuador que incide en la parte trasera del colector y genera un impulso a tracción que resulta peligroso



Viento con dirección al polo más próximo que genera un impulso a compresión el cual se transmite al soporte y de ahí al suelo

Para evitar que el viento en algún momento pueda llevarse volando los captadores es preciso que la estructura de soporte ejerza una fuerza hacia el suelo (mediante pesos) igual a aquella que el viento sea capaz de ejercer sobre los captadores. Es decir, habrá que lastrar la estructura con un peso que al menos iguale a la fuerza máxima histórica que haya tenido el viento en la zona en la que se encuentre la instalación. También será preciso emplear tornillería de primera calidad resistente a la corrosión. Un técnico adecuadamente preparado deberá tener en cuenta estos factores y lastrar la estructura adecuadamente

Los rayos

Los rayos son descargas eléctricas que se producen en las nubes de tormenta. Los rayos portan inmensas cantidades de energía con lo que pueden causar graves daños sobre los objetos en los que caigan.



Las instalaciones solares al tener sus captadores solares generalmente en los tejados tienen posibilidades potenciales de recibir la caída de rayos debido a que el rayo siempre busca el camino más corto hasta la tierra que en este caso son los objetos altos.

Es extraordinariamente excepcional que un rayo llegue a caer en un captador solar pues si es estadísticamente muy escasa la probabilidad de que caiga un rayo en un lugar determinado, en caso de que ocurra, antes lo hará en un pararrayos o en un árbol. En cualquier caso, si se considera que existe riesgo real de caída de un rayo en el equipo se recomienda la instalación de un pararrayos junto a los captadores y dotar de una tierra física a estos para hacer mínimos los daños en el caso de que llegue a ocurrir. Independientemente de la posible caída de un rayo una instalación solar fotovoltaica deberá contar con una tierra física por tratarse de una instalación eléctrica

La nieve

La nieve es un tipo de precipitación sólida que se produce cuando la temperatura del ambiente está por debajo de los 0 grados en la superficie. El agua cae en copos formados por cristales de hielo.

La nieve precipita en las áreas frías del planeta: En áreas próximas a los polos, en zonas templadas en invierno y en regiones orográficamente elevadas (cordilleras, mesetas)



La nieve en si misma (sin tener en cuenta el frío que trae asociado) no supone ningún peligro para la integridad de los captadores solares.

Si puede en cambio suponer una merma en su eficacia en algunos casos ya que la nieve tiene la peculiaridad de que se acumula sobre el lugar en el que cae (al ser sólida no drena). Así si la nevada es muy intensa y prolongada se puede dar el caso de que nos encontremos con una capa de nieve de varios centímetros de espesor que cubra la parte inferior de los captadores. Esto puede provocar que la parte enterrada no trabaje y el rendimiento en conjunto del captador disminuya proporcionalmente a la cantidad de panel que esté enterrado. Con el tiempo la parte del captador que recibe la luz solar calentará el conjunto entero y derretirá la nieve, sin embargo, habremos perdido un valioso tiempo de captación justo en la época en que es más necesario.

Para evitar esto basta con colocar unos soportes que eleven el captador a un nivel superior al que se tengan datos estadísticos que puede llegar la nieve.



Por otro lado, la nieve alrededor del captador, siempre que el captador quede despejado, puede suponer una ventaja, ya que la nieve al ser blanca refleja la luz del Sol y ese mayor nivel de luminosidad puede mejorar el rendimiento.

La nieve viene asociada al frío. Los problemas que puede ocasionar el frío en las instalaciones solares fotovoltaicas se analizan en el apartado de “Frío Intenso”

Calor extremo

El tiempo caluroso esta provocado por la llegada de la radiación solar intensa a la superficie de la tierra. Las zonas más calurosas del planeta son por consiguiente las zonas que reciben más radiación solar como son; las zonas intertropicales, las subtropicales, y las templadas en verano.

Los paneles solares fotovoltaicos, así como el material eléctrico están preparados para soportar temperaturas muy altas sin que sufran daño alguno. El único inconveniente que existe con el calor extremo es que los paneles solares fotovoltaicos pierden eficacia progresivamente cuanto más alta de 25° C es su temperatura.

Frío extremo

El frío extremo se produce en áreas en que la radiación solar llega en poca cantidad. Suele producirse en áreas próximas a los polos, en climas templados durante el invierno y en áreas montañosas.

Los paneles y el equipo eléctrico asociado son inmunes a la acción del frío extremo, no así las baterías que pueden llegar a congelarse y a echarse a perder.

Existe una relación importante entre el nivel de carga que tenga una batería y la temperatura a la que se congela. Así cuanto más descargada esté una batería su punto de congelación más se acercará a los cero grados siendo por tanto más fácil que se congele. Una batería totalmente cargada resiste una temperatura de hasta -60 grados centígrados sin congelarse.

Para evitar los efectos negativos del frío extremo en las instalaciones de energía solar fotovoltaica un técnico adecuadamente formado deberá dimensionar convenientemente la batería para evitar que el nivel de descarga sea excesivamente bajo en los momentos en los que el frío es más intenso. También existe la posibilidad de mantener la batería en un compartimiento con calefacción o al menos en uno en el que no se den temperaturas bajo cero.

2.4. Estudios realizados en la provincia de San Juan

2.4.1. Irradiación solar global media en la provincia de San Juan

En el año 1978 comenzaron a instalarse las primeras estaciones de la Red Solarimétrica (equipadas con solarímetros fotovoltaicos Rho Sigma e integradores SIDCON) con el apoyo de la Organización de los Estados Americanos y de Secretaría de Estado de Ciencia y Tecnología, y en julio de 1979 se publicó el primer Boletín con datos de 5 de las 12 estaciones en operación. Luego la Comisión Nacional de Investigaciones Espaciales (CNIE) se hizo responsable de la Red Solarimétrica y compró 50 piranómetros termoeléctricos fabricados por la firma Eppley (modelo 8-48 "Black and White"), con características diferentes a los usados anteriormente, lo que obligó a la construcción de nuevos integradores. En 1985 la Red Solarimétrica llegó a tener 41 estaciones instaladas en Argentina, 3 en Bolivia y 2 en Paraguay, en calidad de préstamo dentro del marco de convenios de Cooperación. Como resultado de sus actividades pueden mencionarse 13 Boletines semestrales con valores diarios de la radiación, una importante base de datos de radiación solar, y el trazado de cartas solarimétricas para toda la República Argentina, que ya se mencionó antes.

Hoy, poco más de veinte años después, se encuentran funcionando solamente dos. La decadencia provino de la falta de presupuesto, de mantenimiento, de inversión. En síntesis, la falta de interés fue lo que la retrajo al estado agónico en que hoy se encuentra.

La estación solarimétrica instalada en San Juan estuvo ubicada en dependencias del Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria (INTA) y operó entre febrero de 1981 y diciembre de 1986, midiendo los valores diarios de irradiación solar global (esto es, la energía solar total) recibida sobre un plano horizontal.

En la Figura 1 se muestra la distribución espacial de los promedios mensuales de la energía solar diaria correspondiente a los meses de enero y julio.

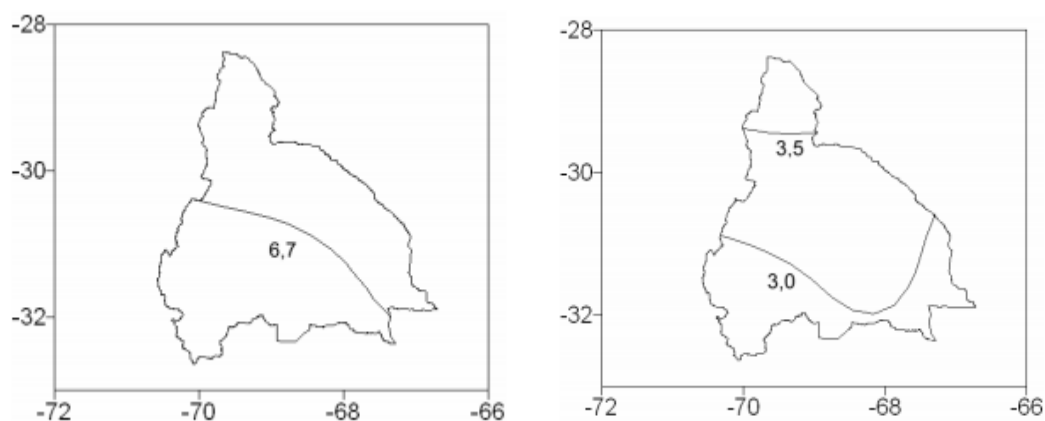


Figura 1. Distribución espacial del promedio mensual de la irradiación solar global diaria sobre un plano horizontal en la provincia de San Juan en los meses de Enero (izquierda) y Julio (derecha) expresados en kWh/m²·día.

Éstas fueron obtenidas siguiendo el procedimiento utilizado para la obtención alternativa de este tipo de cartas a partir de datos de heliofanía descrito en trabajos anteriores.

2.4.2. Irradiación solar directa media en la provincia de San Juan

Ante la carencia de mediciones de radiación solar directa en Argentina (excepto algunos años registrados en San Luis), recientemente se presentó una estimación preliminar de su distribución espacial a partir de metodologías de descomposición. Se incluyeron en él las cartas correspondientes a los meses de Enero y Julio, comparándoselas con las trazadas en base a datos estimados por NASA a partir de información satelital, hallando para Enero desvíos relativos de 30-31% y de 38-39% para Julio.

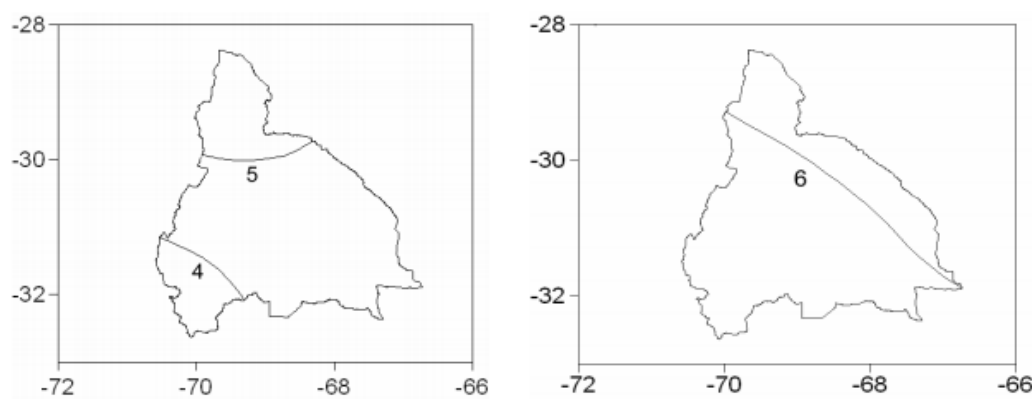


Figura 2. Distribución espacial del promedio mensual de la irradiación solar directa diaria a incidencia normal en la provincia de San Juan en los meses de Enero (izquierda) y Julio (derecha) expresados en kWh/m² -día.

Teniendo en cuenta los registros de radiación directa tomados en San Luis en el año 2001 se concluyó posteriormente que las cartas trazadas en base a metodologías de descomposición brindaban un mejor ajuste. En la Figura 2 se muestra la distribución espacial de los promedios mensuales de la irradiación directa diaria a incidencia normal correspondiente a los meses de Enero y Julio estimados en base a esta metodología.

2.4.3. Características estadísticas del recurso solar en San Juan

Un factor de interés para el diseño de las plantas de aprovechamiento de la energía solar es la frecuencia de ocurrencia de días con determinados niveles de energía. Una de las formas de analizar este aspecto es definiendo el índice de claridad K_t como el cociente entre la irradiación solar global diaria, H , y la irradiación que se recibiría al tope de la atmósfera sobre el plano paralelo al de medición en tierra, H_o . Considerando tres intervalos principales, esto es, $0 \leq K_t < 0.3$ (intervalo 1), como nublado, $0.3 \leq K_t < 0.6$ (intervalo 2), como parcialmente nublado y $0.6 \leq K_t$ (intervalo 3), como despejado, se presentan en la Figura 3 los resultados de este análisis de la frecuencia relativa de ocurrencia de días con estas características en el año, calculados sobre la base de datos existentes.

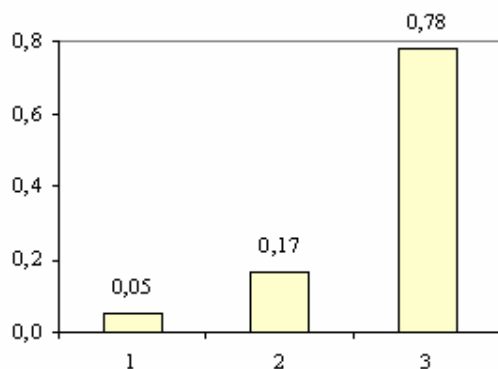


Figura 3. Frecuencia relativa de ocurrencia anual de días con determinados niveles del índice de claridad en la estación INTA San Juan.

Otra característica de interés es conocer la probabilidad de ocurrencia de días nublados consecutivos (para el caso en que se haga necesaria la acumulación de la energía generada). Estos resultados se muestran en la Figura 4, en los que se presenta la frecuencia relativa de ocurrencia anual de 2, 3 y 4 días nublados consecutivos.

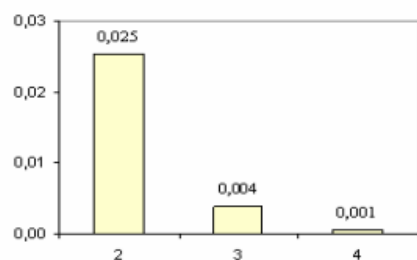


Figura 4. Frecuencia relativa de ocurrencia anual de días nublados consecutivos en la estación INTA San Juan

SAN JUAN					
	Meses	Rad. global media diaria (kWh/m ²)	Desvío estándar (kWh/m ²)	Coef. de variab. Cv	Nivel de conf. (%)
Ene	5	7.7	0.3	0.04	99
Feb	6	7.2	0.3	0.04	>99
Mar	6	6.0	0.5	0.08	92
Abr	6	4.7	0.2	0.04	>99
May	6	3.8	0.1	0.03	100
Jun	5	2.9	0.5	0.17	56
Jul	5	2.9	0.4	0.05	67
Ago	4	4.2	0.2	0.14	99
Sept	4	5.2	0.7	0.13	63
Oct	4	7.0	0.3	0.04	99
Nov	5	7.9	0.2	0.03	100
Dic	4	8.2	0.3	0.04	>99



Tabla I. Promedios mensuales de la radiación solar global diaria incidente sobre plano horizontal y su desvío estándar, expresados ambos en kWh/m², junto a la longitud de los registros, su coeficiente de variabilidad y el nivel de confianza. Un análisis estadístico de los registros de la Red Solarimétrica, basados en, se presenta en la Tabla I. Como puede verse, los valores medios se conocen para algunos meses con altos niveles de confianza, pero para otros (Junio, Julio y Septiembre), la variabilidad del recurso lo impide. Alcanzar niveles de confianza altos demandaría más tiempo de medición. Además de los promedios mensuales de la radiación solar global diaria incidente sobre plano horizontal considerados para la elaboración de las cartas (expresados en kWh m⁻²-día), se consigna en la Tabla I la longitud de los registros, el desvío estándar de los promedios y el nivel de confianza con que se puede asegurar que el valor medio muestral difiere del de la población en 6% o menos (esto es, de acuerdo al número de meses de observación que se dispone, qué porcentaje del tiempo la media muestral se mantiene dentro de una franja de $\pm 6\%$ de la media poblacional, a la que suele denominarse “media a largo plazo”).

2.4.4. Conclusiones

Los resultados mostrados indican que, en base a las mediciones y estimaciones realizadas, el clima solar de la provincia de San Juan presenta condiciones favorables para su aprovechamiento en la generación de energía, si bien debe recomendarse continuar la medición de la radiación global (para aumentar el nivel de confianza con que se conocen los valores promedio de algunos meses) y comenzar a hacerlo donde no se lo hizo, instalando instrumental adecuado destinado específicamente al registro de la radiación directa a incidencia normal. Una zona particularmente apropiada para continuar evaluando el recurso solar con vistas a su aprovechamiento energético la constituye el Valle de Jáchal. El Valle se extiende hacia el norte de la ciudad de San Juan, con suelos planos, alejados de cadenas montañosas importantes. La zona se encuentra cercana a la central existente en el Dique Ullum, la que se conecta a través de una red con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. El clima es similar al existente en la ciudad de San Juan, por lo que el área presenta un gran potencial de aprovechamiento energético de la radiación solar que justifica llevar adelante esfuerzos de medición tendientes a mejorar el conocimiento del recurso.

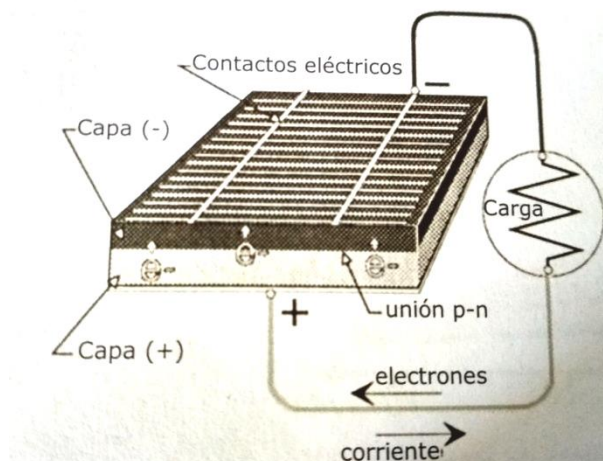
Capítulo 3. Comparación de modelos

3.1. Funcionamiento de los módulos fotovoltaicos

Denominado panel solar o módulo fotovoltaico, su principal función es la de proporcionar energía a la instalación a partir de la irradiación solar, aprovechando el efecto fotoeléctrico.

Un módulo fotovoltaico está formado por la interconexión de varias células solares en serie y/o en paralelo, para adaptar el módulo a los niveles de tensión y corriente, puesto que cada célula puede suministrar unos 0,5 voltios. Para los módulos solares de uniones de silicio y con conexiones de células en serie, los valores de tensión por módulo de células rondan las 36 células para 12 voltios y las 72 células para 24 voltios.

El efecto fotovoltaico se produce cuando la radiación solar incide sobre un material semiconductor en el cual se han creado artificialmente dos regiones, el tipo P (P=positivo) dopada con cantidades muy pequeñas de boro que contiene orificios cargados positivamente y la tipo N (N=negativo) que contiene electrones adicionales. La unión de estos materiales P y N al ser expuesta a la luz genera un campo electrostático constante, lo que produce un movimiento de electrones (corriente continua) que fluye al cerrar el circuito con una carga externa.



3.2. Tipos de módulos

Las células se fabrican mediante la cristalización del silicio, por lo que se encuentran 3 tipos principales de módulos:

3.2.1. Monocristalino

Presenta una estructura cristalina completamente ordenada. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica.



3.2.2. Policristalino

Presenta una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se obtiene de la misma forma que el monocristalino, pero con menos fase de cristalización (combinación de átomos). Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos.

3.2.3. Amorfo

Presenta un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. Su proceso de fabricación es menos costoso que los anteriores (se deposita en forma de láminas delgadas). Tiene un color homogéneo.

3.2.4. Características de los módulos

Tecnología	Eficiencia (%)
Silicio monocristalino	15-18
Silicio policristalino	13-15
Silicio amorfo	10

En esta tesis se utilizara el silicio monocristalino porque San Juan tiene un clima cálido, absorbe el calor a gran velocidad y le afecta en menos medida el sobrecalentamiento.

Ventajas módulo monocristalino	Desventajas módulo monocristalino
<ul style="list-style-type: none">• Descubrimiento mas rápido• Más eficiente	<ul style="list-style-type: none">• Fabricación más lenta• Precio elevado

3.3. Tipos de baterías

Las baterías mas adecuadas para sistemas fotovoltaicos son las de plomo y acido, las cuales se pueden simplificar en los 3 tipos siguientes:

3.3.1. Estacionarias monobloc

Como su propio nombre lo indica, están formadas en un solo bloque; es decir, no es necesario asociarlas para obtener los 12 voltios y son de menor capacidad que lastraslucidas o herméticas de un vaso o célula. Se utilizan en pequeñas instalaciones de poca potencia. Suelen tener un tamaño mayor que las utilizadas en vehículos, pero eso dependerá de la capacidad de la batería.



3.3.2. Estacionarias traslucidas o transparentes

Son baterías que se encuentran separadas en células, pero el material que las cubre permite ver el interior de la batería (transparente) o no (translucida). Como son baterías de un vaso o célula, su tensión es del orden de los 2.2 voltios, razón por la cual es necesario conectarlas en serie para obtener tensiones mayores. Así pues, se necesitan 6 baterías para obtener los 12 voltios. La diferencia entre las transparentes y las traslucidas es que, en las primeras, el recipiente deja ver su interior y, en la segunda, el paso de la luz a su interior. Este tipo de baterías son de mayor tamaño y de mayor peso que las monobloc y suelen distribuirse sin el electrolito (ácido) para facilitar su instalación, por lo que deben ser rellenas después de su colocación.



3.3.3. Estacionarias herméticas

Son las denominadas también sin mantenimiento. No se tiene acceso a su interior, aunque sus características son las mismas, en relación con los materiales activos y las reacciones de carga y descarga. Este tipo de baterías pueden ser selladas gelificadas, presentan como características que el electrolito es mucho más denso, por lo que no se derrama y puede montarse en cualquier posición. Para conseguir esta densidad se añade dióxido de silicio. Este tipo de batería no requieren mantenimiento de recarga del líquido de su interior, pero no tienen un buen comportamiento ante descargas profundas. Que se denominen sin mantenimiento no indica que no requieran ningún tipo de mantenimiento, ya que deben ser sometidas a tareas de limpieza, control y recargas adicionales.



3.4. Regulador de carga

El regulador es el encargado de controlar los procesos de carga y descarga de la batería. Las principales tareas que realiza son:

- **Evita sobrecargas en la batería:** que una vez cargada la batería no continúe cargando. Así se evita la generación de gases y la disminución del líquido en el interior de la batería. En consecuencia, aumenta la vida de la batería.
- **Impide la sobrecarga de la batería en los períodos de luz solar insuficiente:** cuando, una vez que la batería esté descargada, no continúe suministrando corriente a la instalación. En consecuencia, aumenta la vida de la batería.
- **Seguridad en el funcionamiento:** asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficiencia.

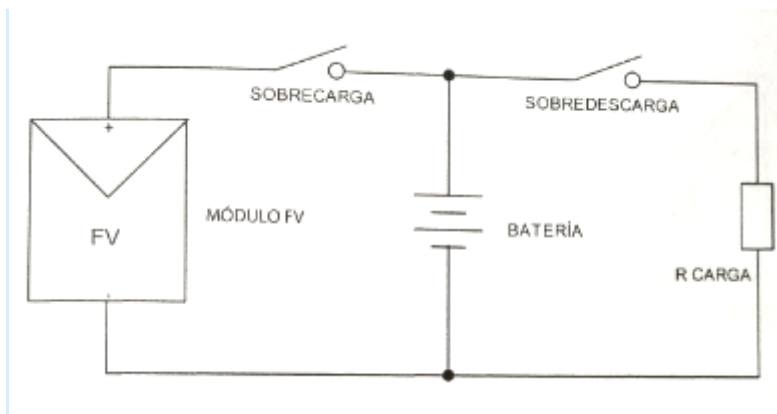
3.4.1. Tipos de reguladores

Existen 2 tipos de reguladores: paralelo o serie. En instalaciones de baja potencia se utiliza el regulador paralelo y para potencias mayores, los reguladores serie. Esto es así porque para tensiones mayores se necesitan unos disipadores de potencia para los dispositivos de control de potencia de mayor tamaño, ya que deben soportar mayores niveles de intensidad.

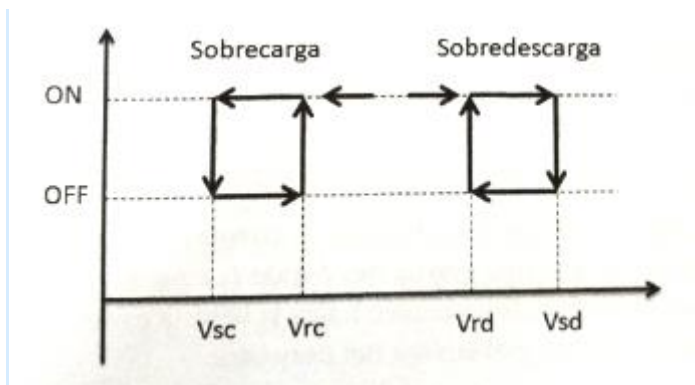
3.4.1.1. Regulador en serie

La función de este regulador es cortar el suministro de energía del generador antes de que alcance la tensión máxima de la batería; es decir, cortar antes de que se llegue al nivel de sobrecarga.

En la figura de abajo se puede ver el circuito básico de control serie con interruptores, los cuales se encargarán de que se esté cargando la batería o no (interruptor sobrecarga) y de que la batería entregue energía o no (interruptor sobredescarga).

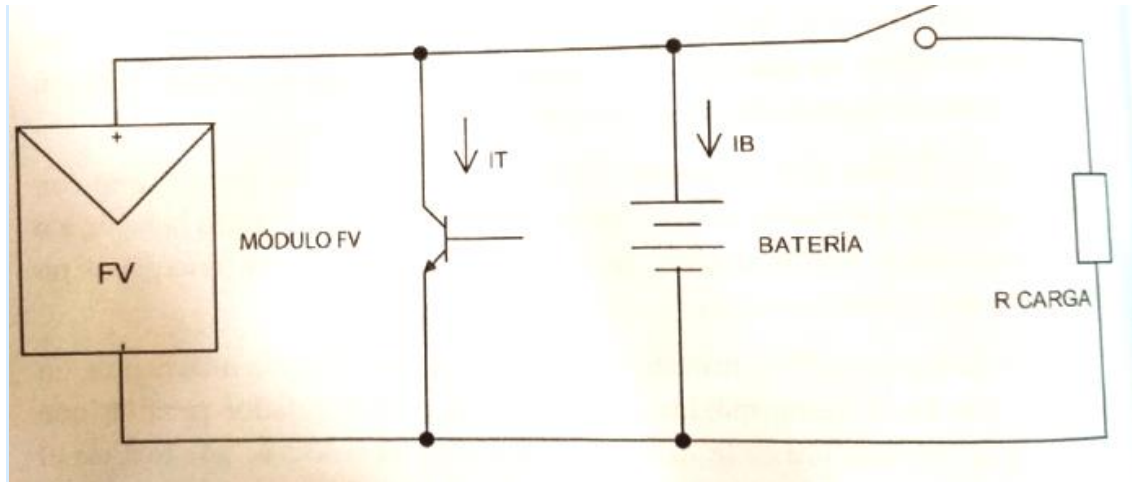


En la figura de abajo se muestra el bucle de control de cada interruptor, en donde V_{sc} es el valor máximo de tensión que el regulador permite que alcance la batería, V_{rc} es la denominada tensión de histéresis, que reinicia el proceso de recarga de la batería, V_{sd} es el valor mínimo de tensión a partir del cual corta el consumo (corta la corriente a la carga) y V_{rd} es el valor de tensión a partir del cual reconecta el consumo (/reconecta la corriente a la carga).

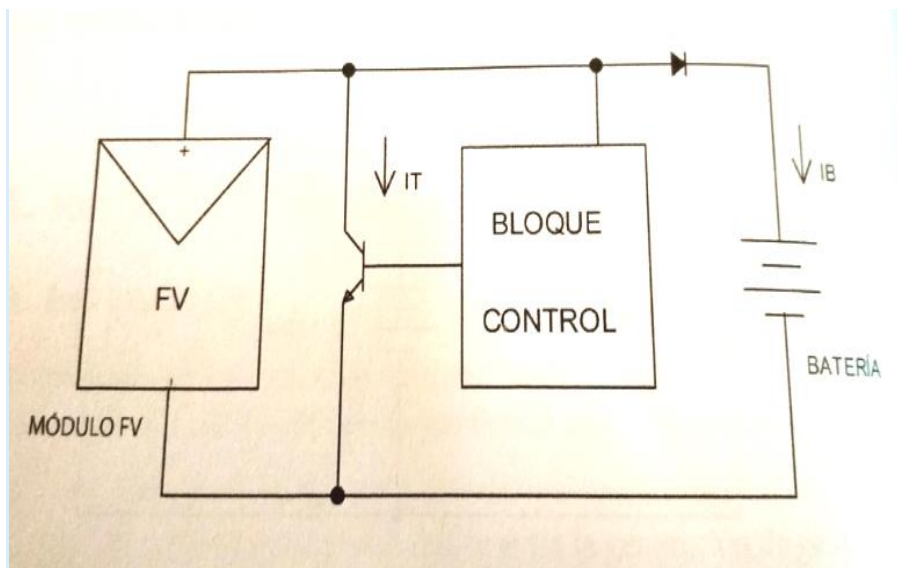


3.4.1.2. Regulador en paralelo

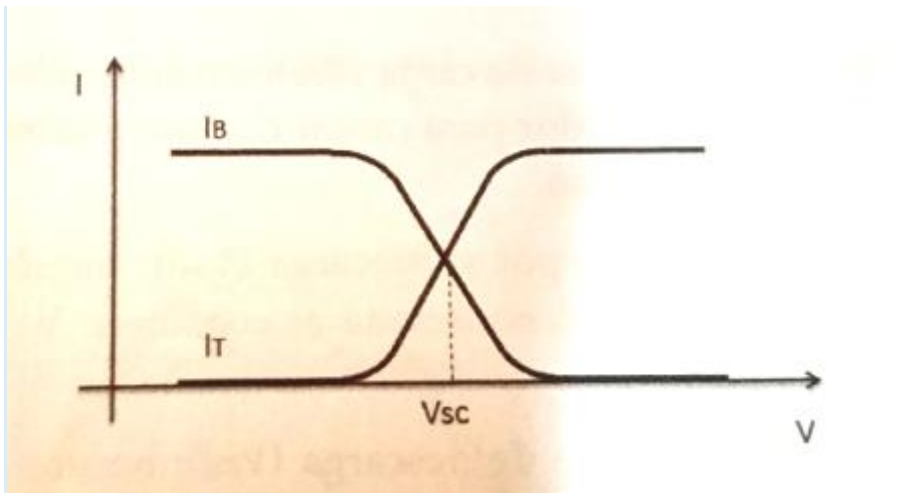
La función de este regulador es disipar potencia, con el fin de eliminar el exceso de energía generada. Consiste en un transistor situado en paralelo al generador fotovoltaico, tal y como podemos observar en la figura de abajo.



Se debe disponer de un circuito de control, el cual se encargará de la conducción del transistor en función de la tensión de la batería; es decir, cuando la tensión sea superior a un umbral (V_{sc}), que conduzca, y cuando sea inferior, que no conduzca.



En la figura de abajo se muestran las corrientes teniendo en cuenta un valor de corriente de carga constante, donde I_B corresponde a la corriente que va desde el módulo fotovoltaico hacia la batería e I_T es la corriente que circula entre el colector y el emisor del transistor.



3.5. Convertidor

Su función es alterar la tensión, la frecuencia y las características de la intensidad que reciben, convirtiéndola a la adecuada para los usos que se necesiten (suministro). Existen diferentes clases de convertidores: cc-cc, ca-cc, ca-ca, cc-ca.

El más utilizado en una instalación fotovoltaica aislada es del tipo cc-ca, que convierte la tensión del banco de la batería a consumos de 230 voltios de corriente alterna. A este tipo de reguladores se les suele denominar inversores.

Los de tipo ca-cc y ca-ca no se utilizan en instalaciones solares fotovoltaicas aisladas.

3.6. Tipos de seguidores

3.6.1. Seguidores con movimiento en un eje

Existen de varios tipos:

En un eje polar (1xp): la superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es de 15° por hora, como la del reloj.

En un eje azimutal (1xa): la superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.

En un eje horizontal (1xh): la superficie gira en un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

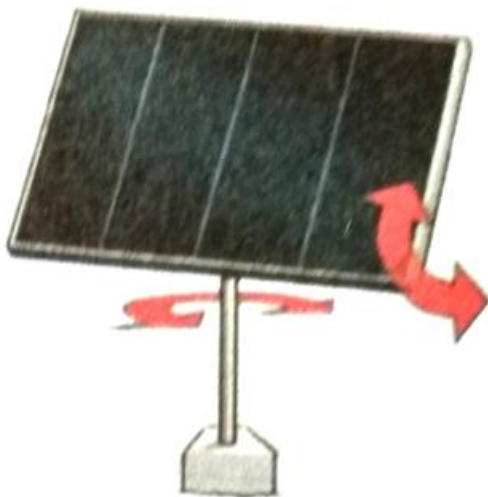


Seguimiento de un solo eje

3.6.2. Seguidores con movimiento en dos ejes

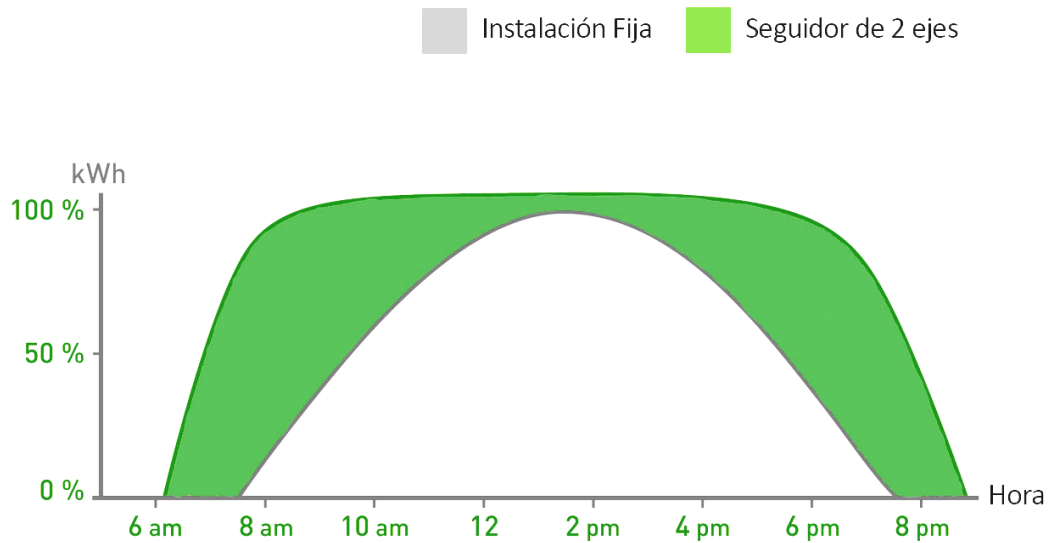
La superficie se mantiene siempre perpendicular al sol. Existen de dos tipos:

- **Monoposte:** un único apoyo central.
- **Carrousel:** varios apoyos distribuidos a lo largo de una superficie.



Seguimiento de dos ejes

Aumento del rendimiento en 2 ejes:

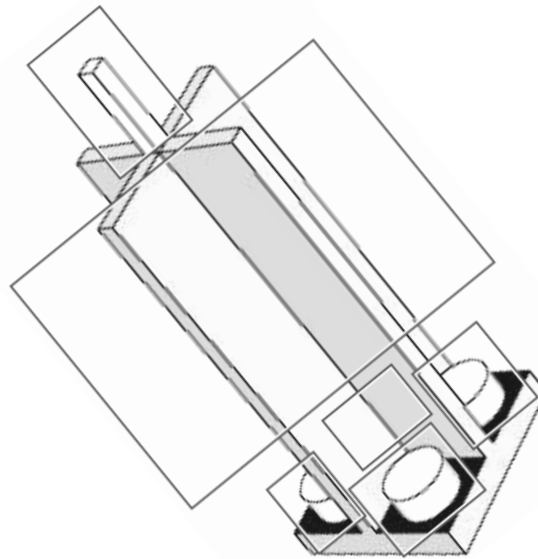


Se evidencia en la gráfica, que tenemos un aumento de rendimiento con movimiento en dos ejes con respecto al de una instalación fija. Se evalúa una ganancia mínima de 4 horas pico de irradiación solar.

3.6. Sensor de sombra y actuadores

El bloqueador solar automático además introduce una mejora en lo que respecta al error por interferencia de elementos constructivos en la medida de radiación difusa.

Superficie Total	1710cm2
Superficie Bloqueador Manual	224cm2
Porcentaje de superficie total	13%
Superficie Bloqueador Automático	20cm2
Porcentaje de superficie total	1,17%



El cabezal LDR posee 4 fotorresistores LDR forman una cruz con sus aristas alineadas con los ejes Altitud y Azimut. Para el caso de Altitud, los dos sensores ubicados por debajo (Down) se comparan contra los dos sensores ubicados por encima (Top), y según el valor de la suma aritmética la lógica del dispositivo actúa para aumentar o disminuir la altitud, orientando de ese modo el cabezal LDR a apuntar hacia el sol para mantener la diferencia entre Top y Down igual a cero. Ocurre lo mismo con el par de sensores que se encuentran del costado derecho del cabezal LDR (Right) comparados contra los del costado izquierdo (Left); esta diferencia comanda el movimiento Azimutal. La sombra que proyecta el disco inferior del cabezal LDR está centrada en el punto de intersección entre los ejes de los movimientos Altitud y Azimut, que es el lugar donde se encuentra el detector del solarímetro. De esta forma el dispositivo sigue el movimiento del sol durante el día manteniendo constantemente un disco de sombra sobre el detector, haciendo posible la medición de la radiación difusa sin importar (en gran medida) la alineación del bloqueador con el polo celeste ni la eclíptica.

Resulta de vital importancia la calibración de los fotorresistores LDR del cabezal (Top vs. Down y Right vs. Left), debido a que el funcionamiento en lazo cerrado de la lógica podría volverse inestable.

Comparación de sensores

Para calibrar los fotorresistores LDR primero se definieron varias situaciones posibles de incidencia de luz:

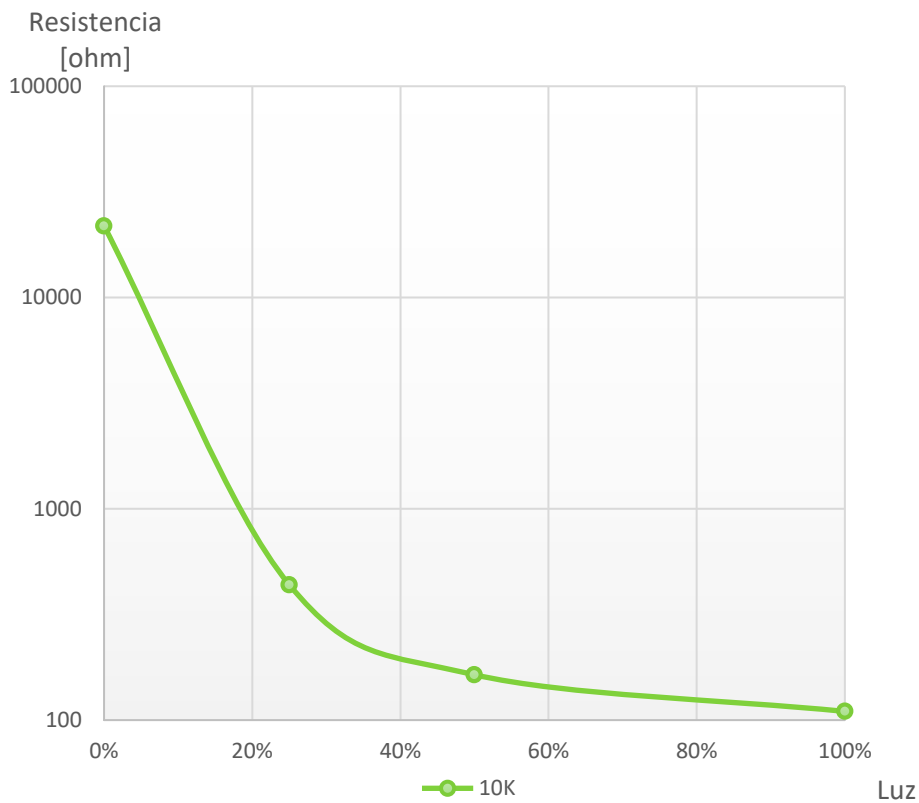


1. Oscuridad total (0%): es el caso del fotorresistor sin recibir ningún tipo de luz. Para la calibración se bloquea el sensor completamente.
2. Sombra total (25%): el fotorresistor no recibe luz directa del sol, pero sí de forma indirecta. Se establece como el momento cuando el cabezal LDR proyecta una sombra completa sobre el fotorresistor (Figura 1).
3. Sombra parcial (50%): se refiere al caso cuando el fotorresistor tiene la mitad de su superficie con sombra y la otra mitad bajo incidencia de luz solar directa (el cabeza LDR proyecta sombra desde la punta sobre la mitad de la superficie del fotorresistor en la base).
4. Luz total (100%): la totalidad de la superficie del fotorresistor recibe luz solar directa.

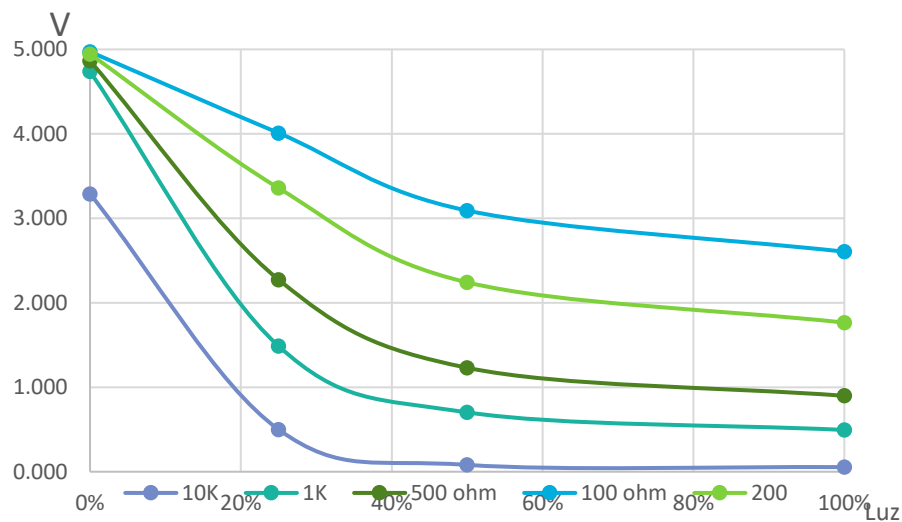
La Gráfica 1 muestra el comportamiento de los fotorresistores LDR frente a las diferentes situaciones planteadas. Cabe desatacar que debido al proceso de fabricación, no todos los fotorresistores poseen la misma respuesta, para evitar inestabilidad en el sistema se introduce un parámetro de ajuste de tolerancia diferencial el cual será explicado más adelante.

La respuesta se evalúa en términos de resistencia entre los terminales de los fotorresistores LDR. Para este caso se muestra el promedio obtenido para 10 unidades. La función obedece a una curva logarítmica, por lo cual es necesario establecer la zona de trabajo de los sensores, pues la lógica con control funciona por comparación contra resistencias fijas.

En primera instancia se descarta el punto de máxima oscuridad (0%) debido a que esto equivale un funcionamiento de noche completamente oscura, algo imposible para el instrumento. Se observa que la variación de resistencia del punto óptimo de funcionamiento del seguidor solar (luz 100%) llega a valores de 4 veces el valor nominal de la resistencia nominal (aproximadamente 100ohm). Se probaron resistencias de comparación de diferentes valores, las cuales son utilizadas por la lógica de control para evaluar el estado del cabezal LDR. La Gráfica 2 muestra los resultados utilizando valores de resistencias de 10K, 500Ω, 200Ω y 100 Ω. El valor de resistencia de comparación adoptado fue de 200Ω debido a que presentaba mayor valor diferencial entre los puntos de luz total (100%) y sombra total (25%).



Gráfica 1: Respuesta (promedio) de fotorresistores LDR.



Gráfica 2: Comportamiento con diferentes resistencias de comparación.



Electrónica y control

A continuación, se listan los componentes electrónicos que controlan el dispositivo:

- Arduino UNO ATmega328.
- Driver Doble Puente H L298N.
- Placa auxiliar impresa para controles manuales.
- Fotorresistores LDR (Light Dependent Resistor).
- Motores CC 12V - 10rpm.
- Fuente switching de alimentación 24V.

Cuando se requiere mover la posición del cabezal LDR se recurre a un selector AT/MT que permite conmutar entre dos puntos de trabajo:

- AT: el mecanismo se mueve de forma automática en lazo cerrado comandado por el valor diferencial de tensión de los fotorresistores.
- MT: el mecanismo se mueve de forma manual a partir de cuatro pulsadores que actúan en los cuatro movimientos posibles: Azimut horario y antihorario, Altitud mayor o menor.

La electrónica de control cuenta con dos potenciómetros para calibrar el cabezal LDR según las condiciones del día: “tol” es un valor de tolerancia por debajo del cual los motores de Altitud y Azimut no se mueven; “dtime” es un retardo al final del bucle de control entre la última corrección de posición realizada y una nueva lectura de los sensores LDR.

Resultados

Los resultados obtenidos están plasmados en la confiabilidad del dispositivo en proveer una sombra constante sobre el sensor durante el día y en condiciones de interferencias externas, tales como nubes poco o muy densas, suelos refractivos (en el caso de colocar el instrumento sobre un techo con membrana de aluminio), luces artificiales, o polvo en suspensión.

En los casos mencionados se han creado las distintas interferencias de forma intencional con la finalidad de evaluar la respuesta del seguidor solar ante estos eventos. En todos los casos mostró una respuesta aceptable en cuanto al seguimiento de la posición del sol.

En el caso de nubes en condiciones de alta densidad, el dispositivo no ha sido capaz de seguir el movimiento del sol ya que se encontraba completamente oculto, sin embargo para la medición de radiación difusa en este caso no es necesario debido a



que las mismas nubes cumplen la función de bloqueador solar. En cuanto las nubes desaparecían y el sol regresaba, el dispositivo se encargaba de reposicionar el cabezal LDR orientado a la posición del sol y generar sombra adecuada sobre el sensor para medir el correcto valor de radiación difusa.

Conclusiones

El diseño presenta un excelente funcionamiento antes condiciones no ideales como las explicadas anteriormente. Asimismo, durante la etapa de prueba, surgieron mejoras posibles a implementar a futuro, como también un rediseño teniendo en cuenta el funcionamiento en zonas de altas precipitaciones y vientos.

Capítulo 4. Cálculo y elección del material

4.1. Dimensionamiento de la instalación

El proceso de cálculo del número de módulos fotovoltaicos y de baterías se denomina dimensionamiento de una instalación fotovoltaica.

Necesitamos conocer una serie de datos relacionados con el lugar y la instalación:

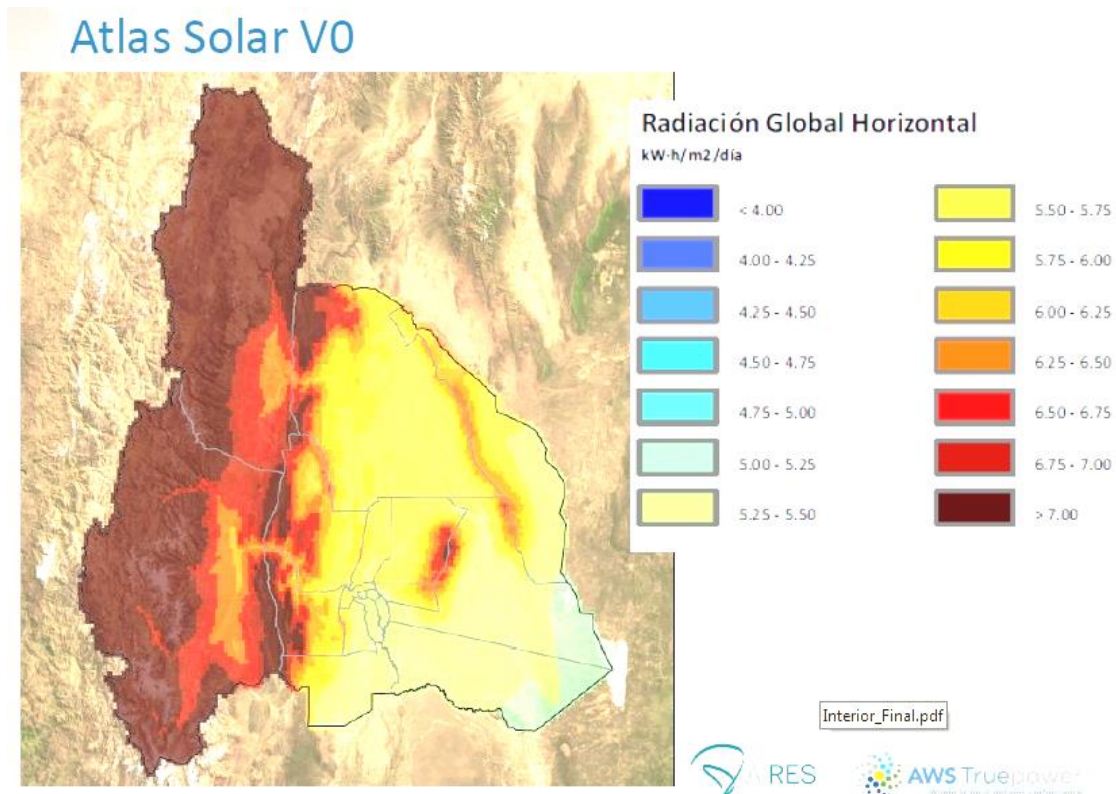
- **Condiciones de uso:** demanda energética y uso.
- **Datos climatológicos:** conocer la irradiación de la que disponemos.

4.1.1. Datos climatológicos

Para los cálculos fue necesario solo obtener el término de horas de pico solar (HPS), que dependerá de la zona geográfica.

Se puede definir las horas de pico solar (HPS) como las horas diarias (u horas de luz) cuya irradiancia corresponde a las condiciones estándar de medida, es decir 1000W/m^2 . Las HPS de la ciudad de San Juan pueden variar de 4 a 7 horas diarias, dependiendo del mes y el lugar de instalación.

Escogimos el valor más pequeño de todo el año que son 4 HPS y luego la aumentamos a 6 HPS, por el aumento del rendimiento del panel en 2 ejes.



4.1.2. Condiciones de uso

4.1.2.1. Obtención del consumo

Una de las principales condiciones que determina una instalación solar fotovoltaica aislada es la instalación eléctrica a la que debe suministrar la energía.

Así pues, un primer paso es conocer el consumo necesario. Para ello, calculamos la potencia total de la instalación teniendo en cuenta la potencia de cada equipo que se conecta a la instalación y las horas que estará en funcionamiento durante un día. Dicho término se conoce como potencia máxima instalada a lo largo de un día o energía instalada, se simboliza por *Epotmaxdiaria* y las unidades de medición son los vatios hora al día (Whd). Para calcularlo es necesario saber:

- La potencia de cada equipo conectado: electrodoméstico, luces, etc.; se mide en vatios (W) y se suele simbolizar por *Pnombre_equipo*.
- La cantidad de equipos de las mismas características; no tiene unidad de medición.
- Las horas que se prevé que esté en marcha el equipo; utilizamos las horas como unidad de cálculo.

Una instalación de una vivienda en la ciudad de San Juan, de uso anual durante todo el año. Escogimos 5 días de autonomía para prever los días nublados o de baja irradiación. Teniendo en cuenta que toda la instalación funciona con 230 voltios:

- ♦ Iluminación: 1 foco led de 8w durante 0,2 horas, en la cochera
2 focos ledes de 8w durante 6 horas, en la cocina/comedor
1 foco led de 4.5w durante 3 horas, en el baño
1 foco led de 4.5w durante 1 hora, en la habitación 1
1 foco led de 4.5w durante 1 hora, en la habitación 2
3 focos ledes de 8w durante 2 horas, otros
- ♦ Climatización: 1 termotanque de 2000w durante 2 horas
2 ventiladores de pie de 60w durante 4horas
1 caloventor de 1000w durante 3 horas
- ♦ Refrigeríficos: 1 heladera de 150w durante 24 horas

Calculamos la energía en Whd con siguiente ecuación:

Epotmaxdiaria

$$\begin{aligned} &= \sum \text{Cantidad} * \text{horas} * \text{Pnombre}_{\text{equipo}} = (1 * 0.2 * 8) + (2 * 6 * 8) \\ &+ (1 * 3 * 4.5) + (1 * 1 * 4.5) + (1 * 1 * 4.5) + (3 * 2 * 8) \\ &+ (1 * 2 * 2000) + (2 * 60 * 4) + (1 * 3 * 1000) + (150 * 1 * 4) \\ &= 11248,1 \text{ Whd} \end{aligned}$$



Luego calculamos la energía máxima de la instalación. Tuvimos en cuenta que la instalación es en corriente alterna, por lo tanto, necesitamos un convertidor que adapte los niveles, con sus pérdidas correspondientes, que se introducen por el rendimiento.

Para la elección del convertidor tuvimos en cuenta la potencia máxima, es decir, la suma de toda la potencia que debe soportar en un instante o, lo que es lo mismo, la suma de la potencia de todos los posibles consumos y no la potencia en un día.

Para la elección del inversor hay que optar por uno en el que la potencia de salida sea inmediatamente superior a la potencia de todos los equipos conectados.

$$\begin{aligned} P_{inversor} &\geq \sum P_{equipo} * Cantidad [W] \\ &= (1 * 8) + (2 * 8) + (1 * 4.5) + (1 * 4.5) + (3 * 8) + (1 * 2000) \\ &\quad + (2 * 60) + (1 * 1000) + (1 * 150) = 3331.5 W \end{aligned}$$

Elegimos un inversor STECA C4000, con una tensión máxima 24Vcc/230Vcc y una potencia de salida de 3500W.

Luego calculamos la energía de la instalación:

$$E_{inst_{max}} = \frac{E_{potmaxdiaria}}{V_{de\ trabajo}} = \frac{11248.1}{230} = 48.91 Ahd$$

El valor obtenido lo incrementamos un 20% para tener un margen de seguridad:

$$E_{maxdiaria} = 1.2 * E_{inst_{max}} = 1.2 * 48.91 = 58.7 Ahd$$

Para obtener el máximo consumo, tuvimos en cuenta las pérdidas. Para calcular las pérdidas hizo falta conocer los días de autonomía y las pérdidas por rendimiento de la instalación:

$$Kt = [1 - (Kb + Kc + Kr + Kx)] * \left[1 - \frac{(Ka * Daut)}{Pd} \right]$$

Kt= pérdidas totales

Kb= pérdidas debido al rendimiento de las baterías

Kc= pérdidas debido al rendimiento del convertidor

Kr= pérdidas debido al rendimiento del regulador

Kx= otras pérdidas

Ka= pérdidas debido a la auto descarga diaria de la batería

Pd= profundidad de descarga de la batería

$$Kt = [1 - (0.05 + 0.1 + 0.1 + 0.1)] * \left[1 - \frac{(0.005 * 5)}{0.6} \right] = 0.63$$

El consumo de energía máxima es:

$$E_{max} = \frac{E_{maxdiaria}}{Kt} = \frac{58.7}{0.63} = 93.151 \text{ Ahd}$$

Teníamos que calcular número de módulos fotovoltaicos necesarios. El tipo de módulos que elegimos es ENERTIK de 24volt, modelo PS-275MB.

Especificaciones técnicas:

- Potencia máxima: 275W
- Voltaje nominal: 32.36
- Corriente(imp): 8.50
- Tensión en circuito abierto(Voc): 38.46
- Corriente en cortocircuito(Isc): 9.10
- Tensión máxima: 1000VCC(IEC)/600VCC(UL)
- Resistencia al viento (Pa): 5400

Especificaciones físicas:

- Celda solar: silicio monocristalino
- Material del marco: aluminio
- Color del marco: negro
- Dimensiones (LxAxA) en mm: 1640 x 992 x 35
- Peso neto (kg): 18.6

Especificaciones de temperatura

- Condiciones de temperatura nominal: -40°C a +85°C



A continuación, calculamos la energía que proporciona cada módulo fotovoltaico:

$$E_{módulo} = 0.9 * I_{módulo} * HPS = 0.9 * 8.5 * 6 = 45.9 \text{ Ahd}$$

Calculamos el número de ramas en paralelo:

$$\frac{E_{max}}{E_{módulo}} = \frac{93.151}{45.9} \cong 2.03$$

Número paralelo_módulo= 2 módulos

Calculamos el número de módulos en serie de cada rama:

$$\frac{V_{batería}}{V_{módulo}} = \frac{24}{24} = 1$$

Número serie_módulo= 1 módulo

A continuación calculamos el número de baterías necesarias. Para ello tuvimos que conocer la capacidad del banco de baterías de la instalación. Hay que utilizar el mismo valor de profundidad de descarga de la batería utilizado para el cálculo de pérdidas. La capacidad del bando de baterías es:

$$\frac{E_{max} * D_{aut}}{P_d} = \frac{93.151 * 5}{0.6} = 776.26 Ah$$

Capacidad de la batería= 777 Ah

Calculamos el número de baterías en paralelo:

$$\frac{C_{batería}}{C_{nominal}} = \frac{777}{800} \cong 1$$

Número paralelo de batería= 1

El Cnominal tiene que ser ≥ 80 amper

Para saber el número de baterías a conectar en serie para obtener el valor de tensión:

$$\frac{V_{batería}}{V_{nominal_batería}} = \frac{24}{12} = 2$$

Número serie de batería= 2

El último elemento a escoger es el regulador. Calculamos la corriente del regulador; para ello, consultamos la corriente en cortocircuito del módulo fotovoltaico:

$$I_{campo\ fotovoltaico} = I_{sc} * \text{Número de ramas} = 9.10 * 2 = 18.2 A$$

$$I_{regulador} = 1.1 * 18.2 = 20.02 A$$

Se puede usar un regulador de 25 A.

4.2. Acciones en la estructura

4.2.1. Acciones del viento sobre los módulos solares

La acción del viento, en general una fuerza perpendicular a la superficie de cada punto expuesto, o presión estática, q_e puede expresarse como:

$$q_e = q_b * c_e * c_p$$

Siendo:

q_b = Presión dinámica del viento

c_e = Coeficiente de exposición

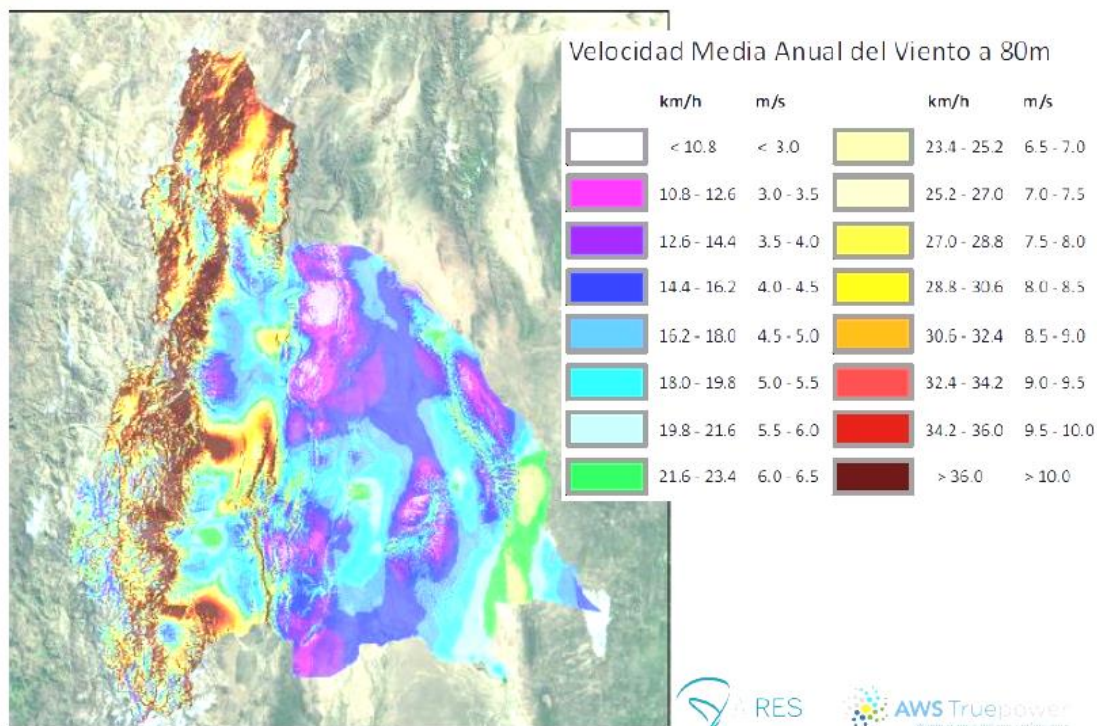
c_p = Coeficiente eólico o de presión exterior

Presión dinámica del viento: el valor de la presión dinámica del viento se obtuvo con la expresión:

$$q_b = \frac{\delta * v^2 b}{2 * g} = 50.40 \frac{kg}{m^2}$$

Considerando como la densidad del aire: $\delta = 1.28 \frac{kg}{m^3}$

Atlas Eólico V0



v_b = valor básico del viento. Tomamos el caso más desfavorable, por ejemplo, un viento zonda a $100 \frac{\text{km}}{\text{h}}$ o $33.33 \frac{\text{m}}{\text{s}}$

Coefficiente de exposición: el valor del coeficiente de exposición depende del entorno (efecto por tanto más local que el de la presión dinámica del viento) y lo obtuvimos mediante la expresión:

$$C_e = F * (F + 7K)$$

Donde F es el grado de aspereza del entorno

$$F = K * \ln\left(\frac{\max(z, z_0)}{L}\right) = 0.59$$

Siendo z la altura de emplazamiento, en nuestro caso 15 m.

El caso más desfavorable es en un terreno rural llano con pequeños obstáculos, donde $K=0.15$ y $L=0.3$.

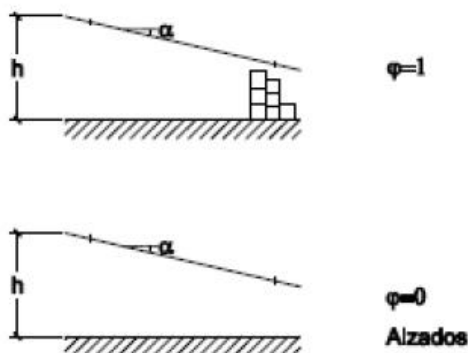
$$C_e = 0.59 * (0.59 + (7 * 0.15)) = 0.97$$

Coefficiente eólico o de presión exterior: el viento produce sobre cada elemento superficial de una construcción una sobrecarga unitaria p (kg/m^2) en la dirección de su normal, positiva (presión) o negativa (succión), de valor dado por la expresión:

$$p = c_p * q_b$$

q_b = presión dinámica del viento

c_p = coeficiente eólico, depende de la configuración de la construcción, de la posición del elemento y el ángulo de incidencia del viento en la superficie.



Tomamos $\varphi=0$

Considerando la estructura de módulos fotovoltaicos como una marquesina, y según el caso más desfavorable, obtenemos un coeficiente eólico de -3.6.

Por lo tanto, la presión estática:

$$q_e = 50.40 \frac{kg}{m^2} * 0.97 * 3.6 = 176 \frac{kg}{m^2}$$

4.2.2. Fuerzas soportadas por los perfiles de la estructura

$$F = q_e * L$$

L= panel en vertical de longitud 1.640m

$$F = 176 \frac{kg}{m^2} * 1.640m = 288.64 \frac{kg}{m}$$

4.3. Dimensiones del tridente respecto a la carrera del actuador

Latitud de la provincia de San Juan 31° 32' 11"

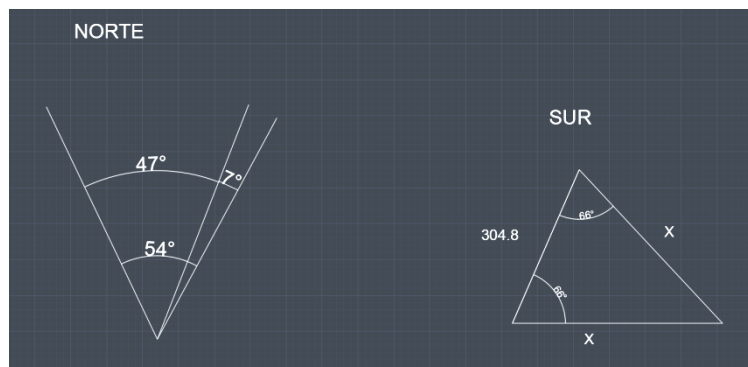
Declinación solar = 2 * 23.45° = 46.9°

MN: Movimiento al norte

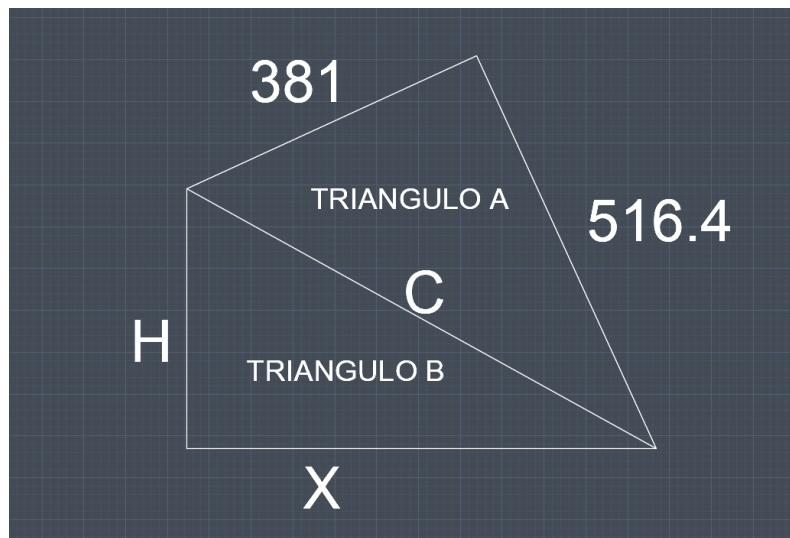
MS: Movimiento al sur

MN: Declinación solar + Latitud de San Juan= 54° 27"

MS: Declinación solar + Latitud de San Juan= -7° 33"



$$\frac{304.8mm}{\text{SEN}(46.9^\circ)} = \frac{X}{\text{SEN}(66.5^\circ)} \rightarrow x = 381mm$$



Solución para el triángulo A

$$C = \sqrt{a^2 + b^2}$$

$$C = \sqrt{381^2 + 516.4^2} = 642mm$$

$$\alpha 1 = \text{SEN}^{-1} \left(\frac{381mm}{516.4mm} \right) = 47.54^\circ$$

$$\alpha 2 = 59^\circ - 47.54^\circ = 11^\circ 27' 36''$$

Solución para el triángulo B

$$\text{SEN } \alpha 2 = \frac{H}{C}$$

$$H = 642mm * \text{SEN } 11^\circ 27' 36'' = 127.5mm$$

$$X = 642mm * \text{COS } 11^\circ 27' 36'' = 629.15mm$$



Capítulo 5. Diseño preliminar

A medida que obtuvimos resultados de la investigación, los primeros diseños escaseaban de versatilidad y funcionalidad que el estudio demandaba en el momento realizado. A partir de esta condición, fue necesario modificar los primeros diseños.

5.1 Base

Se planteo como primer diseño, una base que consistía en tubo de sección cuadrada de posicionamiento vertical con 4 refuerzos a un determinado ángulo respecto a un soporte cuadrado fijado al piso.

5.1.1. Primera modificación de la base

Se pensó en un tubo circular de posicionamiento vertical fijado al piso, porque manifiesta mejor comportamiento a la distribución de tensiones.

5.1.2. Segunda modificación de la base

El peso del tubo circular fue limitante constructivamente y para trasladarlo, por lo tanto, se tomo como alternativa optar por una estructura de tres patas, construidas con tubos de secciones circulares de menor diámetro.

5.1.3. Tercera modificación de la base

Como elección se construyó una base de 4 patas, para salvar la problemática de la distribución de cargas, que la base de 3 patas no satisfacía.

5.2. Mecanismo primer diseño

Para que se produzca la ejecución del movimiento complejo, pensamos en emplear motores con sus respectivos reductores.

5.2.1. Primera modificación del mecanismo

La utilización de motores con sus reductores, conllevaba a una demanda de espacio físico, mantenimiento; teniendo como consecuencia un elevado costo. Esta problemática se salva con moto-reductores.

5.2.2. Segunda modificación del mecanismo

La elección de moto-reductores consideraba un elevado peso con respecto a mecanismo tipo biela-manivela.

5.2.3. Tercera modificación del mecanismo

Como alternativa final, seleccionamos actuadores eléctricos, porque el mecanismo biela-manivela necesitaba mayor número de piezas, por lo tanto se requería mayor espacio, rozamiento y como consecuencia de esto un mayor mantenimiento y costos.

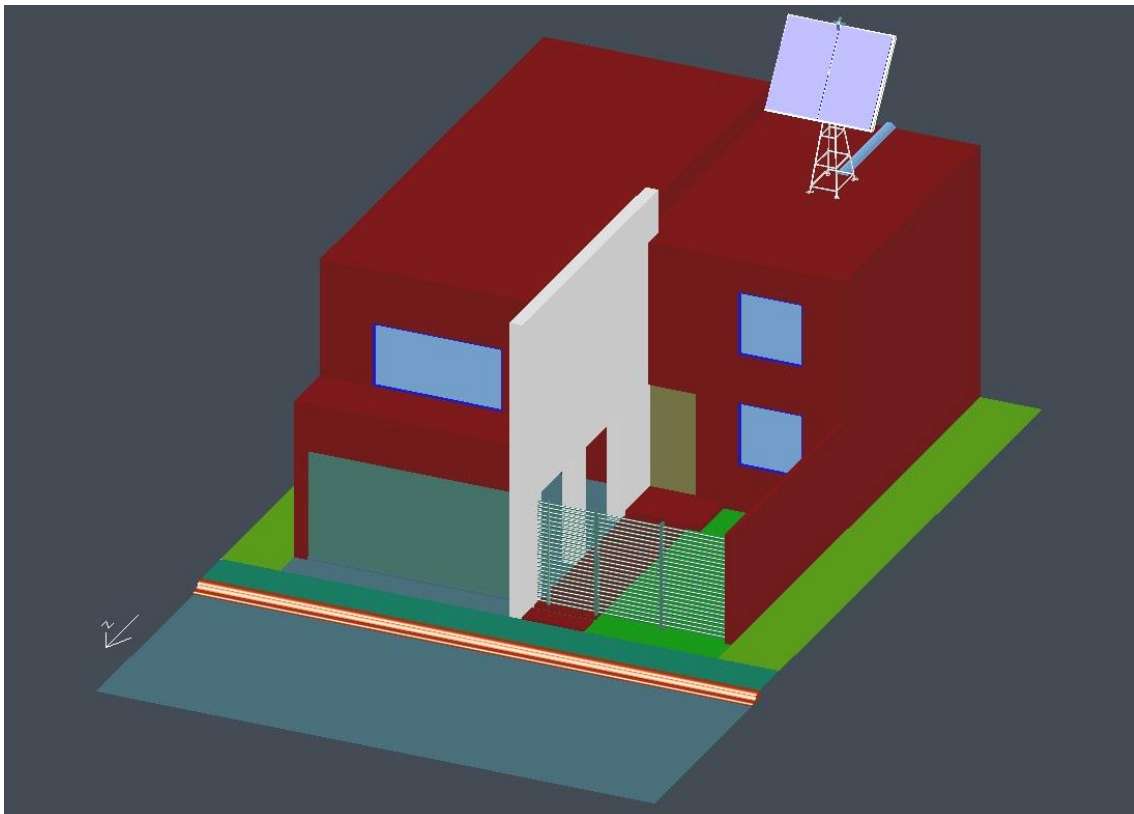
5.3. Estructura primer diseño

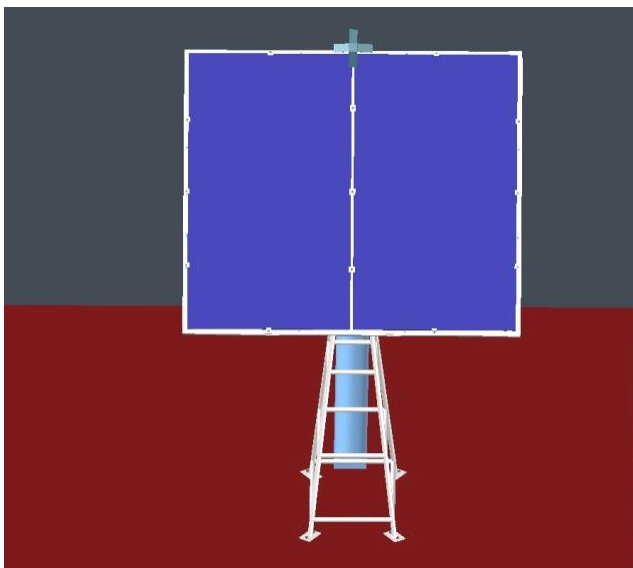
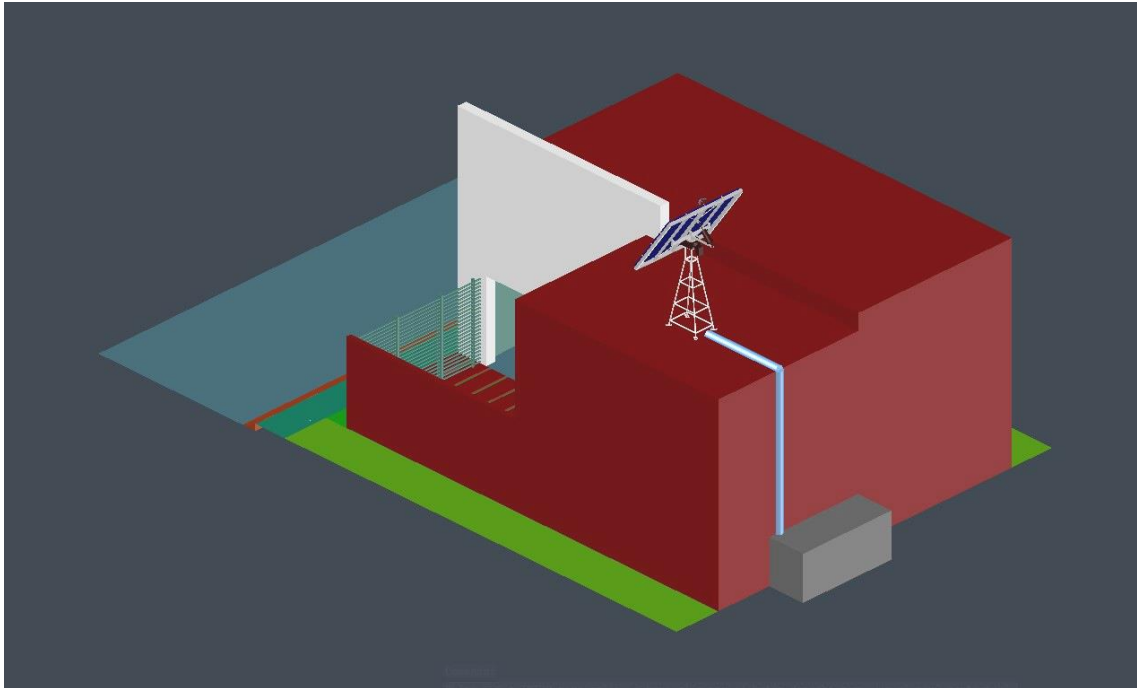
Para sostener los paneles se pensó en una estructura de tubos de sección cuadrada sin reticulado y con pinzas en para sostener los paneles.

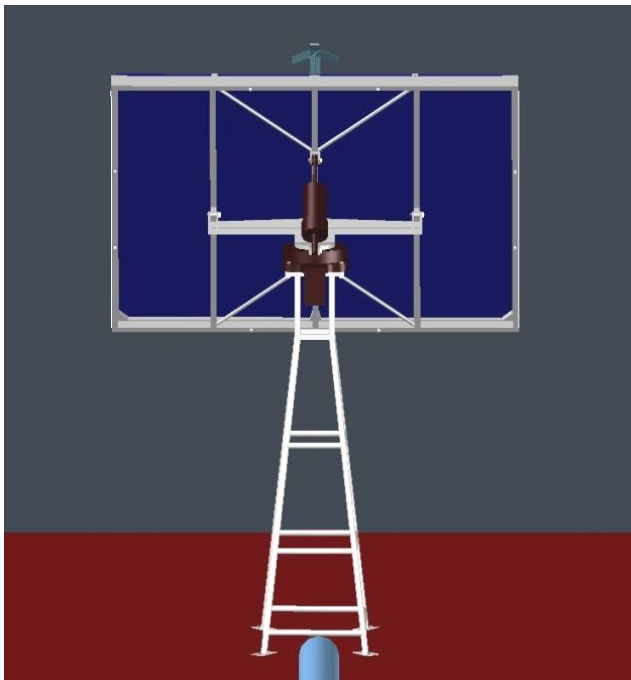
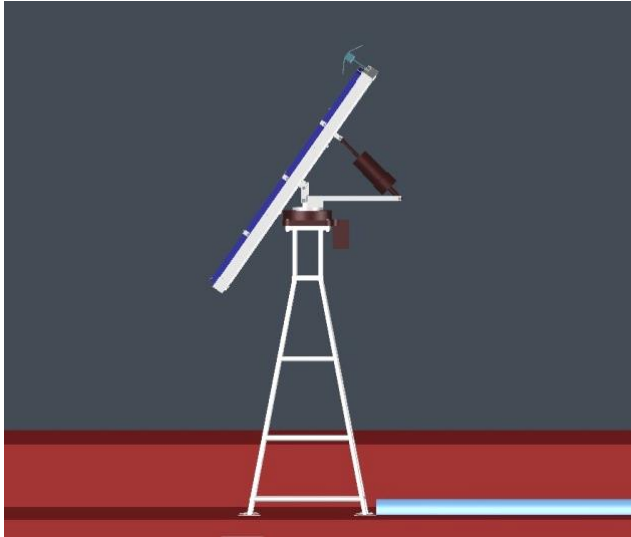
5.3.1. Primera modificación de la estructura

La elección final fue una estructura de tubos de sección cuadrada con reticulado de tubos circulares para resistir de una manera más eficaz los esfuerzos y con un número mayor de pinzas para sostener los paneles. También consideramos esquineros, por los problemas de que ingresara agua o tierra en la estructura, en casos de lluvia o vientos.

5.4. Diseño final







5.5. Catálogos

5.5.1. Actuador giratorio hueco

High Positioning Accuracy with Non-Backlash

- Non-Backlash
- Repetitive Positioning Accuracy ± 15 sec
- Lost Motion 2 arc minutes

Note The repetitive positioning accuracy is measured at a constant temperature (normal temperature) under a constant load.

Large-Diameter, Hollow Output Table Makes Simple Wiring and Piping Possible

The large diameter hollow hole (through-hole) helps reduce the complexity of wiring and piping, thus simplifying your equipment design.

	Frame Size mm	Diameter of Hollow Section mm
DG60	60	$\phi 28$
DG85	85	$\phi 33$
DG130	130	$\phi 62$
DG200	200	$\phi 100$

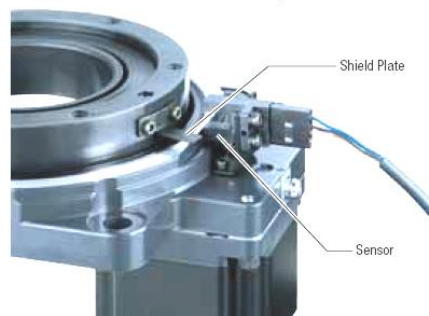
Example: **DG200**







"Home Sensor Set" is Available as an Accessory

Since the sensor set comes with all the parts required for the return-to-home operation, you will spend less time designing, fabricating and procuring parts related to sensor installation.

DG130 Sensor Installation Example

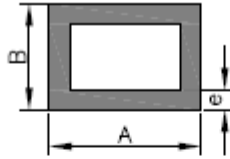


Lineup

Product	Motor Series	Electro-magnetic Brake	Driver	Power Supply Voltage	Diameter of Hollow Section (mm)	Permissible Torque (N·m)	Permissible Moment Load [N·m]				Permissible Thrust Load [N]		
							20	40	60	80	1000	2000	3000
DG60 60 mm 	AR	—	Built-in Controller	24 VDC	$\phi 28$	0.9	2				100		
			Pulse Input	24 VDC									
DG85 85 mm 	AR	—	Built-in Controller	Single-Phase 100-120 VAC Single-Phase 200-240 VAC	$\phi 33$	2.8	10				500		
			Pulse Input	Single-Phase 100-115 VAC Single-Phase 200-230 VAC Three-Phase 200-230 VAC									
DG130 130 mm 	AR	●	Built-in Controller	Single-Phase 100-120 VAC Single-Phase 200-240 VAC	$\phi 62$	12	50				2000		
			Pulse Input	Single-Phase 100-115 VAC Single-Phase 200-230 VAC Three-Phase 200-230 VAC									
DG200 200 mm 	AR	●	Built-in Controller	Single-Phase 100-120 VAC Single-Phase 200-240 VAC	$\phi 100$	50	100				4000		
			Pulse Input	Single-Phase 100-115 VAC Single-Phase 200-230 VAC Three-Phase 200-230 VAC									

Utilizamos el actuador giratorio hueco DG200 de 200mm y 230V.

5.5.2. Tubos rectangulares de aluminio



Perfil	Paso métrico	A [mm]	B [mm]	e [mm]
TC-032	0,316	30	12	1,5
TC-031	0,308	30	20	1,5
TC-138	0,486	38	25	1,5
TC-140	0,462	40	20	1,5
TC-151	0,502	50	15	1,5
TC-152	1,037	50	20	3
TC-052	0,489	50	25	1,25
TC-150	0,583	50	25	1,5
TC-930	0,694	50	25	1,8
TC-160	0,624	60	20	1,5
TC-161	0,664	60	25	1,5
TC-170	0,867	70	40	1,5
TC-171	1,985	70	40	3
TC-175	0,786	75	25	1,5
TC-696	0,786	75	25	1,8
TC-177	0,988	75	50	1,5
TC-793	1,180	75	50	1,8
TC-761	3,105	75	50	5
TC-190	1,229	90	40	1,8
TC-297	1,361	90	40	2
TC-762	3,547	90	40	5,5
TC-583	1,820	100	25	2,5
TC-100	1,374	100	45	1,8
TO-1036	1,158	101,6	44,5	1,5
TC-115	1,739	115	50	2
TC-125	1,847	125	50	2

5.5.3. Actuador lineal



Carga Push	hasta 3 000 N
Carga Pull	hasta 3 000 N
Velocidad (carga total)	hasta 40 mm/s
Carrera	100 a 400 mm
Tensión	12/24 V DC or 120/230/400 V
AC	
Temperatura de func.	-20 a +50 °C
Tipo de protección	IP 20/54/55/44/65

5.5.4. Tubos circulares de acero

TUBOS REDONDOS

Round Tubes

DIMENSION Size D		ESPESOR Thickness e	PESO Weight	AREA DE LA SECCION Sectional Area	MOMENTO DE INERCIA Moment of Inertia	MÓDULO DE INERCIA Elastic Modulus	RADIO DE GIRO Gyration Radius
Pulg. Inches	mm	mm	kg/m	cm ²	cm ⁴	cm ³	cm
5/8"	15.87	0.80	0.297	0.379	0.110	0.138	0.538
		0.90	0.332	0.423	0.121	0.153	0.535
		1.10	0.401	0.510	0.143	0.180	0.528
		1.20	0.434	0.553	0.153	0.192	0.525
		1.60	0.563	0.717	0.188	0.237	0.512
3/4"	19.05	0.80	0.360	0.459	0.195	0.205	0.652
		0.90	0.403	0.513	0.216	0.227	0.648
		1.10	0.487	0.620	0.255	0.268	0.642
		1.20	0.528	0.673	0.274	0.288	0.638
		1.60	0.689	0.877	0.343	0.380	0.625
7/8"	22.22	2.00	0.841	1.071	0.402	0.422	0.613
		0.80	0.423	0.538	0.315	0.283	0.765
		0.90	0.473	0.603	0.349	0.315	0.761
		1.10	0.573	0.730	0.416	0.374	0.755
		1.20	0.622	0.792	0.447	0.403	0.751
1"	25.40	1.60	0.814	1.036	0.564	0.508	0.738
		2.00	0.997	1.270	0.668	0.601	0.725
		0.80	0.485	0.618	0.477	0.376	0.878
		0.90	0.544	0.693	0.530	0.417	0.875
		1.10	0.659	0.840	0.633	0.498	0.868
1 1/8"	28.57	1.20	0.716	0.912	0.682	0.537	0.865
		1.60	0.939	1.196	0.867	0.682	0.851
		2.00	1.154	1.470	1.033	0.813	0.838
		0.80	0.548	0.698	0.686	0.480	0.991
		0.90	0.614	0.782	0.763	0.534	0.988
1 1/2"	31.75	1.10	0.745	0.949	0.914	0.640	0.981
		1.20	0.810	1.032	0.986	0.690	0.978
		1.60	1.064	1.356	1.260	0.882	0.964
		0.80	0.611	0.778	0.949	0.588	1.105
		0.90	0.685	0.872	1.058	0.666	1.101
1 3/4"	38.10	1.10	0.831	1.059	1.269	0.799	1.094
		1.20	0.904	1.152	1.371	0.863	1.091
		1.60	1.190	1.516	1.759	1.108	1.077
		2.00	1.467	1.869	2.116	1.333	1.064

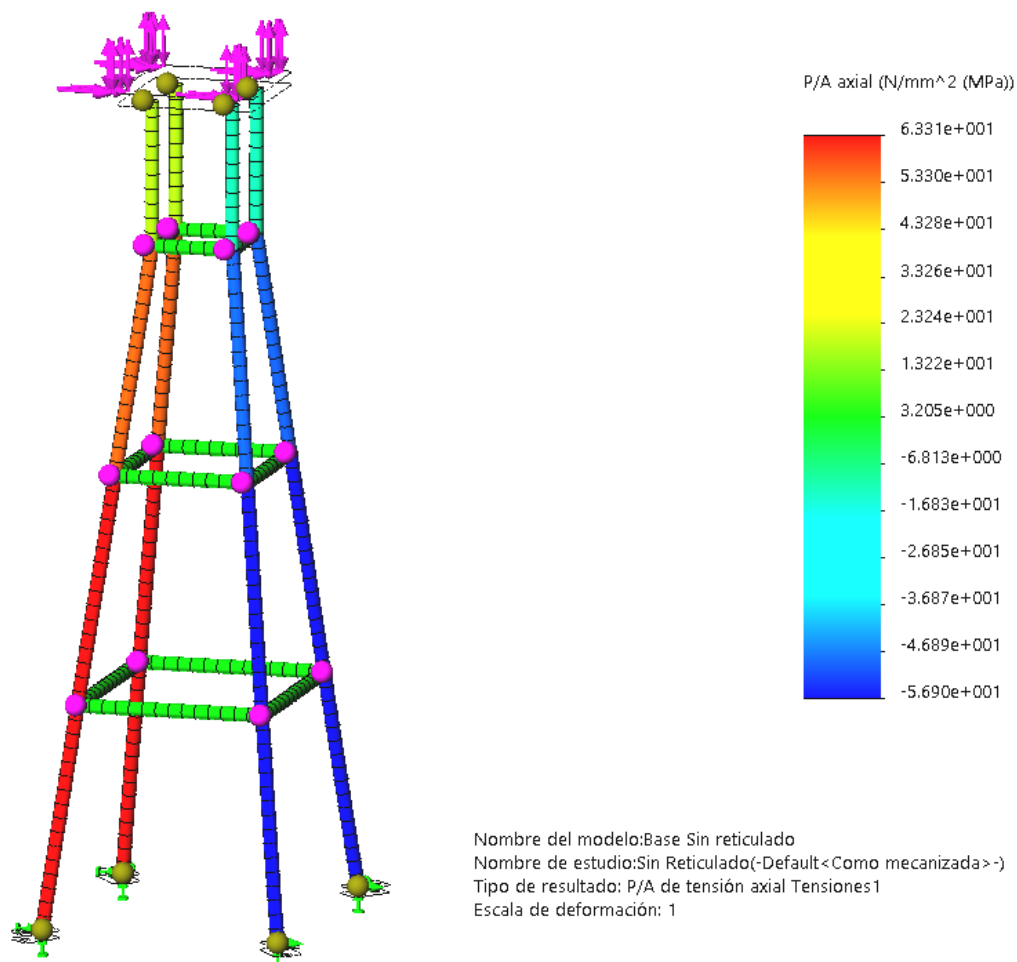
Capítulo 6. Análisis de elementos finitos

6.1. Análisis de elementos finitos con aluminio 6063 T1

6.1.1. Análisis de elementos finitos en la base sin reticulado

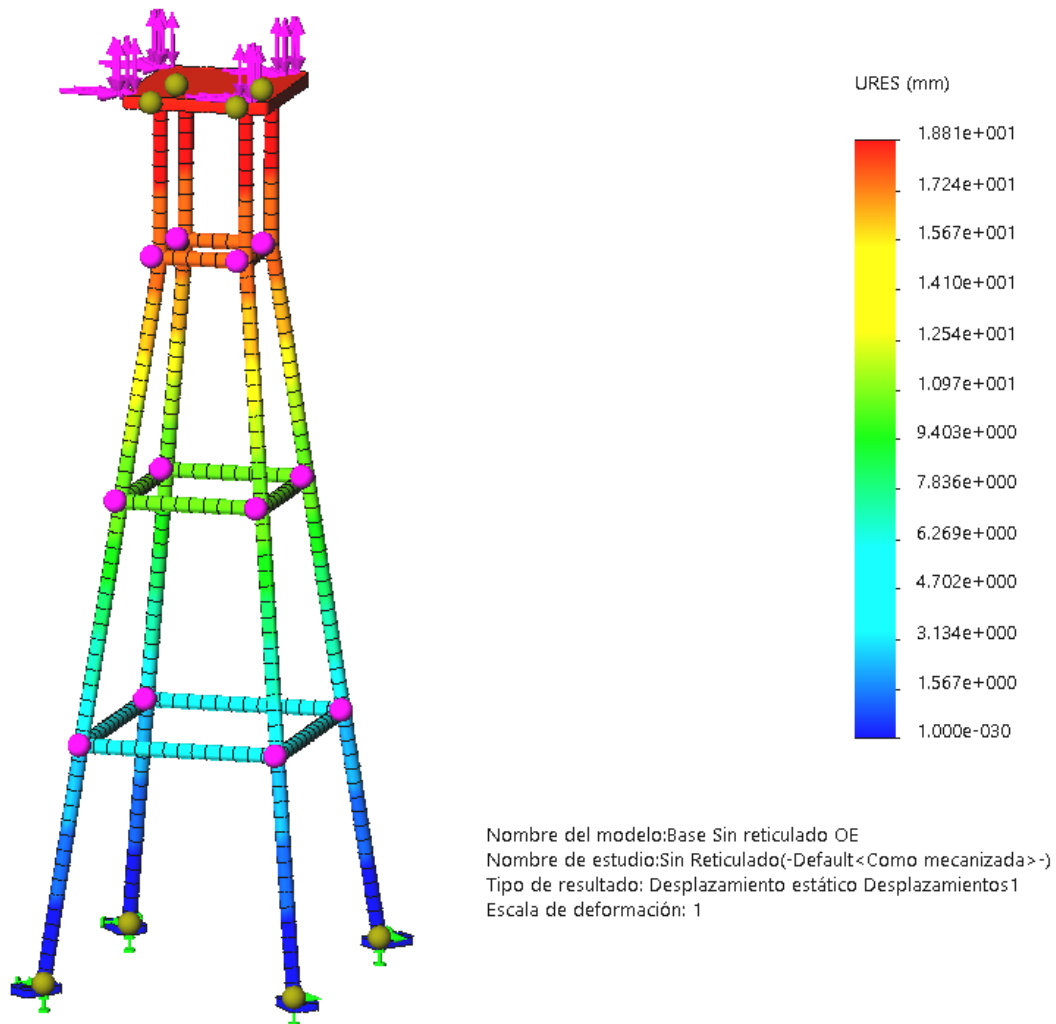
El análisis se realizó con la fuerza del viento de oeste a este y con las siguientes cargas:

- Peso de Actuadores/Paneles/Base: 120Kg
- Fuerza debido al viento: 5570N a 31°
- Tensión Máxima encontrada (AXIAL): 64MPa
- Tensión de fluencia: 90MPa



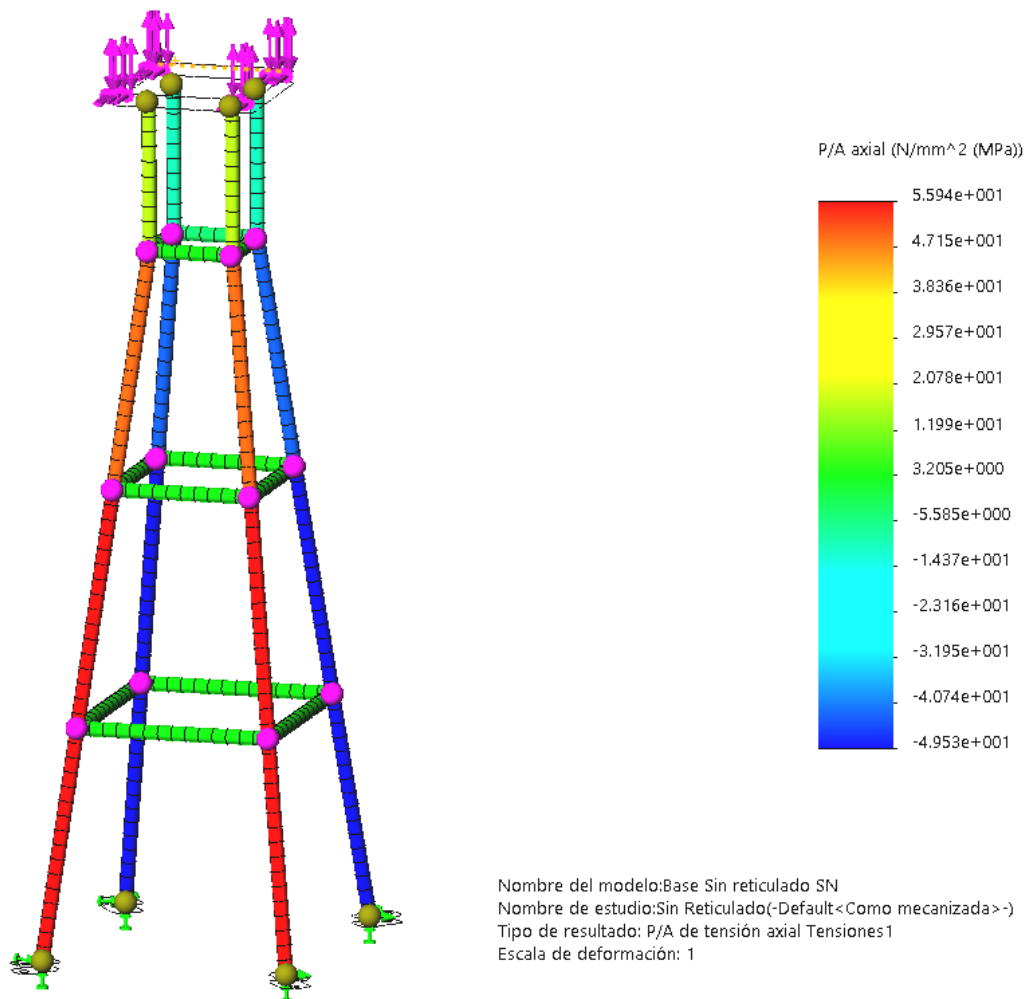
Flecha total (empotrado): $\frac{L}{250}$

Desplazamiento máximo encontrado: 18mm



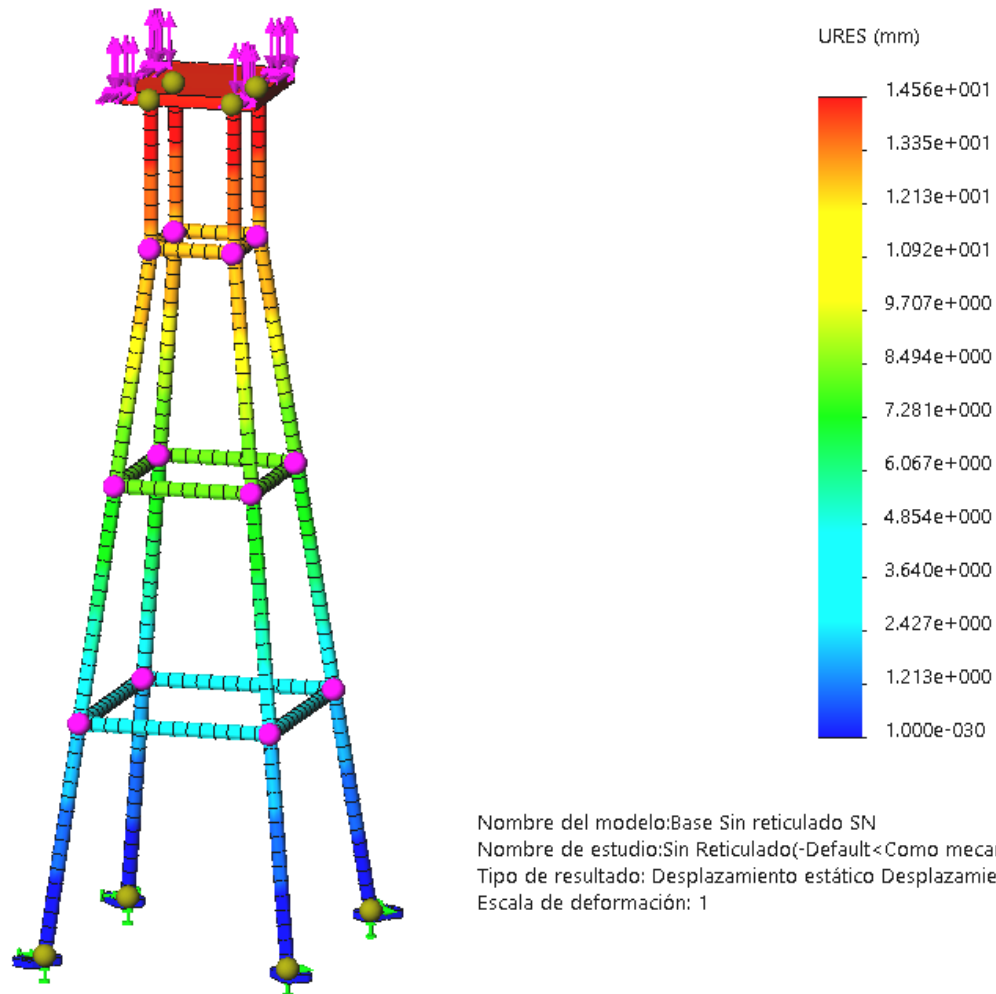
El análisis se realizó con la fuerza del viento de sur a norte y con las siguientes cargas:

- Peso Actuadores/Paneles/Base: 120Kg
- Fuerza debido al viento: 5570N a 31°
- Tensión Máxima encontrada (AXIAL): 56MPa
- Tensión de fluencia: 90MPa



Flecha total (empotrado): $\frac{L}{250}$

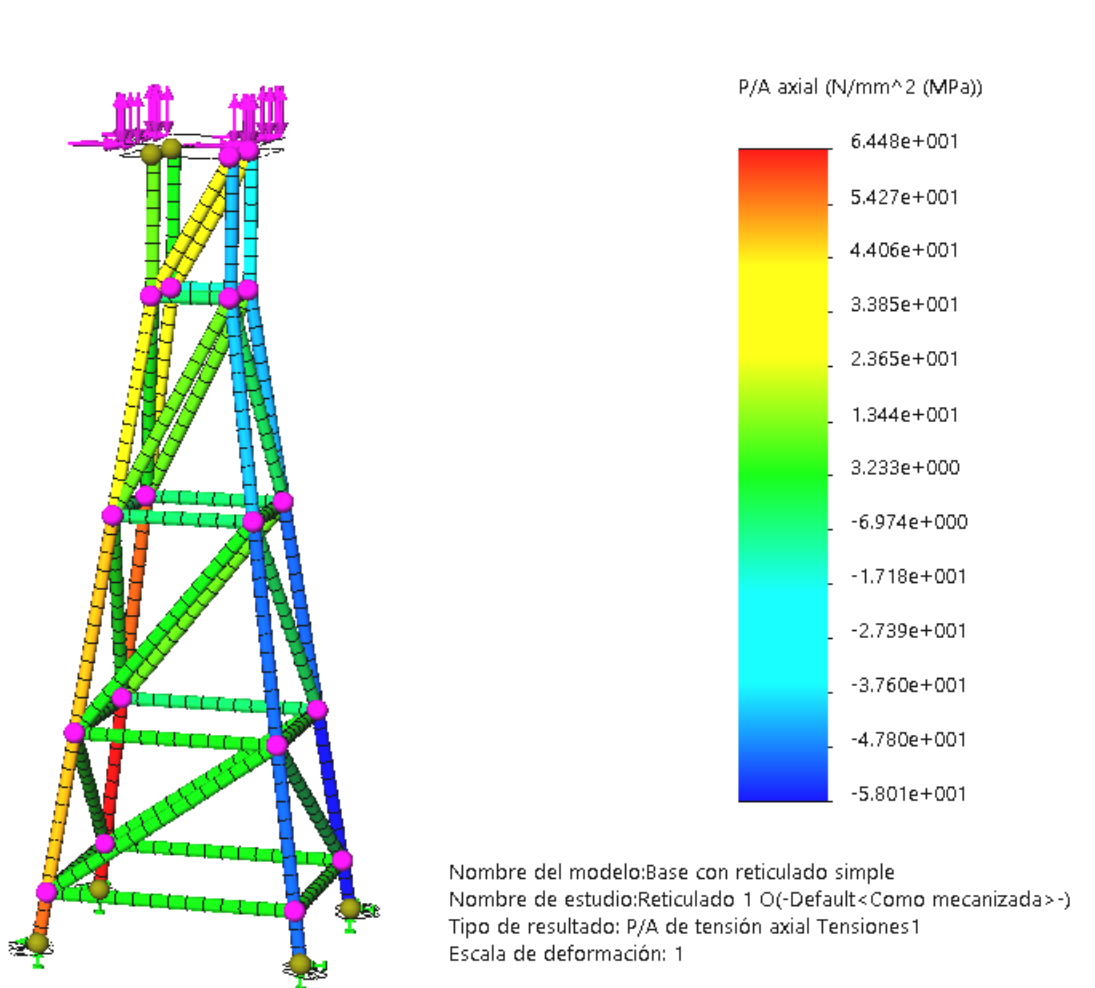
Desplazamiento máximo encontrado: 15mm



6.1.2. Análisis de elementos finitos en la base con reticulado

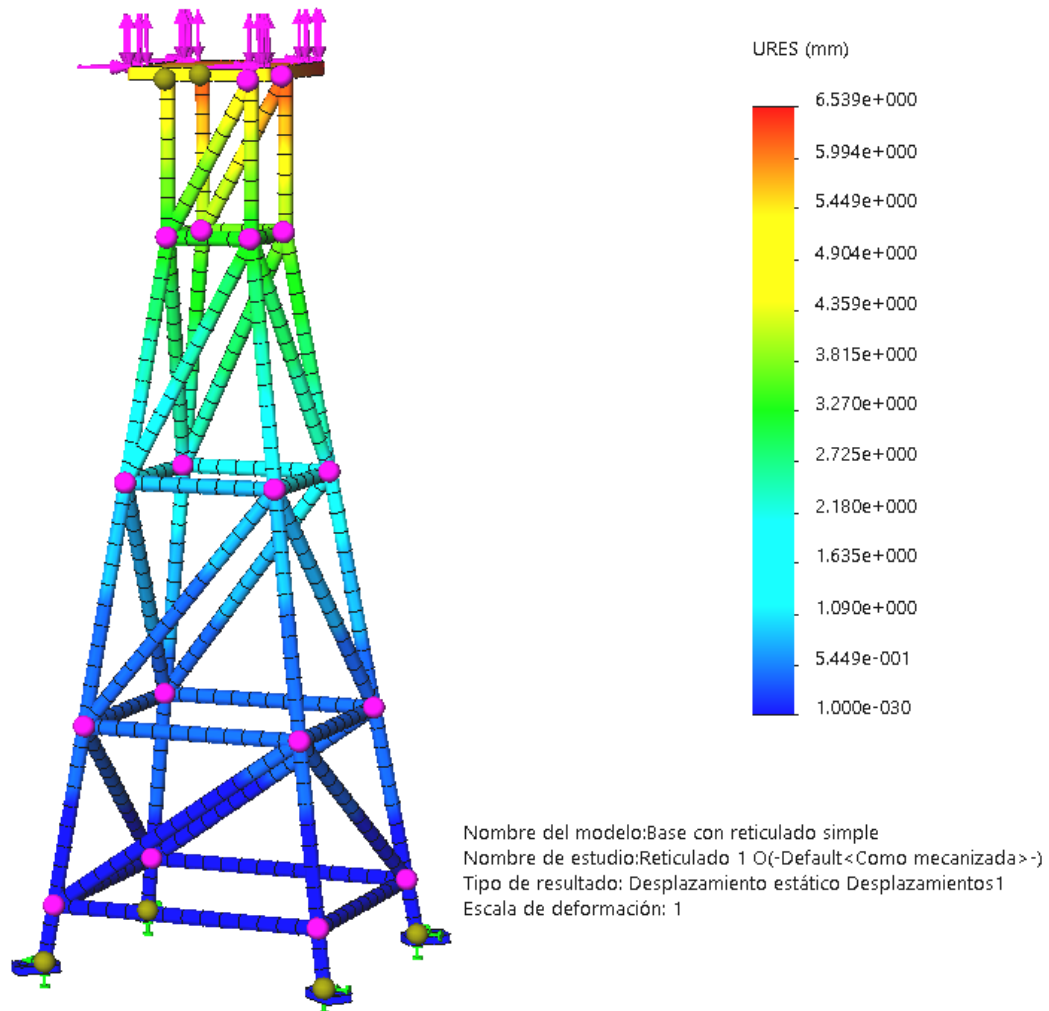
El análisis se realizó con la fuerza del viento de oeste a este y con las siguientes cargas:

- Peso Actuadores/Paneles/Base: 120Kg
- Fuerza debido al viento: 5570N a 31°
- Tensión Máxima encontrada (AXIAL): 65MPa
- Tensión de fluencia: 90MPa



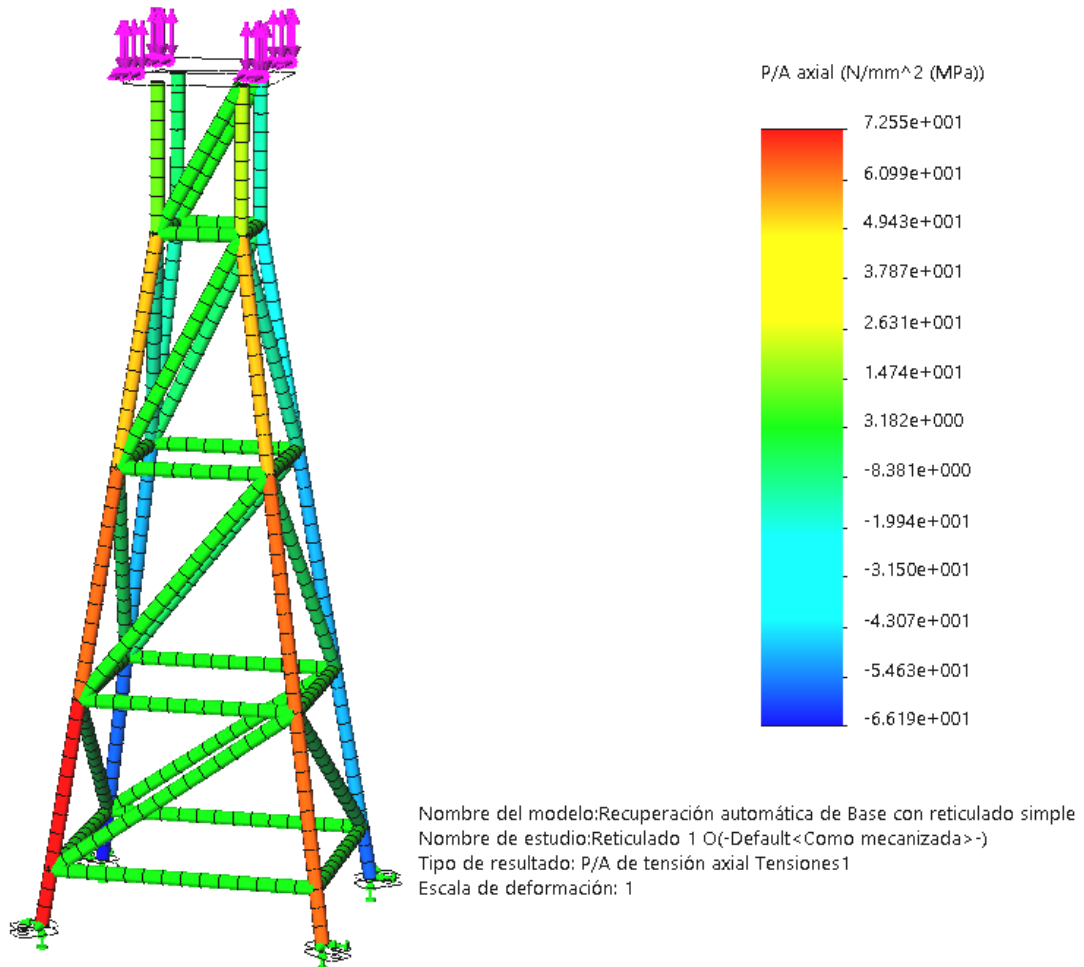
Flecha total (empotrado): $\frac{L}{250}$

Desplazamiento máximo encontrado: 6.5mm



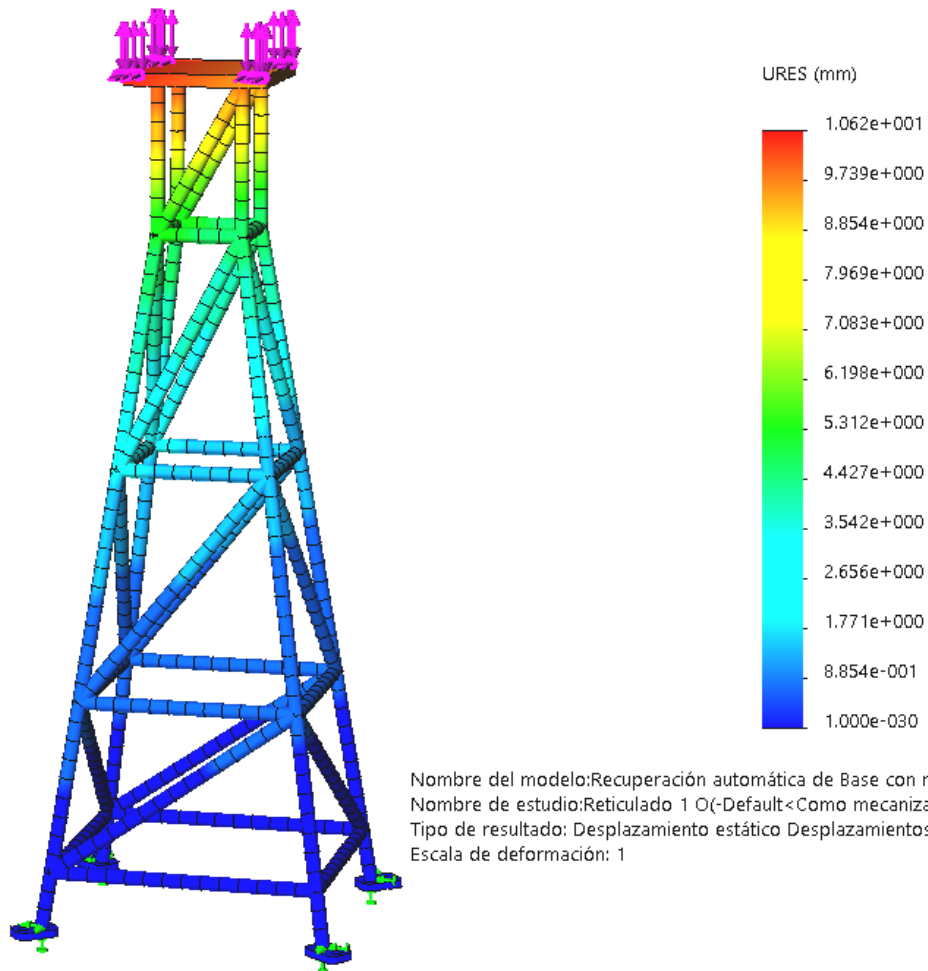
El análisis se realizó con la fuerza del viento de sur a norte y con las siguientes cargas:

- Peso Actuadores/Paneles/Base: 120Kg
- Fuerza debido al viento: 5570N a 31°
- Tensión Máxima encontrada (AXIAL): 73MPa
- Tensión de fluencia: 90MPa

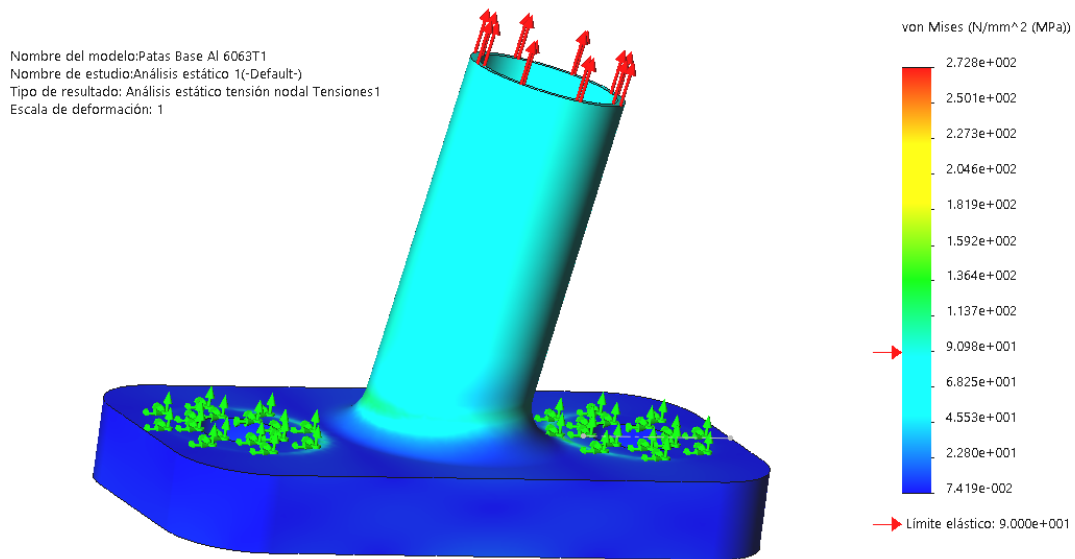


Flecha total (empotrado): $\frac{L}{250}$

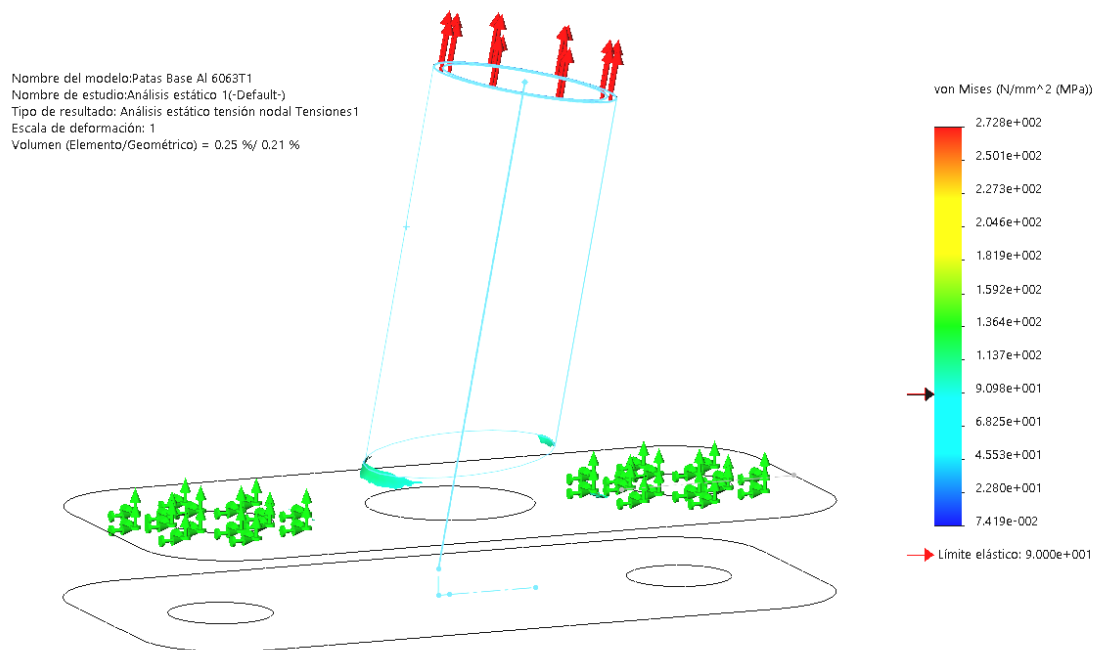
Desplazamiento máximo encontrado: 10mm



6.1.3. Análisis de elementos finitos en los soportes de la base sin reticulado

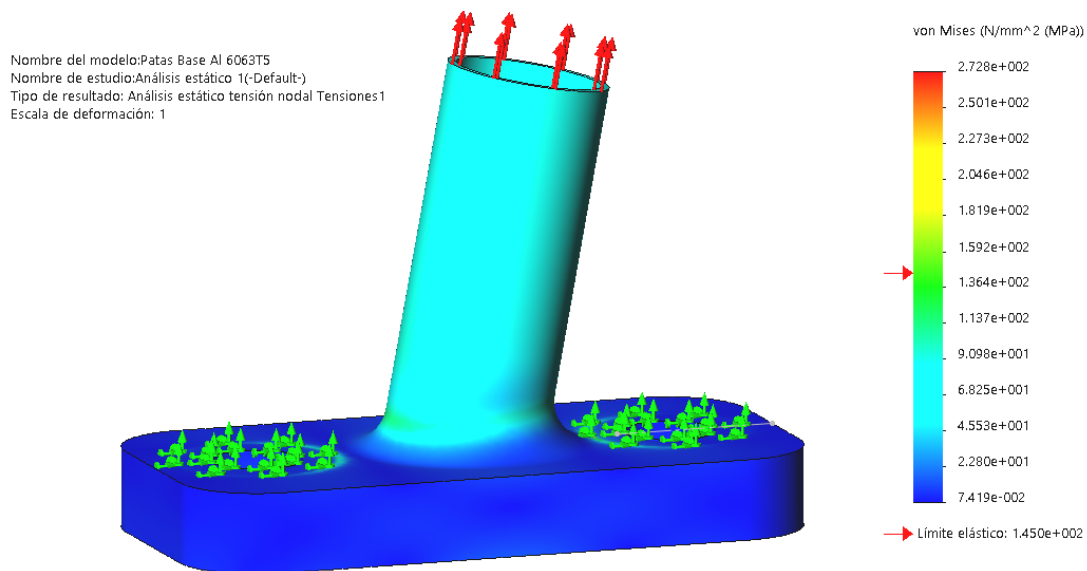


Detalle representando parte del material a la tensión de fluencia (90MPa)

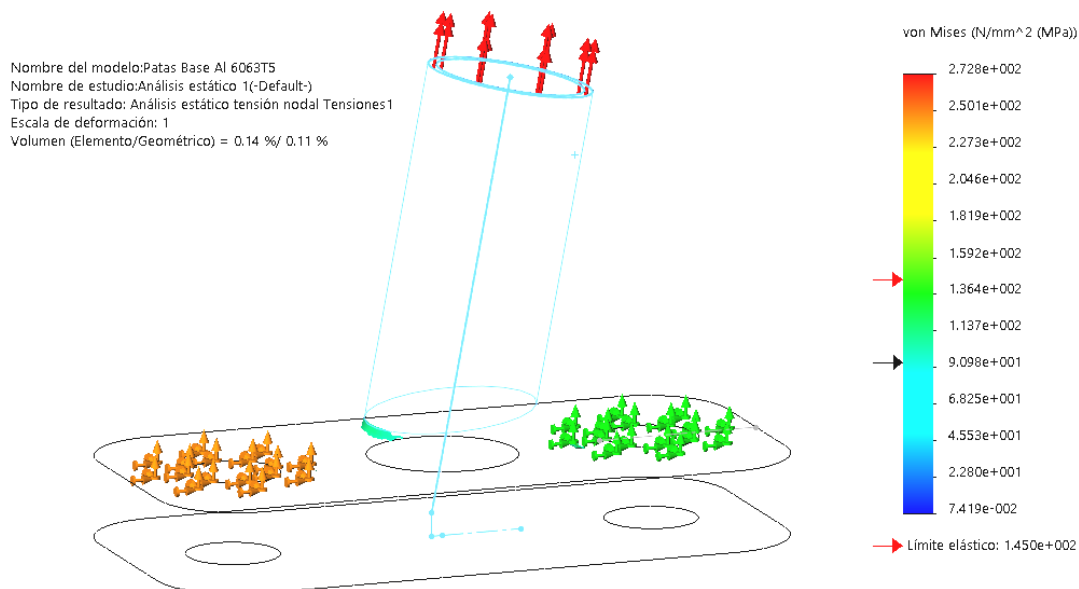


6.2. Análisis de elementos finitos con aluminio 6063 T5

6.2.1. Análisis de elementos finitos en los soportes sin reticulado



Detalle representando máxima tensión en la pieza (94MPa vs 145MPa de Fluencia)

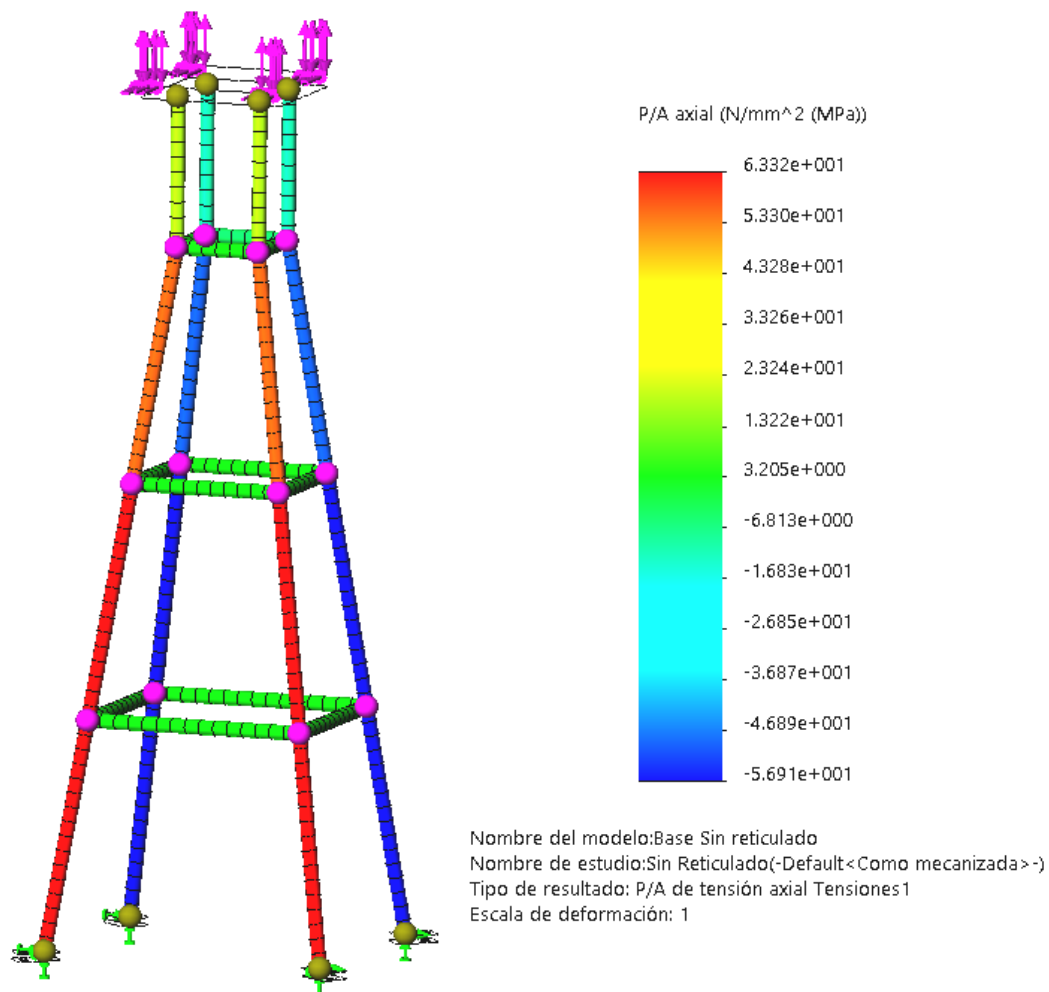


6.3. Análisis de elementos finitos con SAE 1010

6.3.1 Análisis de elementos finitos en la base sin reticulado

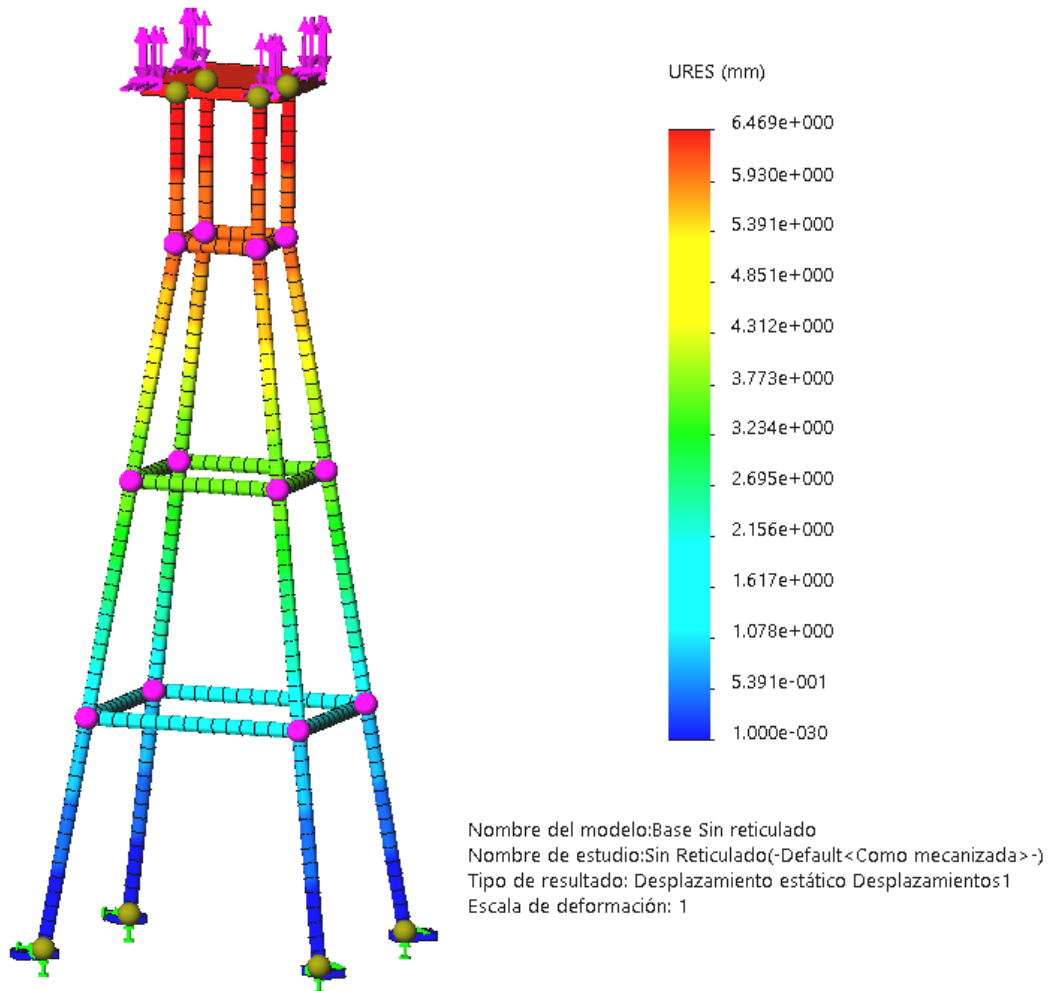
El análisis se realizó con la fuerza del viento de sur a norte y con las siguientes cargas:

- Peso Actuadores/Paneles/Base: 120Kg
- Fuerza debido al viento: 5570N a 31°
- Tensión Máxima encontrada (AXIAL): 63MPa
- Tensión de fluencia: 180MPa



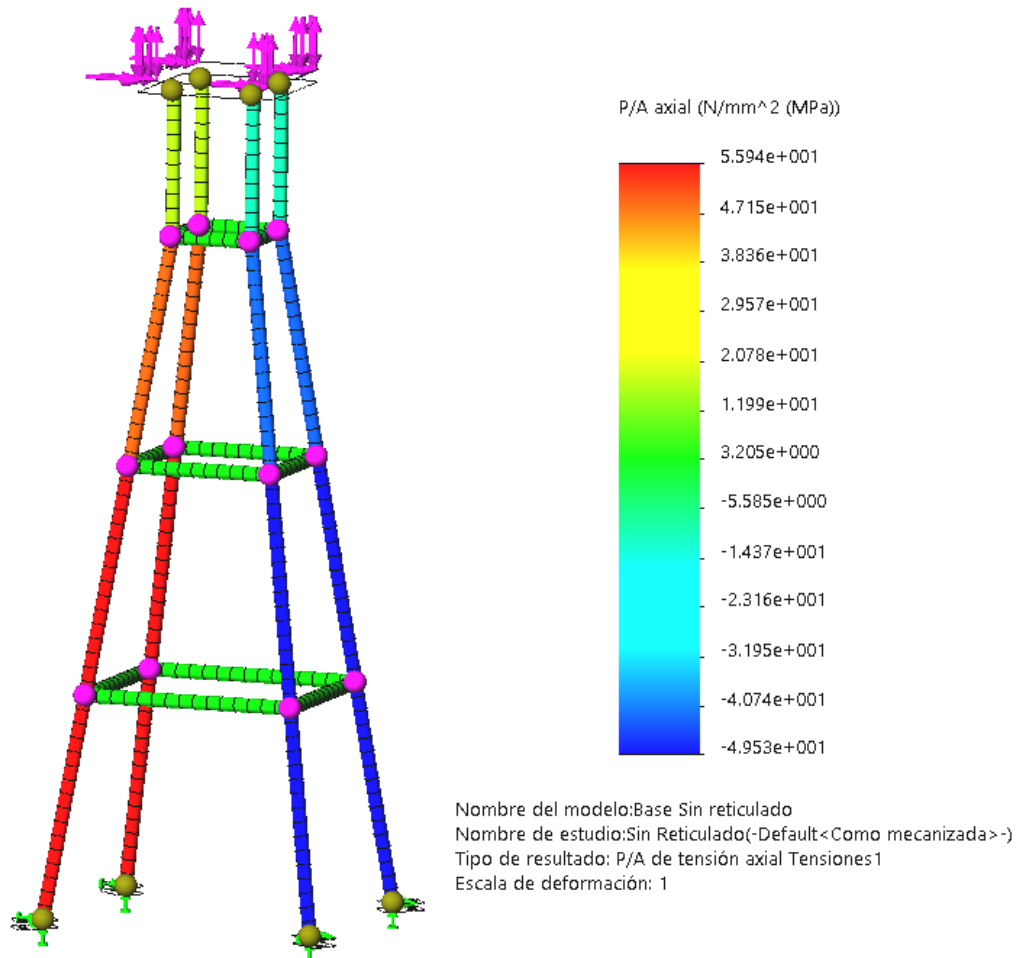
Flecha total (empotrado): $\frac{L}{250}$

Desplazamiento máximo encontrado: 6.5mm



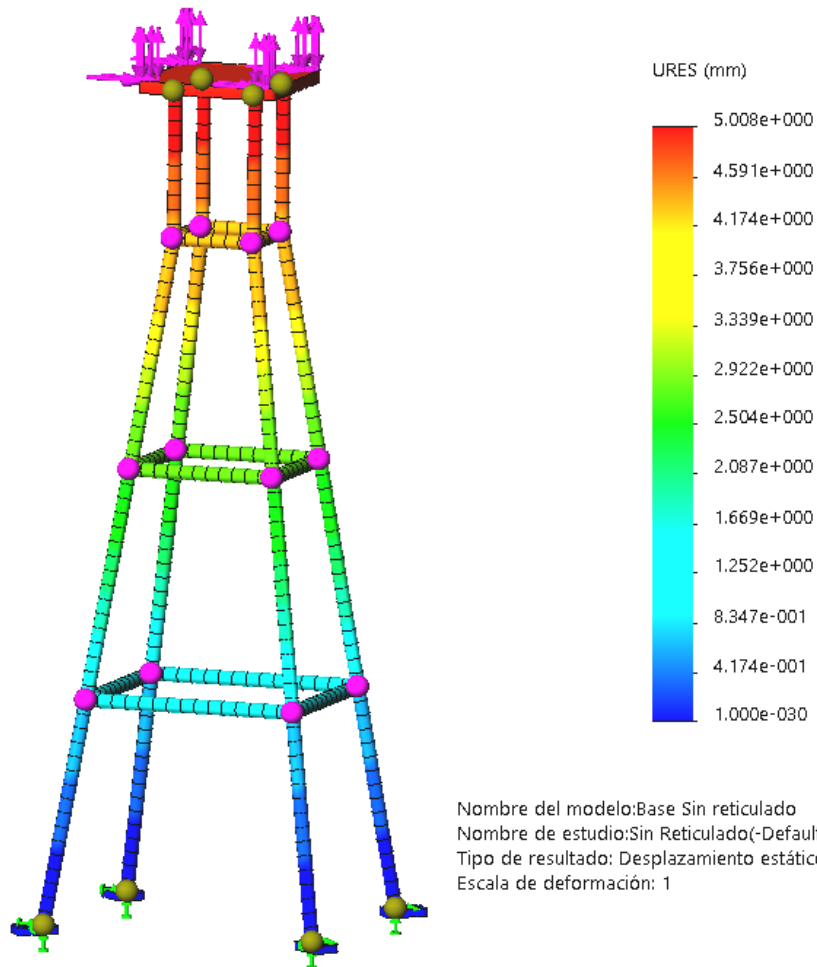
El análisis se realizó con la fuerza del viento de oeste a este y con las siguientes cargas:

- Peso Actuadores/Paneles/Base: 120Kg
- Fuerza debido al viento: 5570N a 31°
- Tensión Máxima encontrada (AXIAL): 56MPa
- Tensión de fluencia: 180MPa



Flecha total (empotrado): $\frac{L}{250}$

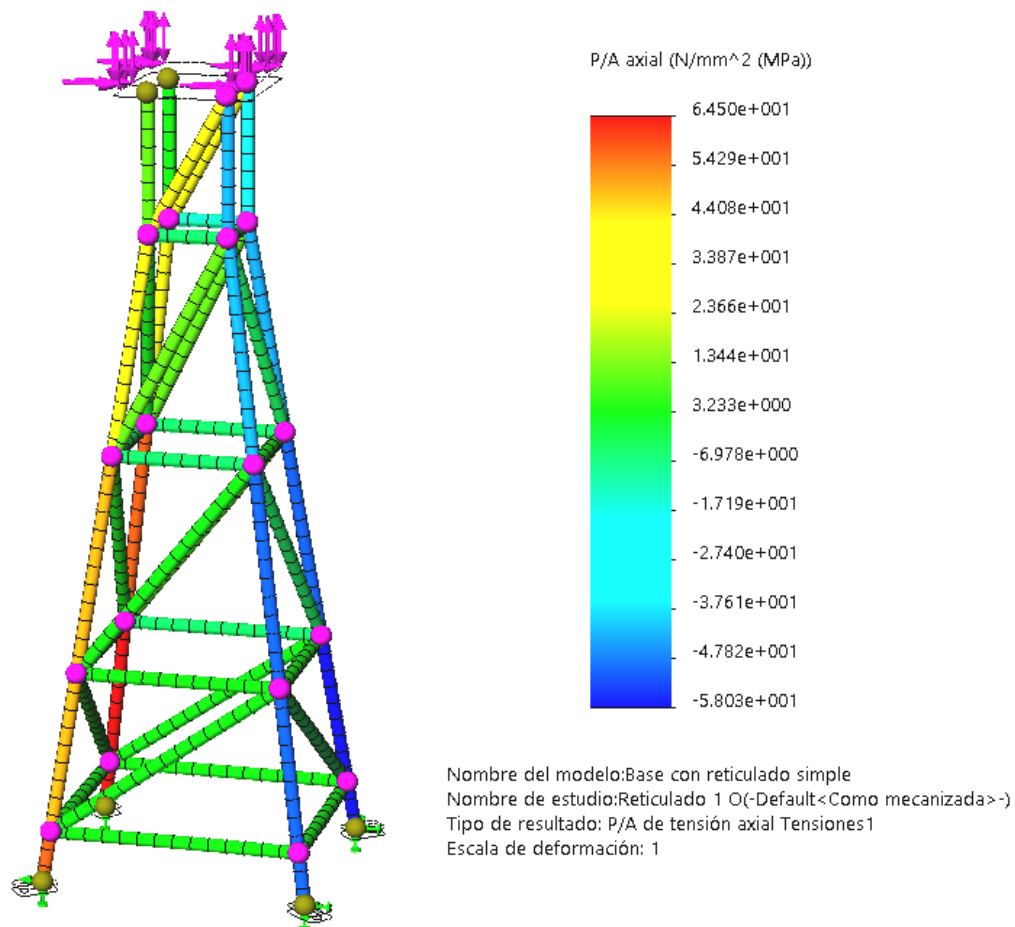
Desplazamiento máximo encontrado: 5mm



6.3.2. Análisis de elementos finitos en la base con reticulado

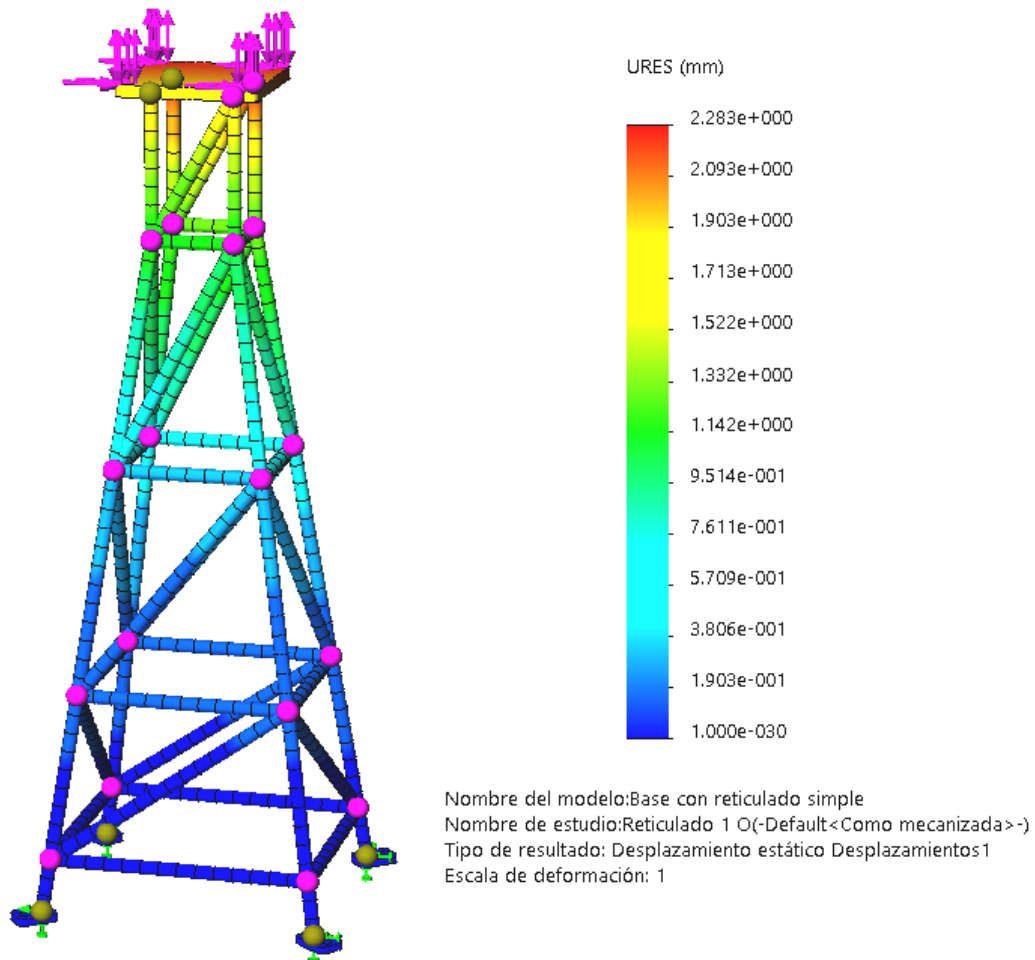
El análisis se realizó con la fuerza del viento de oeste a este y con las siguientes cargas:

- Peso Actuadores/Paneles/Base: 120Kg
- Fuerza debido al viento: 5570N a 31°
- Tensión Máxima encontrada (AXIAL): 64.5MPa
- Tensión de fluencia: 180MPa



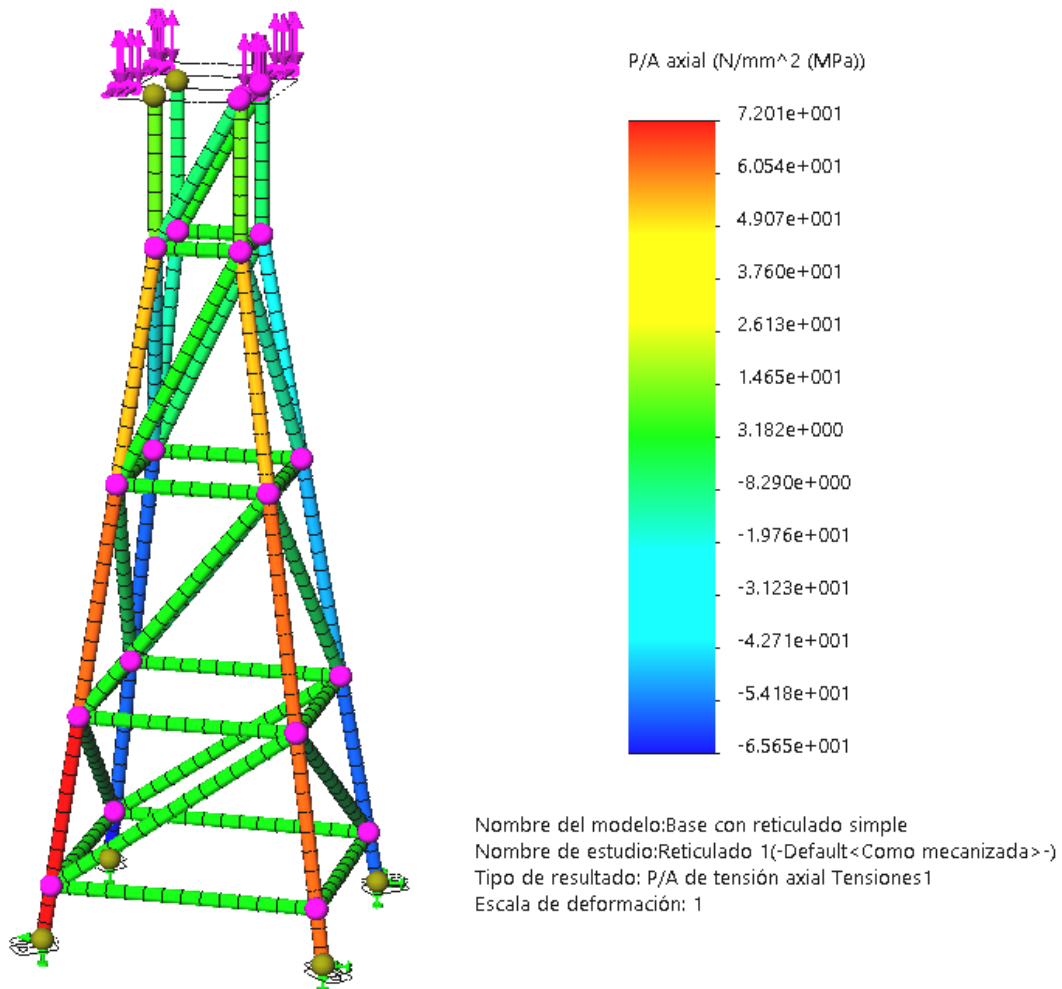
Flecha total (empotrado): $\frac{L}{250}$

Desplazamiento máximo encontrado: 2.3mm



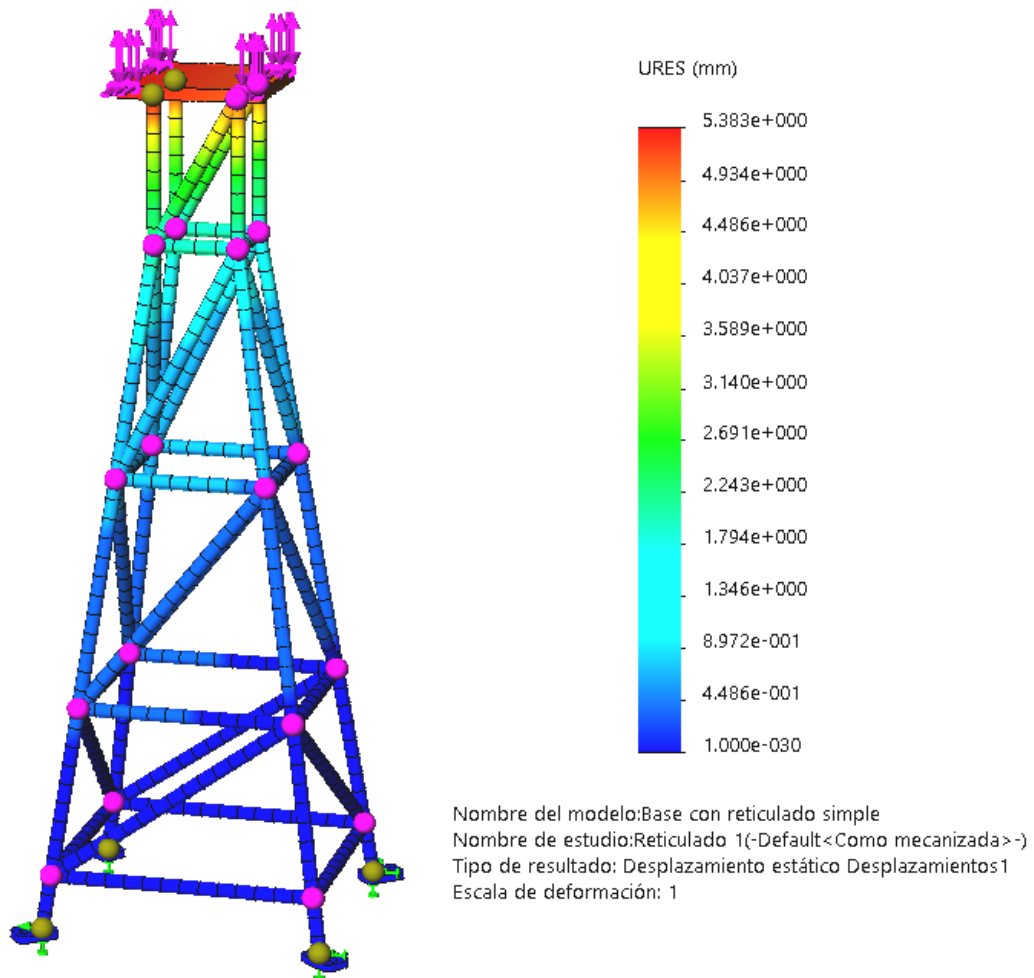
El análisis se realizó con la fuerza del viento de sur a norte y con las siguientes cargas:

- Peso Actuadores/Paneles/Base: 120Kg
- Fuerza debido al viento: 5570N a 31°
- Tensión Máxima encontrada (AXIAL): 72MPa
- Tensión de fluencia: 180MPa

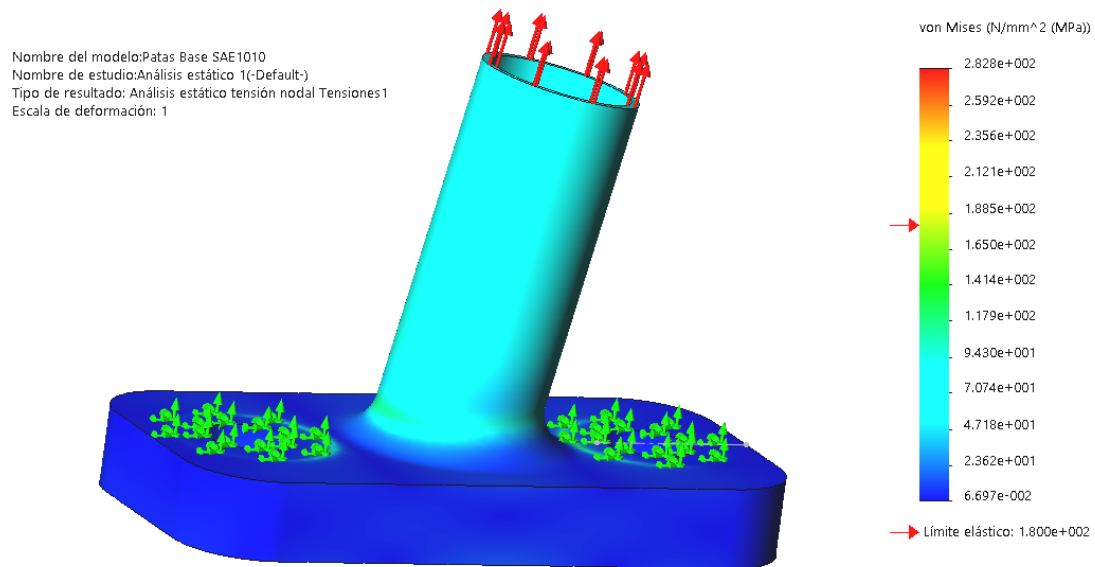


Flecha total (empotrado): $\frac{L}{250}$

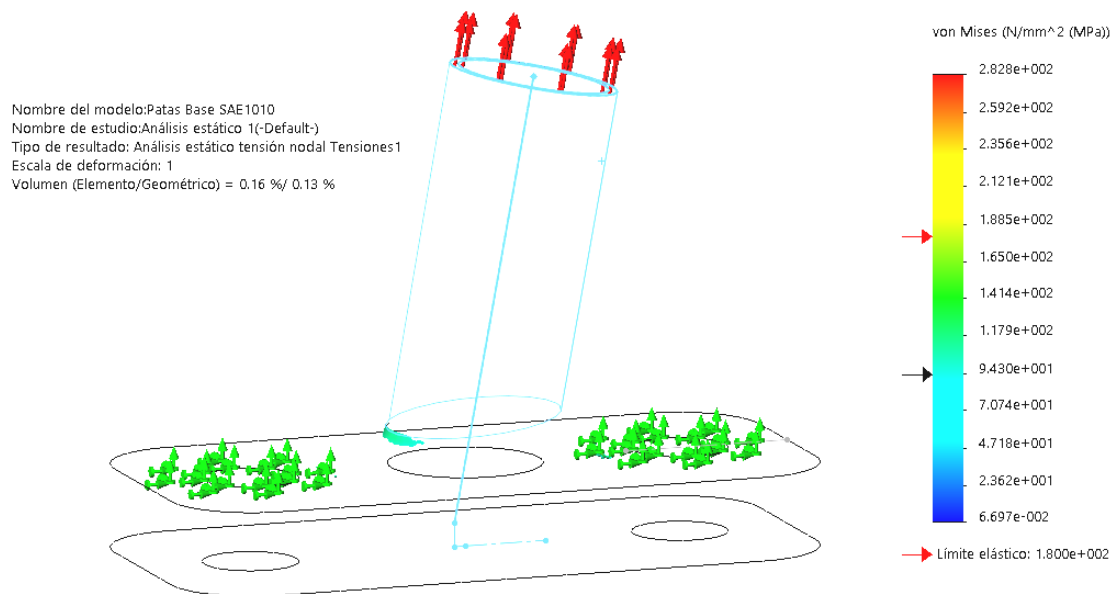
Desplazamiento máximo encontrado: 5.4mm



6.3.3. Análisis de elementos finitos en los soportes de la base sin reticulado



Detalle representando máxima tensión en la pieza (94MPa vs 180MPa de Fluencia)



6.4. Conclusión

	Sin Reticulado		Con Reticulado	
	O -> E	S -> N	O -> E	S -> N
SAE1010	56MPa / 5mm	63MPa / 6,5mm	64,5MPa / 2,3mm	72MPa / 5,4mm
Al 6063	64MPa / 18mm	56MPa / 15mm	65MPa / 6,5mm	73MPa / 10mm

Llegamos a la conclusión que utilizar un aluminio de mayor calidad para resistir la deformación en los soportes, es más caro que utilizar acero. Otras ventajas del acero son:

- El desplazamiento de la base con respecto al aluminio es menor
- El límite elástico del acero es mayor que la del aluminio

La flecha total es de 8mm admisible calculada en la estructura base, por lo tanto, vamos a utilizar en la base y soportes el material SAE 1010, teniendo en cuenta que se deberá cubrir con antioxidante. La base se va a realizar sin reticulado, porque el desplazamiento que es de 6.5mm máximo con viento de sur a norte, no supera la flecha total admisible; y otra ventaja es que al realizarlo sin reticulado la cantidad de material es menor y por lo tanto el costo es menor.

Capítulo 7. Mantenimiento de los paneles

7.1. Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento, al menos gran parte del mismo, se puede llevar a cabo por personal no especializado. Es decir, incluso el propietario de la instalación lo puede hacer. Son una serie de actividades fundamentales que podemos resumir en las siguientes directrices:

Mantenimiento del sistema de generación:

Consiste en retirar, una vez al mes, cualquier tipo de objeto, suciedad, etc, que pueda afectar a la correcta producción de los paneles solares, es decir, excrementos de aves o nieve serían un ejemplo. El polvo acumulado o los restos de polución también deben ser eliminados en la medida de lo posible, ya que disminuirá la corriente eléctrica generada.



En cualquiera de las operaciones descritas, no se emplearán métodos que puedan rayar o estropear las placas solares, por lo que se desaconseja el uso de estropajos o productos abrasivos y es recomendable el uso de agua y un trapo, sin más complicaciones.

Mantenimiento del sistema de acumulación:

Es aconsejable, al menos una vez al mes, limpiar la parte superior de las baterías y bornes con una mezcla de bicarbonato sódico y agua (unos 100gr de bicarbonato por cada litro de agua). Una vez limpio, lavamos bien con agua y secamos con un trapo seco.

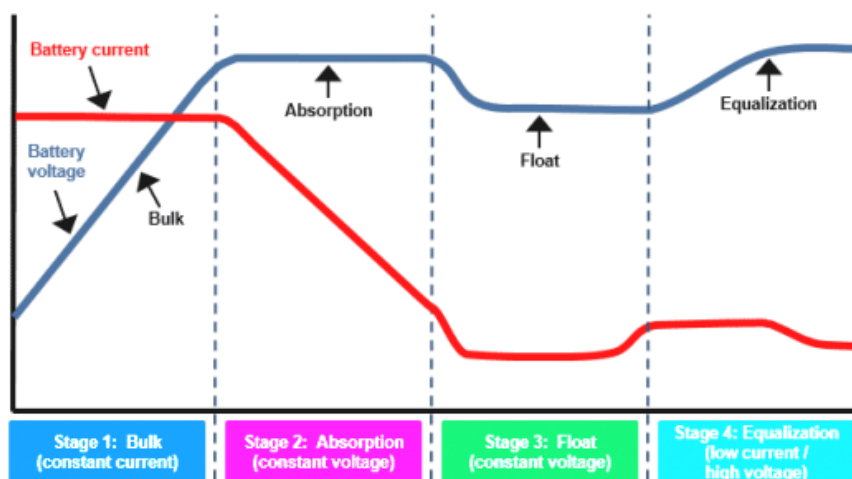
Durante el proceso de la limpieza, es importante que las baterías solares estén bien cerradas para evitar que entre bicarbonato dentro de ellas.

Los terminales de conexión es recomendable limpiarlos dos o tres veces al año siguiendo el mismo procedimiento, y también, si es posible, aplicando vaselina para cubrir las conexiones.

También se debe vigilar nivel de electrolito una vez al mes. En caso de ser necesario, rellenar de electrolito hasta el nivel recomendado mediante agua destilada o de bajo contenido mineral. También, si disponemos de un densímetro, es recomendable comprobar una vez al mes el estado de carga de la batería y su capacidad mediante la medición de la densidad de electrolito.

Si cuando las baterías están a plena carga existen diferencias en la densidad específica de algún elemento superiores a 0,015gr/cm³, será necesario efectuar una igualación de carga, o de ecualización.

El proceso de ecualización consiste, básicamente, en una sobrecarga de la batería, es decir, en aumentar el voltaje de cada elemento a 2,5V, o 30V en caso de baterías de 24V, para "limpiar" la disolución interna de la batería y recuperar así la capacidad de la misma. El proceso de ecualización se realiza únicamente con baterías plomo-ácido abiertas, nunca en otro tipo.





Sin embargo, cuando las baterías están a plena carga la densidad de algún elemento es inferior a 0,030 gr/cm³ por debajo de la máxima, entonces es recomendable reemplazar dicha batería, pues podría estar defectuosa o demasiado envejecida.

Se deberá verificar que el estado de carga de la batería se corresponde con las indicaciones del regulador de carga. En el caso de que este no disponga de carga de equalización automática, se realizará de forma manual.

Como siempre, debemos seguir las indicaciones de cada fabricante antes de realizar cualquier proceso de mantenimiento.

Inspección visual de posibles degradaciones en los paneles fotovoltaicos:

Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas). Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas). Es recomendable realizar la inspección cada 2 meses.

Comprobación de la estructura soporte de los paneles:

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos suele estar fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo. El mantenimiento de las mismas se aconseja realizarla cada seis-doce meses y consistirá en:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc).
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.
- Comprobación de la estanqueidad de la cubierta. Consiste básicamente en cerciorarse de que todas las juntas se encuentran correctamente selladas, reparándolas en caso necesario.
- Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra.

Revisión del buen funcionamiento de los inversores:

Los inversores solares son uno de los equipos más delicados de la planta fotovoltaica, por lo que requieren un mantenimiento fotovoltaico más exhaustivo. Las pautas de mantenimiento que a continuación se enumeran son válidas para el emplazamiento en el interior de un inmueble sometido a rangos de temperatura normales (0-40°C a la sombra).

Los trabajos de mantenimiento para los inversores solares son los siguientes:

A realizar al menos una vez al mes:

- Lectura de los datos archivados y de la memoria de fallos.

A realizar al menos una vez cada seis meses:

- Limpieza o recambio de las esteras de los filtros de entrada de aire.
- Limpieza de las rejillas protectoras en las entradas y salidas de aire.

A realizar al menos una vez al año:

- Limpieza del disipador de calor del componente de potencia.
- Comprobar cubiertas y funcionamiento de bloqueos.
- Inspección de polvo, suciedad, humedad y filtraciones de agua en el interior del armario de distribución y del resistor EVR.
- Si es necesario, limpiar el inversor y tomar las medidas pertinentes.
- Revisar la firmeza de todas las conexiones del cableado eléctrico y, dado el caso, apretarlas.
- Comprobar si el aislamiento o los bornes presentan decoloración o alteraciones de otro tipo. En caso necesario cambiar las conexiones deterioradas o los elementos de conexión oxidados.
- Comprobar la temperatura de conexiones mediante termografía infrarroja. En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de 60 °C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, sustituir dicha conexión.
- Inspeccionar y, dado el caso, reponer las etiquetas de indicación de advertencia.
- Comprobar el funcionamiento de los ventiladores y atender a ruidos. Los ventiladores pueden ser encendidos si se ajustan los termostatos o durante el funcionamiento.
- Intervalos de sustitución preventiva de componentes (ventiladores, calefacción).



- Verificar el envejecimiento de los descargadores de sobretensión y, dado el caso, cambiarlos.
- Revisión de funcionamiento de la monitorización de aislamiento / GFDI Comprobar el funcionamiento y la señalización.
- Inspección visual de los fusibles y seccionadores existentes y, dado el caso, engrase de los contactos.
- Revisión de funcionamiento de los dispositivos de protección
- Revisión de las tensiones de mando y auxiliares de 230 V y 24 V
- Comprobación de funcionamiento de la parada de emergencia
- Control de la función de sobre temperatura y revisar el funcionamiento del circuito de seguridad de esta función.

7.2. Mantenimiento no preventivo

Este mantenimiento en instalaciones fotovoltaicas es recomendable que sea llevado a cabo por personal cualificado, como un instalador solar, o al menos, con conocimientos amplios sobre sistemas eléctricos.

Debido a que algunas de estas operaciones de mantenimiento pueden suponer la interrupción del suministro eléctrico, el usuario deberá ser informado con la suficiente antelación por parte del personal de mantenimiento.

Las comprobaciones, no preventivas, habituales que deben llevarse a cabo en instalaciones solares fotovoltaicas son:

Mantenimiento del sistema de generación (paneles solares):

El mantenimiento de las placas solares se realizará, al menos, una vez al año cuando todos los módulos solares estén ya montados y conectados. Se debe realizar durante las horas centrales del día para evitar sombras y para que la corriente producida sea lo suficientemente elevada.

Además de comprobar el estado y la estanqueidad de las cajas de conexión de los paneles, también debemos controlar la tensión a circuito abierto (Voc) y la corriente de cortocircuito (Isc).

- Medición de la tensión a circuito abierto: Se realizará a la salida del campo fotovoltaico, en la caja principal de conexiones mediante la utilización de un voltímetro. Si el sistema fotovoltaico está conectado a un regulador, antes de comenzar a medir la tensión, conviene comprobar que el campo está desconectado del regulador. La tensión a circuito abierto total (Voc-total) será:
$$\text{Voc-total} = N^{\circ} \text{ Paneles} \times \text{Voc-modulo}$$

- Medición de la corriente de cortocircuito: Se efectuará en la caja principal de conexiones del campo fotovoltaico. Sin embargo, en este caso, no será necesario que el sistema fotovoltaico esté desconectado del regulador. Para determinar la corriente de cortocircuito, correspondiente al nivel de intensidad incidente en los paneles, previamente habrá que verificar que se está recibiendo dicha intensidad, pues la corriente puede diferir enormemente dependiendo de la irradiación en cada momento. La corriente de cortocircuito total ($I_{sc-total}$) será: $I_{sc-total} = N^{\circ} \text{ Filas módulos en paralelo} \times I_{sc-modulo}$

Para medir la corriente de cortocircuito se nos pueden presentar dos situaciones:

1. Cuando la corriente de cortocircuito sea baja (de unos 10A), la medición se podrá hacer con un simple polímetro, colocando las sondas sobre los terminales de la caja principal de conexiones.
2. Cuando la corriente de cortocircuito es mayor que la capacidad del polímetro, entonces habrá que usar una pinza amperimétrica.

En el caso 2, donde se hará necesario el uso de una pinza amperimétrica, podemos encontrarnos con:

- En instalaciones con tensión a circuito abierto dentro del rango de seguridad, se conecta un cable de sección adecuada entre los terminales de la caja principal de conexiones y se coloca la pinza en este cable.
- En instalaciones con elevado valor de tensión a circuito abierto y/o corrientes de cortocircuito, se colocará un interruptor entre los terminales de la caja de conexiones que deberá permanecer abierto en condiciones de funcionamiento. Cuando se vaya a medir se cerrará el interruptor y se colocará la pinza amperimétrica en uno de los cables conectados al interruptor.



Caídas de tensión en los distintos circuitos.

La comprobación de estas caídas de tensión es uno de los mejores indicadores del buen funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Esta comprobación deberá realizarse cuando por el circuito circule, aproximadamente, la máxima corriente



de funcionamiento y debe estar dentro de los rangos calculados en el momento que se hizo el diseño de la instalación.

Los puntos de comprobación de cada uno de los circuitos son:

- Circuito paneles-regulador o inversor. Los puntos de prueba serán los terminales de la caja principal de conexiones del campo FV y los terminales del regulador (si lo hubiera) o inversor.
- Circuito regulador-batería. Los puntos de prueba serán los terminales correspondientes a este circuito y los terminales positivo y negativo de las baterías más alejadas eléctricamente del regulador.
- Circuito baterías-inversor. Los puntos de prueba serán los terminales de entrada del inversor y los terminales positivos y negativos más alejadas eléctricamente del inversor.
- Circuitos de consumo. No suele realizarse esta comprobación.

Mantenimiento del cuadro general de distribución:

Cada cinco años se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos indirectos y directos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protege.

Mantenimiento de la instalación interior:

Cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor de tierra y entre cada dos conductores, no deberá ser inferior de 250.000 Ohmios.

Mantenimiento de la puesta a tierra de la instalación fotovoltaica:

Cada dos años y en la época en que el terreno esté más seco, se medirá la resistencia tierra y se comprobará que no sobrepase el valor prefijado, así mismo se comprobará, mediante inspección visual, el estado frente a la corrosión de la conexión de la barra de puesta a tierra, con la arqueta y la continuidad de la línea que las une. Durante la fase de realización de la instalación fotovoltaica, así como durante el mantenimiento de la misma, los trabajos se deben realizar sin tensión en las líneas, verificándose esta circunstancia mediante un comprobador de tensión. Es recomendable que en el lugar de trabajo se encuentren siempre un mínimo de dos operarios, utilizándose herramientas aisladas y guantes aislantes. Cuando sea preciso el uso de aparatos o herramientas eléctricas, éstas deberán de estar dotadas de aislamiento clase II (como mínimo).



Seguramente se podrían añadir más, pero estos son los puntos fundamentales para un buen mantenimiento fotovoltaico de una planta fotovoltaica.

Conclusiones finales

- Para obtener un proyecto de gran envergadura se debe llevar una serie de estudios de mercado y técnicos que ayude a determinar su factibilidad de puesta en servicio.
- Si bien el presente proyecto no es un tema nuevo, mucho se ha trabajado con relación a las posibles soluciones para brindar servicios de energía a las zonas de la provincia que carecen de conexión eléctrica.

Algunos beneficios

- las energías alternativas o renovables son utilizadas cada año con mayor intensidad en muchos países del mundo, debido a la conciencia que se comenzó a tomar que el petróleo y demás energías no renovables se están acabando y el impacto ambiental que genera éstas.
- las energías renovables podrían solucionar muchos de los problemas ambientales, como el cambio climático, los residuos radioactivos, las lluvias ácidas y la contaminación atmosférica.
- Mayor seguridad de abastecimiento; disminución dependencia importantes y reducción de necesidades de divisas, reducción de efectos cambios climáticos, protección medioambiental, estimulación de crecimiento económico, creación de puestos de trabajo, acceso más equitativo a energía para sectores más apartados y pobres.
- Menor riesgo para inversionistas.

En lo personal, este trabajo final implicó un proceso de maduración, que como todo proceso fue lento, difícil, pero sobre todo posible, permitiéndonos llegar a la autorrealización como alumnos de ingeniería mecánica dado a que hemos sido capaces de aglomerar los conocimientos adquiridos desde el principio a fin de la carrera.



Referencias

- [1] Antonio Creus Solé “Energías Renovables” 2da edición año 2009 editorial técnica.
- [2] Righini R., Grossi Gallegos H. y Raichijk C., Renewable Energy, vol. 30 N° 8, 2005, pp. 1241-1255.
- [3] Grossi Gallegos H., Righini R. y Raichijk C. Actas del I Congreso Nacional “Hidrógeno y Fuentes Sustentables de Energía HYFUSEN 2005”, Bariloche, R. Negro, Argentina.
- [4] Raichijk C., Grossi Gallegos H. y Righini R. AVERMA, vol. 12, 2008, pp. 11.01 11.07.
- [5] Fasulo A., 2008 (comunicación personal).
- [6] Grossi Gallegos H., “Evaluación a nivel de superficie de la radiación solar global en la República Argentina”, Tesis Universidad Nacional de Luján, 1997.
- [7] Miguel Pareja Aparicio “Energía solar fotovoltaica” tercera edición 2016
- [8] Sitiosolar.com
- [9] Departamento técnico de SunFieldsEurope
- [10] Norton, R. (2009). Diseño de Maquinaria. McGraw-Hill. Cuarta Edición.
- [11] Malvino, A., Bates, D. (2007). Principios de Electrónica. Editorial McGraw-Hill. Séptima Edición.
- [12] Ogata, K. (1998). Modern Control Engineering. Prentice-Hall. Third Edition.
- [13] Evans, B. W. (2007). Arduino Programming Notebook. Creative Commons. First Edition.
- [14] Papparelli, A., Cúnsulo, M. (2005). Bloqueador de Radiación Solar – Revista AVERMA Vol. 9.
- [15] Mazria, E. (1983) El Libro de la Energía Solar Pasiva. E. GILI; México.
- [16] Miller, A. A. (1975) Climatología; Edit. OMEGA; Barcelona; 4ta. Edición.
- [17] Szokolay, S. V. (1979) Energía Solar y Edificación. Edit. Blume, Barcelona.
- [18] Duffie, J., Beckman, W., (1974). Solar Energy Thermal Process.