

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

Ingeniería Eléctrica

PROYECTO FINAL

2019

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina



Alumnos: Heguis, Braian; Giménez, Matías; Pane, Fernando

Tutor: Ing. Schister, Mariano

Profesor: Ing. Carlos Santo

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

CONTENIDO

- Tópico 1 – **La energía solar entre las Energías renovables**
- Tópico 2 – **Análisis y Características de la zona**
- Tópico 3 – **Estudio de la Solución Fotovoltaica**
- Tópico 4 – **Interconexión con la Red eléctrica**
- Tópico 5 – **Elección e Implementación de la Solución**
- Tópico 6 – **Dimensionamiento Eléctrico**
- Tópico 7 – **Estudio Económico**
- Tópico 8 – **Estudio de Impacto ambiental**
- Tópico 9 – **Marco legal actual en la Argentina**
- Tópico 10 – **Sinopsis**



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 1 – La energía solar entre las Energías renovables

Alumnos:

Heguis, Braian

Giménez, Matías Francisco

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	3
2) Referencias	3
3) Antecedentes	3
4) Energías Renovables.....	4
4.1) Introducción	4
4.2) Energía Solar Fotovoltaica	6
4.2.1 Energía Solar	6
4.2.2 Principio de Funcionamiento.....	8
4.2.3 Inversor.....	12
4.2.4 Tipos de "Plantas Fotovoltaicas"	13
5) Bibliografía.....	15

1) Objeto

El objeto que posee el presente documento es el justificativo de haber seleccionado la "Energía Fotovoltaica" dentro de las energías renovables con respecto a las demás existentes. Se desarrollará una breve introducción al tema y las aplicaciones que han tenido este tipo de energías renovables a lo largo de la historia.

2) Referencias

Para el desarrollo del presente documento se utilizará de guía, material brindado por la Cátedra de "Energías Renovables" de la Universidad Tecnológica Nacional F.R. Avellaneda y por la cátedra de "Energías Alternativas" de la Universidad de Buenos Aires. Asimismo, serán consultados informes y documentación emitidos y publicados por el gobierno nacional, empresas de tecnología y diversas instituciones abocadas a las energías renovables.

3) Antecedentes

Frente a la ausencia de servicio de suministro eléctrico o ante una mala calidad de servicio, en determinadas zonas se ha comenzado a implementar el planeamiento de sistemas de *Generación Distribuida*.

Además en el presente contexto energético y medioambiental mundial, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y sustancias contaminantes más allá incluso del protocolo de Kioto se ha convertido en un objetivo de primer orden. La explotación de fuentes de energía alternativas y renovables usadas conjuntamente y la menor dependencia de unos combustibles fósiles condenados a agotarse forman parte de la solución.

Proyectos:

PERMER - Proyecto Energías Renovables en Mercados Rurales.

Financiado con fondos del Banco Mundial y del Fondo Mundial del Medio Ambiente. Actualmente en las provincias de Catamarca, Chaco, Neuquén, Salta, San Juan, Misiones, Jujuy, Rio Negro Tucumán.

Sistemas conectados a la red sin sistema de acumulación. Grandes Plantas

Instalaciones (>100kWp) conectadas a la red de Media o Alta Tensión

-Unilever, Corrientes.

-Planta FV San Juan 1 (1.2MWp)

4) Energías Renovables

4.1) Introducción

En el mundo las fuentes globales potenciales de recursos renovables son bastante amplias. Se estima que el potencial técnico total de energía renovable puede exceder en cien veces el consumo de energía mundial actual. Alrededor del 95% de este potencial proviene de tecnologías solares, es decir, la energía fotovoltaica (PV) y la energía solar concentrada (CSP), y un 2% a partir de la energía eólica. Geográficamente, este potencial está en su mayoría disponible en África (47%), Asia y el Pacífico (23%) y Medio Oriente (12%).

El Sol es sin duda una fuente de energía renovable con un enorme potencial y posible utilizar con el máximo respeto al medio ambiente. Basta con pensar que a cada instante la superficie del hemisferio terrestre expuesto al Sol recibe una potencia de más de 50 000 TW.

Entre los diferentes sistemas que utilizan fuentes de energía renovables los basados en tecnología fotovoltaica son muy prometedores gracias a sus cualidades intrínsecas: tienen unos costes de funcionamiento muy reducidos (el "combustible" es gratis) y unas necesidades de mantenimiento limitadas, son fiables, no producen ruido y son fáciles de instalar. Además, la energía fotovoltaica en algunas aplicaciones aisladas es definitivamente mejor que otras fuentes energéticas, sobre todo allí donde la instalación de líneas eléctricas tradicionales resulta difícil y costosa.

A nivel mundial, la energía fotovoltaica está aumentando enormemente gracias a la política de tarifas reguladas, un mecanismo para financiar el sector PV que subvenciona, por medio de incentivos concedidos por los gobiernos, la energía eléctrica producida por plantas conectadas a la red.

Existe el mito de que la energía renovable es muy costosa en comparación a los combustibles fósiles, pero es un mito. Entre 2009 y 2014 los costos de generación de energía solar han disminuido en un 80%; los costos de generación de energía eólica, alrededor de un 60%. Ambas tecnologías son altamente costo competitivas con los combustibles fósiles en muchos mercados. Además, ofrecen numerosos beneficios no comerciales, especialmente relacionados con la mitigación del cambio climático y la reducción de los riesgos a la salud.

Otra percepción errónea: las tecnologías tradicionales de energía y una red en expansión son la mejor forma de entregar energía a las personas pobres que viven en zonas rurales. Lo opuesto es lo cierto. Las energías renovables por mucho son más aptas para llegar a las poblaciones rurales, precisamente porque estas no dependen de invertir en la red. Pero este escenario está cambiando rápidamente.

Los mitos que rodean a la energía renovable se disipan, sobre todo el mito de que ésta es demasiado costosa. En sólo un par de décadas, América Latina y el Caribe se han convertido en un centro para las energías limpias. En el 2013, 16 mil millones de dólares fueron invertidos en energía renovable en la región, el equivalente al 7% de las inversiones mundiales en energía limpia.

La región de Latinoamérica y el Caribe está experimentando una revolución silenciosa y compleja en el sector de las renovables, pero el progreso es lento. La región sigue siendo dependiente de los combustibles fósiles y la energía hidroeléctrica. Junto con la energía renovable, los países continúan explorando técnicas no renovables como la fractura hidráulica para acceder a reservas de petróleo y gas. Se están desarrollando nuevos complejos hidroeléctricos. Se estima que más de 40 mil millones de dólares se emplean actualmente para subvencionar los combustibles fósiles en la región. Las fuentes de energía tradicionales no desaparecerán en el corto plazo en el continente ni en otras partes del mundo. Pero el mercado de la energía renovable moderna está creciendo rápidamente.

Hay muchos ejemplos de desarrollos de proyectos en energía limpia en toda la región. Este informe muestra que América Latina y el Caribe tienen un potencial significativo para demostrar cómo un futuro de energía limpia es posible.

Costa Rica, Uruguay, Brasil, Chile y México personifican los esfuerzos que la región está haciendo para acelerar el cambio de paradigma necesario. Para situarse en el panorama actual de la Argentina el último resumen anual del 2015 de Cammesa revela que en promedio el 1,7% de la demanda del MEM de los últimos cinco años fue cubierta con Generación Renovable.

Energías Renovables							
FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	Total GWh	Total MW Medios
Biodiesel	32	170	2	2	0	206.6	4.7
Biomasa	98	127	134	114	155	626.9	14.3
Eólica	16	348	447	613	593	2017.5	46.0
Hidro <= 50MW	1350	1566	1376	1543	1713	7548.4	172.2
Solar	2	8	15	16	15	55.3	1.3
Biogas	0	36	108	103	84	330.8	7.5
Total GWh	1498.2	2255.2	2082.9	2390.0	2559.1	10785.4	246.1

DEMANDA ENERGÍA [GWh]	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	Total GWh	Total MW Medios
Demanda MEM	116349	121293	125166	126397	131995	621201	28350

Porcentaje de la Demanda MEM cubierta con Generación Renovable	1.3%	1.9%	1.7%	1.9%	1.9%	1.7%
--	------	------	------	------	------	------

Figura 1.1 Evolución de la generación y la demanda de energías renovables.

4.2) Energía Solar Fotovoltaica

4.2.1 Energía Solar

En el núcleo del Sol se producen constantemente reacciones de fusión a temperaturas de millones de grados que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Parte de esta energía llega a la capa exterior de la atmósfera terrestre con una irradiación promedio (constante solar) alrededor de $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$, un valor que varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol y de la actividad solar (manchas solares).

La **irradiación solar** es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [kW/m^2]. Esta intensidad es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar. Por tanto, la radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiación sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo.

Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida (sobre todo por el vapor de agua y el resto de gases atmosféricos). La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas en él suspendidas como se ve en la figura.

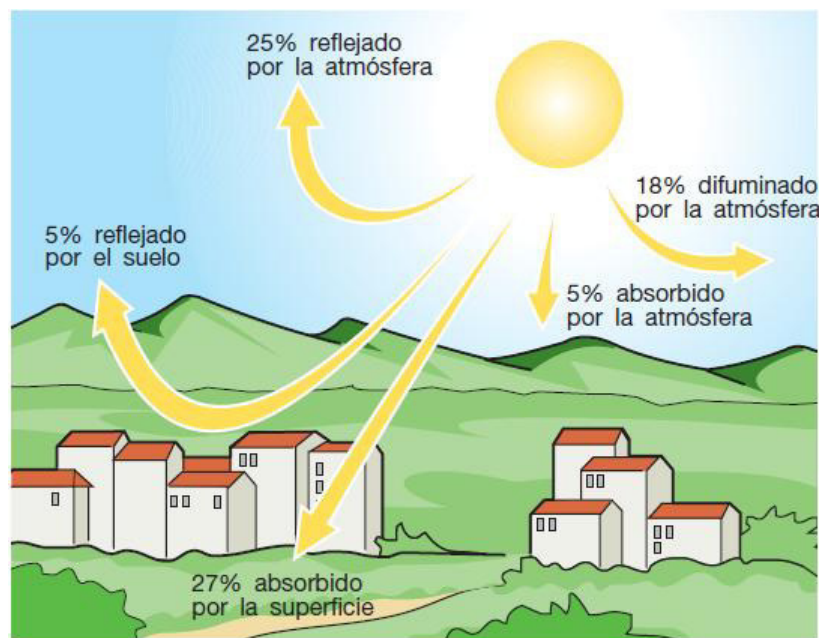
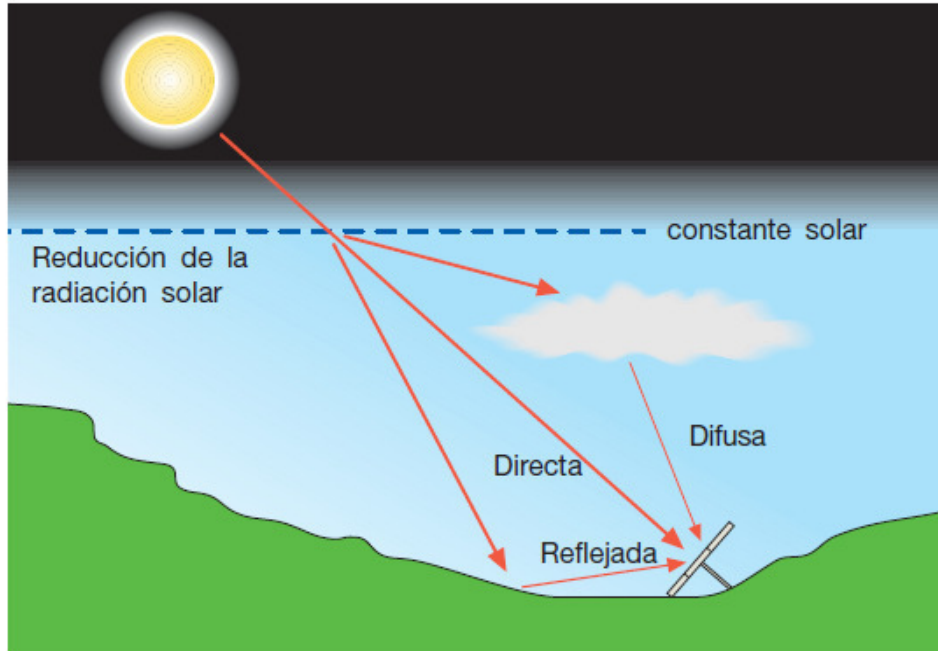


Figura 1.2 Irradiancias del Sol.

Figura 1.3 - Componentes de la radiación solar



En invierno el cielo está cubierto por lo que la componente difusa es mayor que la directa. La radiación reflejada depende de la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar y se mide con el coeficiente de "albedo" calculado según el material.

La siguiente figura muestra el atlas mundial de irradiación solar promedio en un plano inclinado 30° hacia el sur [kWh/m²/día]

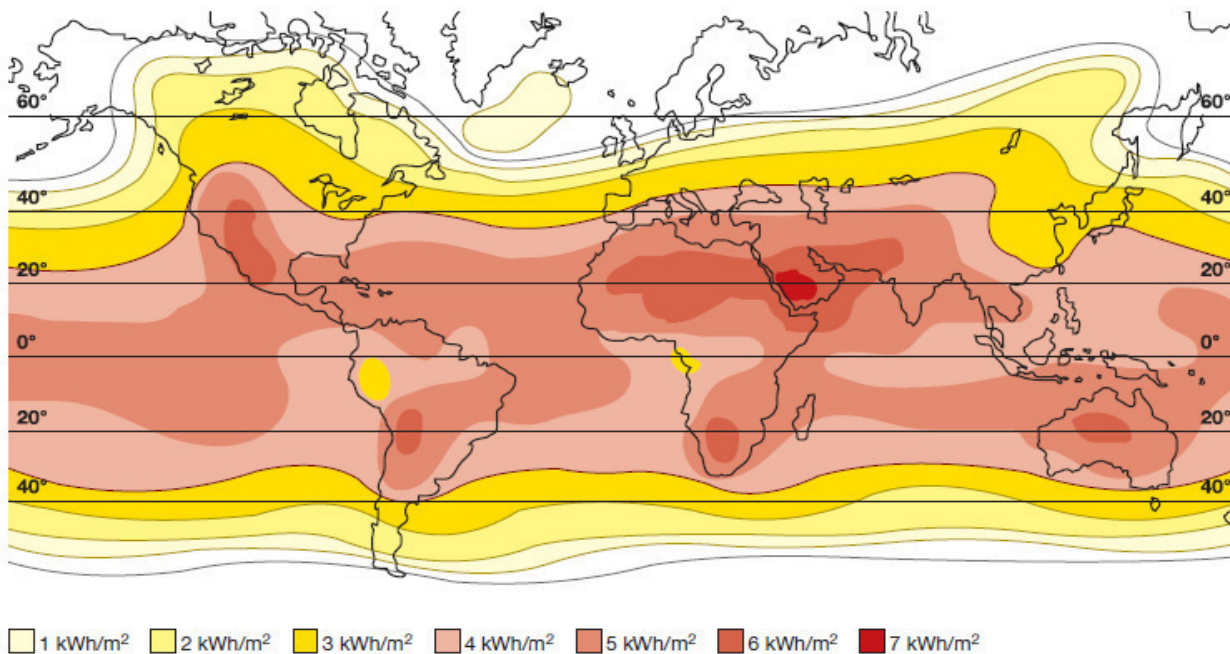


Figura 1.4 Planisferio de irradiación solar

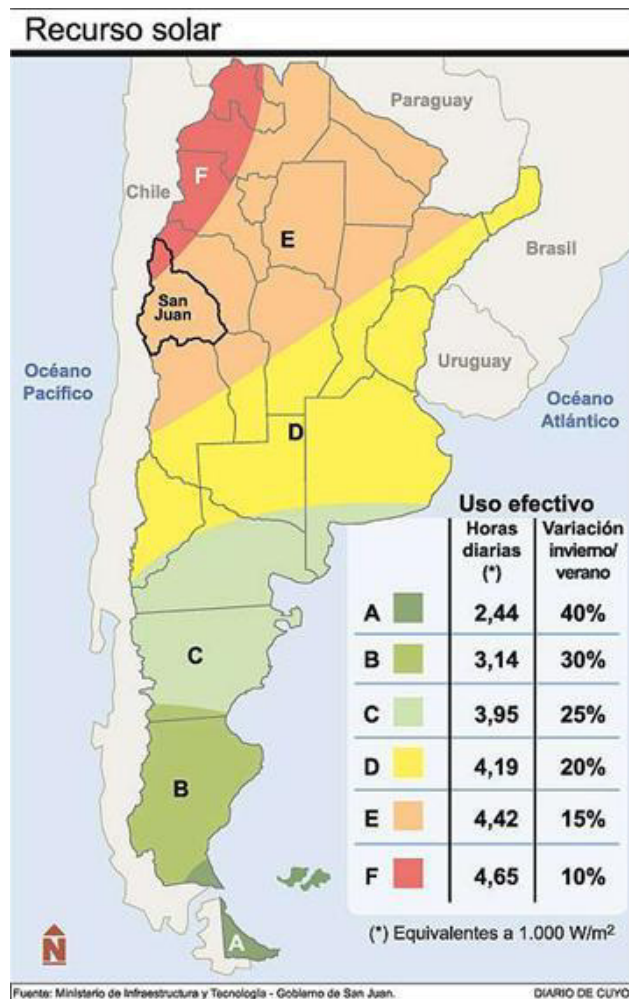


Figura 1.5 Mapa de irradiación solar promedio en Argentina

4.2.2 Principio de Funcionamiento

Una planta fotovoltaica (FV) transforma directa e instantáneamente la energía solar en energía eléctrica sin utilizar combustibles. De hecho, la tecnología fotovoltaica (FV) se aprovecha del efecto fotoeléctrico, a través del cual algunos semiconductores *dopados* generan electricidad al ser expuestos a la radiación solar.

La electricidad anual generada por una planta FV depende de distintos factores, entre ellos:

- Radiación solar incidente en el lugar de instalación;
- Inclinación y orientación de los paneles;
- Presencia o no de sombras;
- Rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores).

El componente elemental de un generador FV es la **célula fotovoltaica**, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado, con un grosor de alrededor de 0,3 mm y una superficie de 100 a 225 cm².

El silicio, con cuatro electrones de valencia (tetravalente), se dopa con átomos trivalentes (p. ej. boro – dopaje Positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (p. ej. fósforo – dopaje Negativo) en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones.

En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad con déficit de electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas. Al aplicar una tensión desde el exterior, la unión permite el flujo de corriente únicamente en una dirección (funcionamiento como un diodo).

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada.

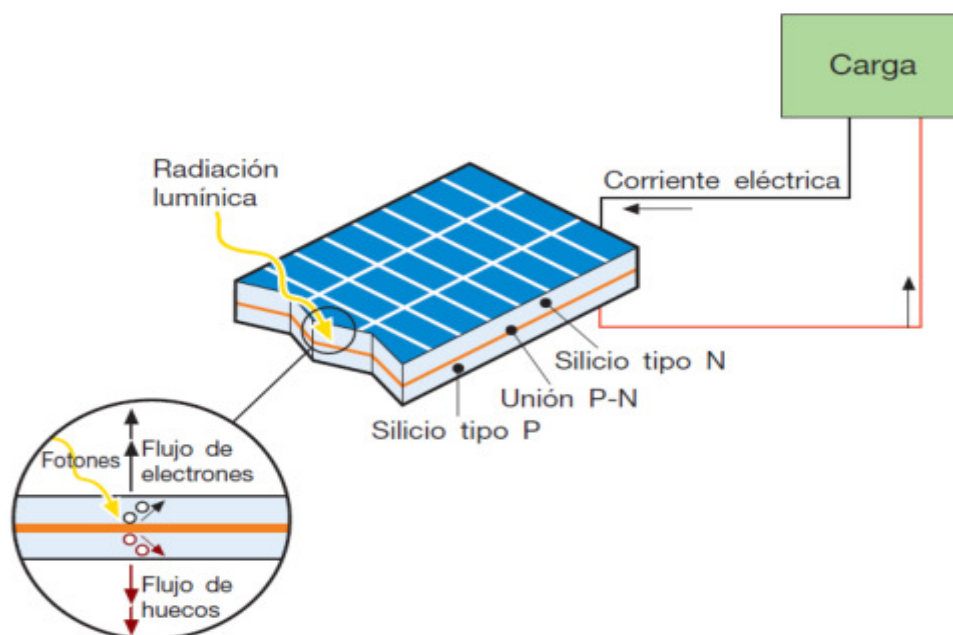
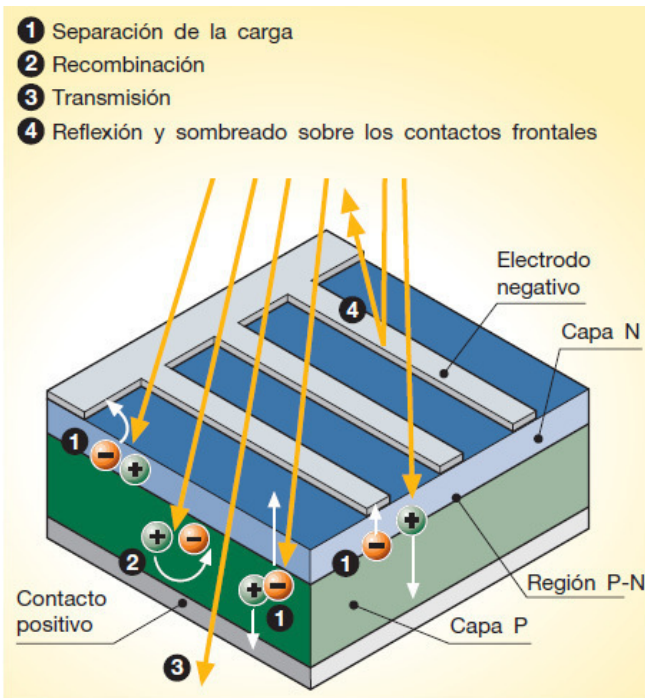


Figura 1.6 Célula fotovoltaica.

La región del silicio que interviene en el suministro de corriente es la que rodea la unión P-N; las cargas eléctricas también se forman en las regiones lejanas, pero no está presente el campo eléctrico que provoca su movimiento y por tanto se recombinan. Por ello es importante que la célula FV posea una gran superficie: a mayor superficie, mayor es la intensidad generada.



100% de la energía solar incidente

- 3% pérdidas por reflexión y sombreado sobre los contactos frontales
- 23% fotones con longitudes de onda larga, con una energía insuficiente para liberar electrones; se genera calor
- 32% fotones con longitud de onda corta, con exceso de energía (transmisión)
- 8,5% recombinación de portadores de carga libres
- 20% gradiente eléctrico en la célula, sobre todo en las regiones de transición
- 0,5% resistencia en serie que representa las pérdidas por conducción
- = 13% energía eléctrica utilizable

Figura 1.7 Efecto fotoeléctrico en la célula fotovoltaica.

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células separadas en hileras paralelas conectadas en serie comprendiendo una cierta área. Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel, entiendo como una estructura común que puede fijarse al suelo o a un edificio. Varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen el generador fotovoltaico.

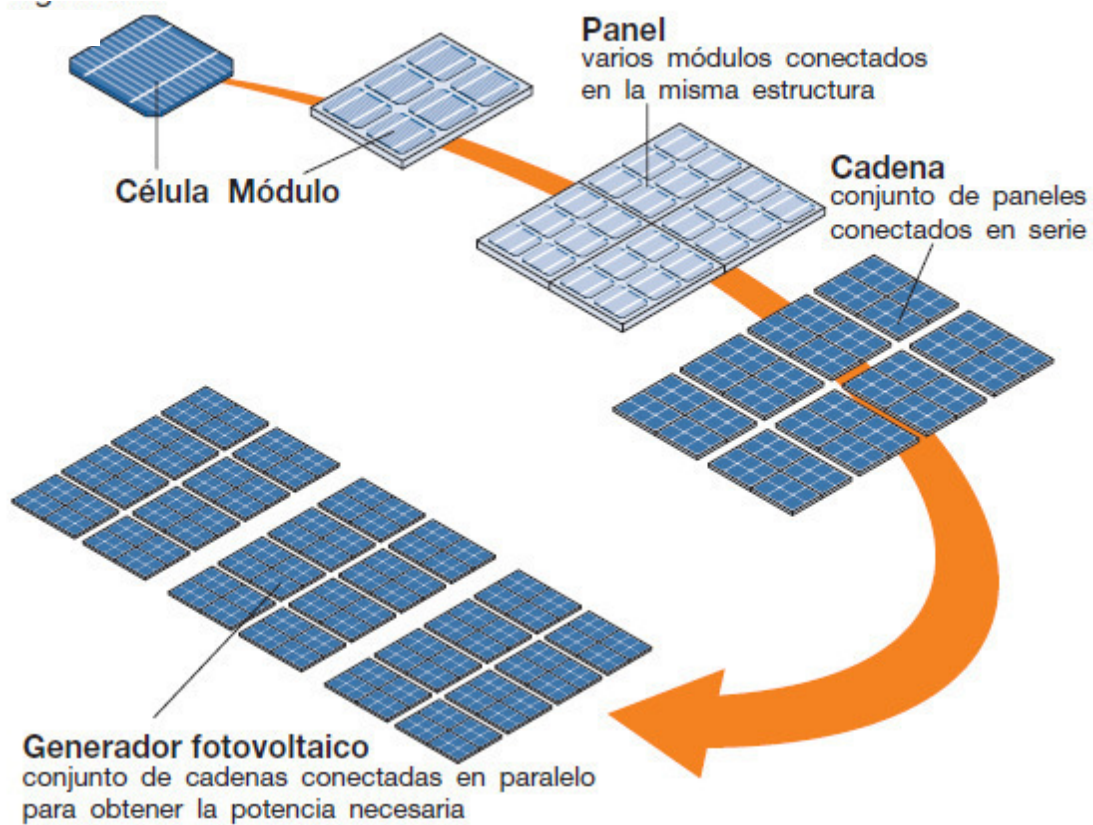


Figura 1.8 Conformación de un generador fotovoltaico.

Las células fotovoltaicas de los módulos no son exactamente iguales a causa de desviaciones de fabricación inevitables, por lo tanto es posible que dos bloques de células conectados en paralelo no posean la misma tensión. A consecuencia de esta diferencia, se genera una corriente que fluye desde el bloque de células de mayor tensión hacia el bloque de menor tensión. De este modo, parte de la energía generada por el módulo se pierde dentro del mismo módulo (pérdidas por desequilibrio).

La falta de igualdad de las células también puede deberse a una irradiancia solar diferente, por ejemplo cuando están parcialmente a la sombra o deterioradas. Estas células se comportan como diodos, bloqueando la intensidad generada por las otras células. El diodo depende de la tensión de las otras células y puede provocar la perforación de la unión por sobrecalentamiento local, así como daños al módulo.

Para limitar este tipo de fenómenos, los módulos están equipados con diodos de bypass que cortocircuitan las zonas sombreadas o dañadas del módulo. El fenómeno del desequilibrio también ocurre entre los paneles del campo fotovoltaico a causa de la desigualdad de los módulos, las diferencias en la irradiancia de los paneles, las zonas de sombra y los defectos en algún panel. Para impedir el flujo de corriente inversa entre los paneles se pueden insertar diodos.

4.2.3 Inversor

El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en corriente alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada.

Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM, Pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor RMS de la forma de onda de salida

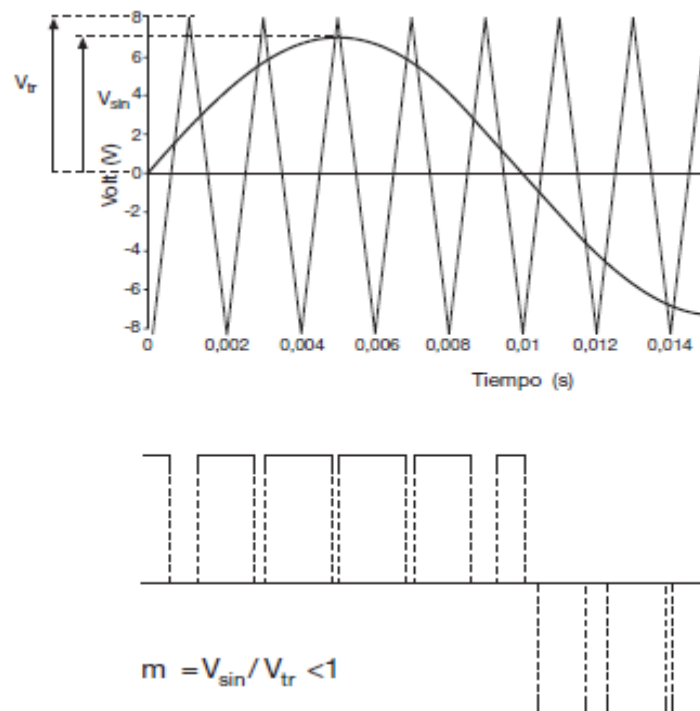


Figura 1.9 Forma de onda de la tensión a la salida del inversor.

4.2.4 Tipos de "Plantas Fotovoltaicas"

- Plantas aisladas

Las plantas aisladas son aquellas que no están conectadas a la red y consisten en paneles FV y un sistema de almacenamiento que garantiza el suministro energético también en condiciones de luminosidad deficiente u oscuridad. La corriente suministrada por el generador FV es continua, por lo que si el usuario de la planta necesita corriente alterna se requiere un inversor.

Estas plantas son ventajosas desde el punto de vista tanto técnico como económico cuando no hay red eléctrica disponible o ésta resulta de difícil acceso, ya que pueden utilizarse en lugar de grupos electrógenos. Además, en una configuración aislada, el campo FV está sobredimensionado de forma que durante las horas de insolación, tanto el suministro de carga como la recarga de las baterías de almacenamiento se puedan garantizar con un cierto margen de seguridad que tiene en cuenta los días con poca insolación.

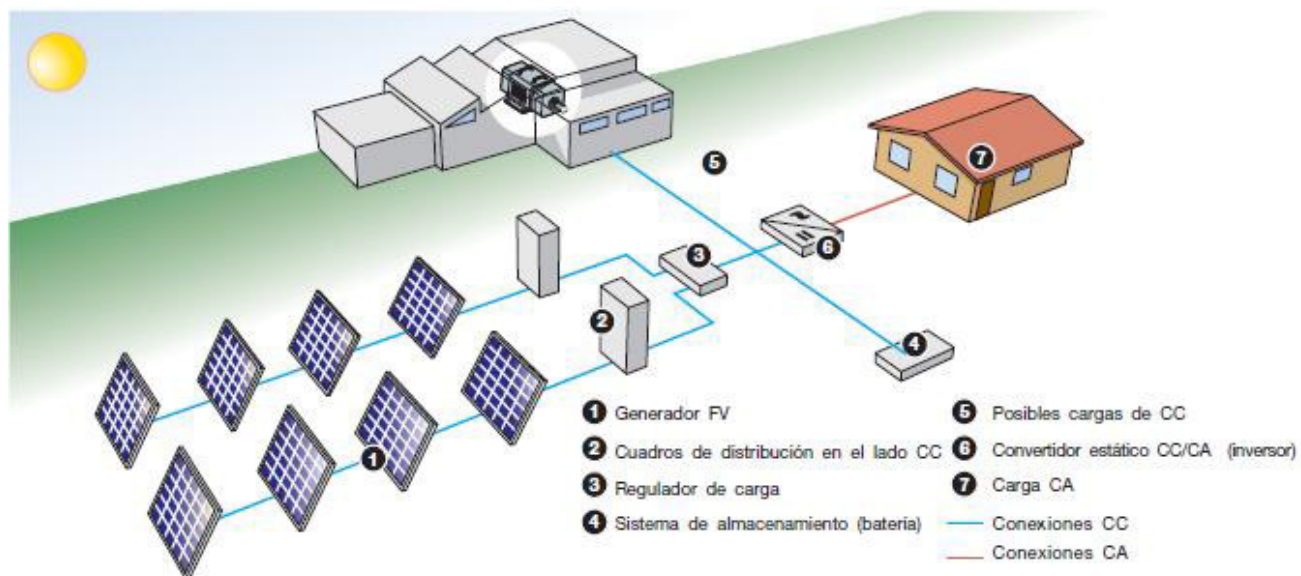


Figura 1.10 Esquema de una planta aislada.

- Plantas conectadas a la red

Las plantas con conexión permanente a la red toman energía de ésta en las horas en las que el generador FV no puede producir suficiente energía para satisfacer las necesidades del consumidor. Por el contrario, si el sistema FV produce un exceso de energía eléctrica, el excedente se inyecta a la red, funcionando así como un acumulador de grandes dimensiones. En consecuencia, los sistemas conectados a la red no requieren bancos de acumuladores.

Estas plantas ofrecen la ventaja de una generación distribuida en lugar de centralizada: de hecho, la energía producida cerca del área de consumo tiene un valor mayor que la producida en las grandes

centrales tradicionales, al limitarse las pérdidas por transmisión y reducirse los costes en concepto de transporte y puesta en marcha de los sistemas eléctricos. Además, la producción energética en las horas de insolación permite que se reduzca los requisitos de la red.

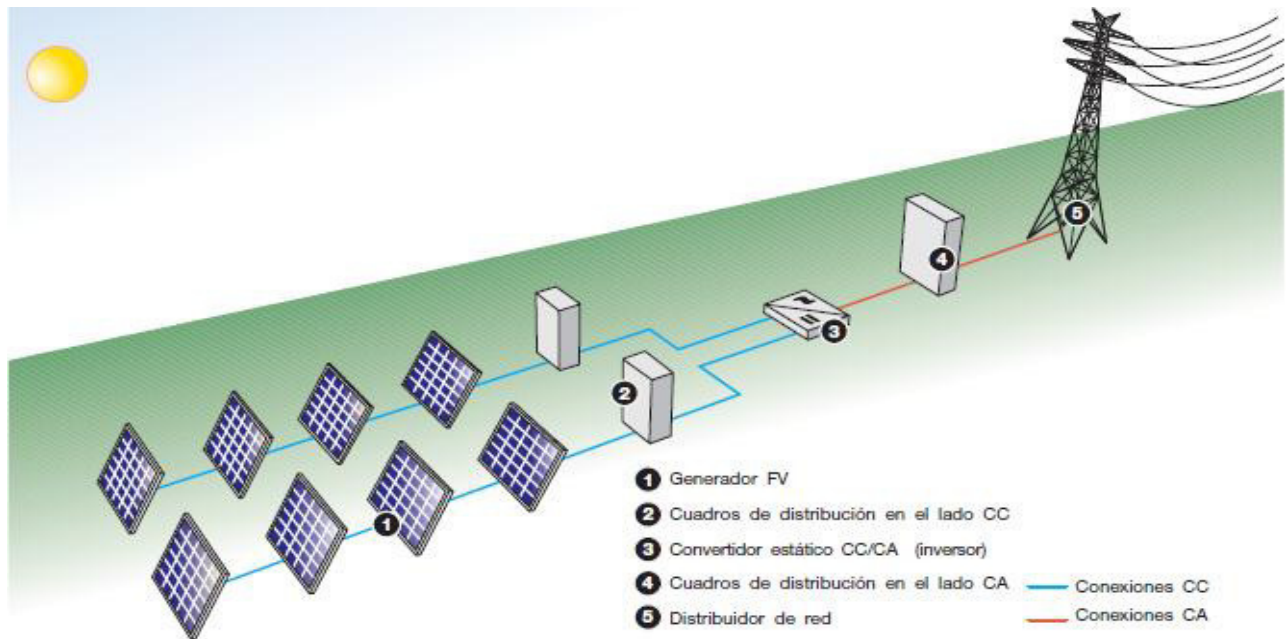


Figura 1.11 Esquema de una planta conectada a la red.

Las principales ventajas de las plantas fotovoltaicas (FV) son, en resumen:

- Generación distribuida donde sea necesario;
- No se emiten materiales contaminantes;
- Ahorro de combustibles fósiles;
- Fiabilidad de las plantas, ya que carecen de partes móviles (la vida útil suele superar los 20 años);
- Costes de mantenimiento y funcionamiento reducidos;
- Modularidad del sistema (para aumentar la potencia de la planta basta con aumentar el número de paneles) conforme a la demanda real de los usuarios.

Sin embargo, el coste inicial de desarrollo de una planta FV es bastante elevado, debido a un mercado que todavía no ha alcanzado su madurez plena desde un punto de vista técnico y económico. Además la generación de energía es errática a causa de la variabilidad de la fuente de energía solar.

5) Bibliografía

- *Cuaderno de aplicaciones técnicas - Plantas Fotovoltaicas*, ABB.
- *Acabando con los mitos sobre las energías renovables*. MYTHBUSTERS. 2013.
- *Análisis Comparativo De Inversores Fotovoltaicos*, Ballesteros Ormaechea. Universidad Carlos III de Madrid, 2012.
- *Líderes en Energía Limpia: Países Top en Energía Renovable en Latinoamérica*, WWF, INTERNACIONAL, 2014.
- *Renovable Opcion*, Or Dysac, (opcionrenovable.com.ar) publicado el 3 de Agosto de 2015.
- Cátedra, UTN FRA. *Energías Renovables*. 2014.
- Cátedra, UBA. *Energías Renovables*. 2015.



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 2 – Análisis y Características de la zona

Alumnos:

Heguis, Braian

Giménez, Matías Francisco

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	3
2) Descripción	3
2.1) Subestación Vicente López	3
2.2) Datos geograficos:	5
2.3) Características del Edificio	5
3) Conclusiones:	10
4) Bibliografía.....	11

1) Objeto

En el presente documento se desarrollarán los criterios de búsqueda de una zona adecuada para llevar a cabo el Proyecto. El objetivo es que la zona sea densamente poblada de oficinas o pequeños locales comerciales y en donde el consumo máximo de energía se dé durante las horas de día, es decir cuando se presentan los picos de demanda.

2) Descripción

Se escogió un alimentador de la Subestación Vicente López que cumpla con las características necesarias de carga diaria, luego se ubicará la zona de este alimentador y se elegirá un edificio modelo para realizar el estudio. Se estudiará el edificio y su consumo para poder tener un detalle de los requisitos que se deben tener en cuenta para la construcción.

2.1) Subestación Vicente López

La subestación Vicente López posee 12 alimentadores de MT, de los cuales cuatro seccionadores de estos toman cada uno una curva de carga diaria que se observa en el siguiente gráfico (información obtenida a través de la empresa distribuidora EDENOR).

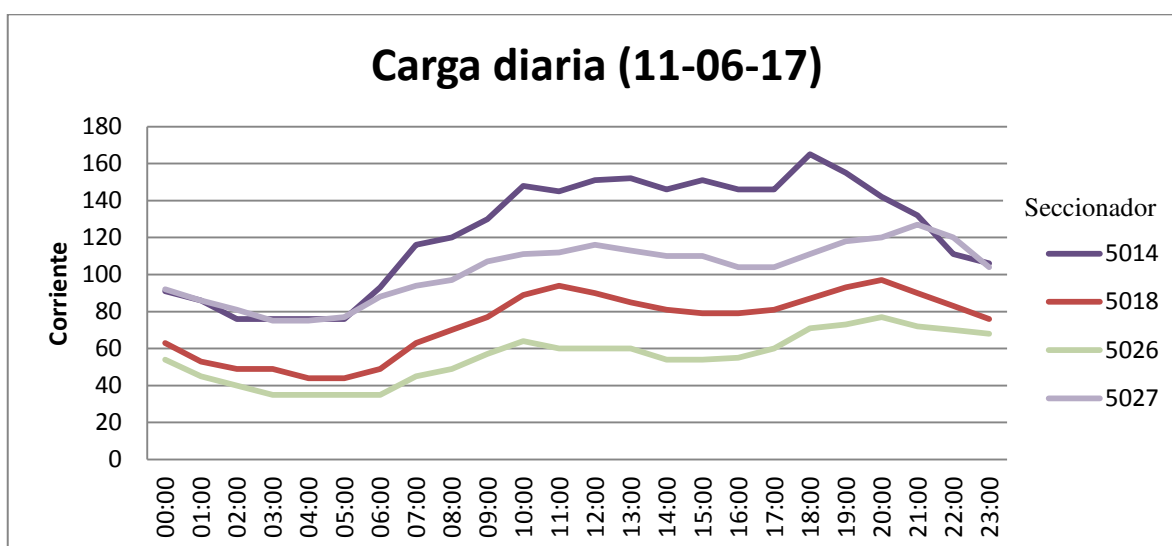


Figura 2.1 Carga diaria de los alimentadores de la SE Vicente López.

Como se ve el gráfico los seccionadores tienen su mayor carga durante horas del día (de 10am a 19 pm) teniendo un pico a las 18 hs.

El seccionador 5014 es de este grupo el que está sometido a mayor corriente. Está conectado a diez transformadores los cuales están ubicados en la zona de la rivera del partido de Vicente López desde las calles *Malaver* hasta *Hipólito Irigoyen*. Algunos de los centros de transformación son los 1211, 1694 y 1507.

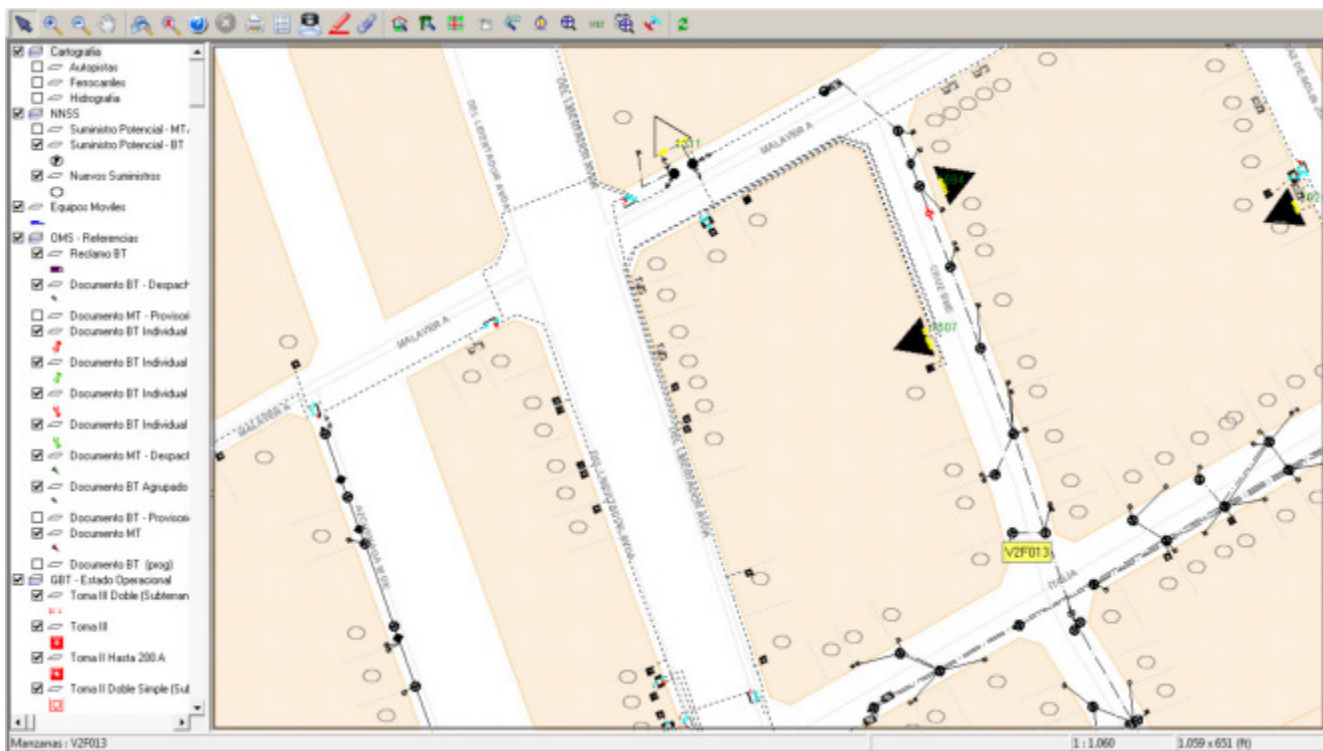


Figura 2.2 Plano de BT de los centros de transformación.

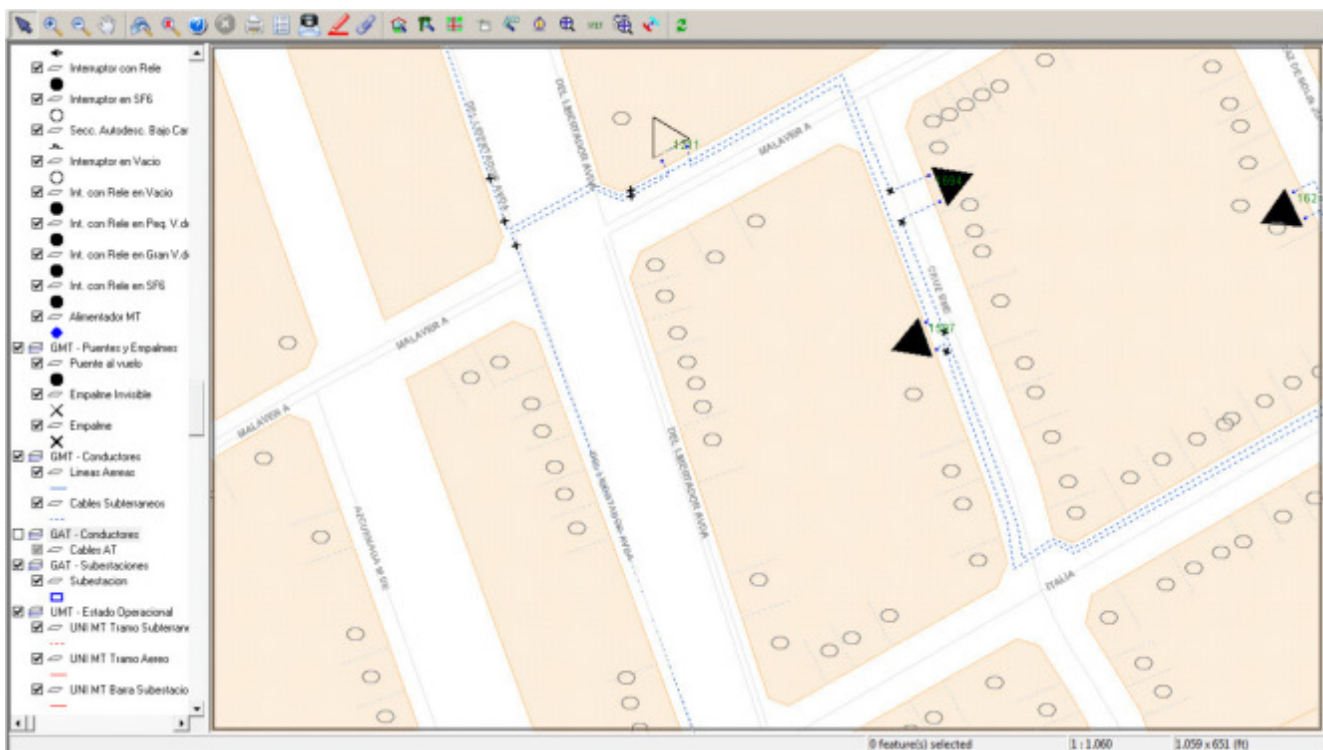


Figura 2.3 Plano de MT de los centros de transformación.

2.2) Datos geográficos

En la zona geográfica donde se ubican los centros de transformación mencionados coincide como se esperaba con una zona de alta concentración de edificios de oficinas, lo que se traduce como una zona de alta densidad de carga.



Figura 2.4 Vista aérea de la zona

Entre varias empresas que cuentan con un edificio en esta área se encuentra el edificio de *The Walt Disney Company Argentina SA* ubicado en la calle Malaver 550. Por sus grandes dimensiones, su nivel de demanda y ciertas características que se explicarán en detalle y que lo hacen apropiado para este Proyecto es que este edificio será tomado como modelo para realizar el estudio.

2.3) Características del Edificio

El edificio tomado cuenta con una superficie total de 7000 m² distribuidos en una planta baja, 3 pisos de 1000 m² destinados a oficinas y un subsuelo destinado a cocheras y servicios generales. Esta información es requerida para conocer el valor de la demanda real del edificio en cada uno de sus sectores.

La azotea del edificio es de 85 metros de largo por 23 metros de ancho, lo que conforma una superficie total de 1955 m². Esta información en cambio resultará necesaria para el dimensionamiento de la instalación de los paneles.

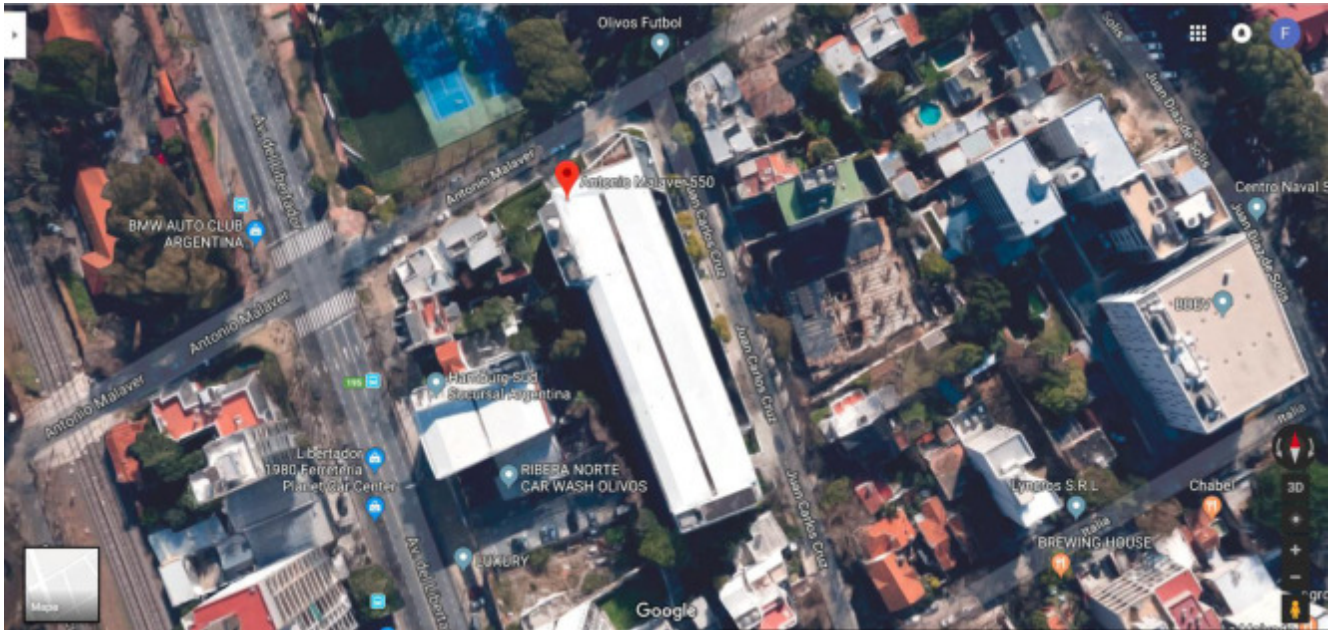


Figura 2.5 Vista aérea del edificio



Figura 2.6 Vista de la fachada del edificio

Para calcular el consumo aproximado del edificio se pueden utilizar dos aproximaciones:

- 1) Teniendo en cuenta la normativa de EDENOR SA mediante el uso del Instructivo Técnico 3214. Esta normativa indica criterios y valores preestablecidos para realizar un cálculo aproximado de la potencia del inmueble. El cálculo depende directamente de las superficies de cada unidad funcional, de los espacios comunes y del uso que se le da a cada local (vivienda, oficina, comercio, etc.). El procedimiento indicará para cada espacio por superficie y uso una potencia de consumo estimada así como un coeficiente de simultaneidad de acuerdo a la densidad de carga que se presente.

En este caso particular del Proyecto, el sistema se diseñará para abastecer los tres niveles destinados a oficinas. Más adelante se muestra el detalle del instructivo aplicado.

- 2) Teniendo en cuenta la normativa de la AEA que calcula por cantidad de bocas y circuitos, en nuestro caso 1 boca de IUG por cada 10m² y 2 bocas de TUG por cada 5m² (hasta un máximo de 15 bocas por TUG).

Los cálculos realizados mediante el uso de ambos métodos arrojan los siguientes valores de potencia:

Potencia Aproximada por Edenor-IT 3214: 264 kW

Potencia Aproximada por cálculo AEA: 151 kW

Debido a la experiencia y los datos de consumos se pudo tomar un promedio de ambas para tener un aproximado más cercano al valor real.

*Potencia Aproximada tomada para el estudio: **210 kW***



Región I

ESTUDIO N° 0
 CLIENTE: Edificio Malaver
 CTA: 0

Verificación de Potencia

Solicitada Cliente*	Cálculo IT 3214	Cálculo AEA	Adoptada para estudio
-	264 kW	151 kW	210 kW

Cálculo AEA para edificios

Viviendas, locales y oficinas comerciales

Tipo de electrificación	Cantidad	Potencia Inst. [kW]	Simultaneidad	Potencia simultanea [kW]
Minima	-	-	-	-
Medi	-	-	-	-
Elevada	-	-	-	-
Superior	3	113.520	0.8	90.816
Subtotal	3	114	0.80	90.816

Servicios generales

	Tarifa	Potencia Inst.	Simultaneidad	Activa simultanea
Declarada	T3	75	0.8	60.0

Totales

	Potencia Inst.	Simultaneidad	Activa simultanea
UUFF	114	0.8	90.816
SSGG	75	0.8	60.0
Total	189	0.8	150.8

* Potencia solicitada por el cliente, se tomará la potencia declarada por el cliente en la documentación presentada

Observaciones:

Region I

Oficinas

-	Cantidad	Superficie de c/UF (m2)	p (KW/m2)	P por UF (KW)	Pmax (KW)
	3	1000.00	0.0800	80.0000	240.00
	0	0.00	0.0000	0.0000	0.00
	0	0.00	0.0000	0.0000	0.00
	0	0.00	0.0000	0.0000	0.00
	0	0.00	0.0000	0.0000	0.00
Total	3	3000			240

Simultaneidad	0.85
---------------	------

* Pot SS.GG simultanea	60 kW
------------------------	-------

Potencia IT 3214 - Oficinas	264 kW
-----------------------------	--------

Observaciones:

- * Cargar la potencia de SSGG en una sola planilla
- * Si es un edificio mixto solo en la planilla de mayor potencia

3) Conclusiones:

Al ser el presente Proyecto una modelización de diseño, instalación e impacto de generación de energía fotovoltaica en edificios de oficina se comenzó por localizar zonas típicas que reúnan este tipo de inmuebles y que cuenten con altos valores de demanda de energía eléctrica y de una alta densidad de carga, sobretodo en horas sol del día.

Es por ello que primero se detectó el alimentador de la subestación eléctrica elegida que se encuentra más sometido a carga diaria. Sobre este alimentador se localizaron los centros de transformación a los que conecta, se tomó uno de estos que se ubique en la zona que cumple con las características antes mencionadas y finalmente se eligió un edificio modelo cuyo suministro de energía sea a través de este centro de transformación.

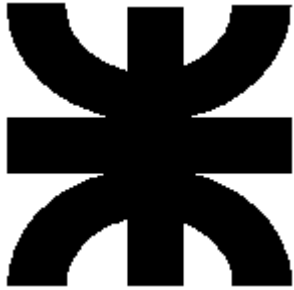
Con la información del metraje, las superficies del terreno y los usos a destinarse que posee cada unidad del edificio se determinó mediante el uso de instructivos técnicos de la AEA y de la empresa distribuidora, una potencia de consumo aproximada.

La SEE elegida es la de Vicente López, el alimentador tomado y que mayor carga diaria presenta en esta banda horaria es el 5014, cuyo suministro abastece una zona de alta densidad de edificios de oficina. Entre estos, se tomó el edificio modelo a utilizar en el presente Proyecto, cuyo cálculo arroja una demanda de aproximadamente 210 kW.

Ca be destacar que para un proyecto de instalación concreta en un edificio ya preestablecido existente o por construirse el método de cálculo de la demanda es el mismo que el utilizado aquí y que de aquí en más lo desarrollado vale para ambos casos.

4) Bibliografía

- *Cuaderno de aplicaciones técnicas - Plantas Fotovoltaicas*, ABB.
- *Cuaderno tecnico- Plantas Fotovoltaicas*, Schneider.
- *Celdas Fotovoltaicas En Generación Distribuida*, Soto, Isidro Elvis. Universidad Catolica de Chile, 2005.
- *Acabando con los mitos sobre las energías renovables*. MYTHBUSTERS. 2013.
- *Análisis Comparativo De Inversores Fotovoltaicos*, Ballesteros Ormaechea. Universidad Carlos III de Madrid, 2012.
- *Líderes en Energía Limpia: Países Top en Energía Renovable en Latinoamérica*, WWF, INTERNACIONAL, 2014.
- *Renovable Opcion*, Or Dysac, (opcionrenovable.com.ar) publicado el 3 de Agosto de 2015.
- Cátedra, UTN FRA. *Energías Renovables*. 2014.
- Cátedra, UBA. *Energías Renovables*. 2015.
- Cátedra, UTN FRA. *Instalaciones electricas y Luminotecnia*. 2014



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 3 – Estudio de la Solución Fotovoltaica

Alumnos:

Heguis, Braian

Giménez, Matías Francisco

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	4
2) Descripción general de las instalaciones.	4
2.1) Paneles Fotovoltaicos.....	4
2.1.1 Principio de funcionamiento	5
2.1.2 Tipos de Célula fotovoltaica	7
2.1.3 Parámetros eléctricos.....	10
2.1.4 Efecto de la Temperatura	15
2.1.5 Paneles de Celdas de Silicio – Resumen	15
2.1.6 Otros Paneles Solares. Placas Solares de capa fina	16
2.1.7 Otros Paneles Solares. Menor escala	17
2.2) Sistema de inversión.....	18
2.2.1 Inversor.....	18
2.2.2 Clasificación de inversores	21
2.2.3 Seguimiento del punto de máxima potencia.....	23
2.2.4 Rendimiento del inversor	24
3) Instalación de sistema	26
3.1.1 Sombras.....	27
3.1.2 Orientación	29
3.1.3 Angulo de inclinación	30
3.1.4 Estructura de soporte fija.....	32
3.1.5 Estructura de soporte móvil	34
4) Cableado.....	36
4.1.1 Tipos de cables	36
4.1.2 Criterios a tener en cuenta en la selección	37
4.1.3 Canalizaciones, Cajas de Empalme y Derivación	38
5) Puesta a tierra.....	40
6) Descargas atmosféricas	42
7) Elementos de Maniobra y Protección.....	44
7.1) Tableros eléctricos de protección.....	44
7.1.1 Elementos de protección - Interruptores.....	44
7.1.2 Elementos de protección - Fusibles.....	46

7.1.3	Elementos de protección -Seccionadores	46
8)	Anexo: Inversores centrales.....	47
	Figura 3.44 Esquema (arr) y conexionado (aba) de "Inversores Centralizados" PVS800 de ABB.	48
9)	Bibliografía.....	49

1) Objeto

El objeto del presente documento es desarrollar los distintos equipamientos para exponer las diferentes soluciones fotovoltaicas que existen, aptas a aplicarse en el Proyecto.

2) Descripción general de las instalaciones.

2.1) Paneles Fotovoltaicos

Una celda o célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotovoltaico. Son fabricadas con materiales semiconductores como el Silicio (Si) o el Germanio (Ge) que al ser expuestos a la luz solar generan un voltaje entre sus contactos que dependen del material utilizado en su fabricación. Dependiendo del material y su forma de construcción, su eficiencia varía entre 6% y 30%. La vida útil de estos dispositivos ronda los 25 años, período a partir del cual la potencia entregada disminuye.

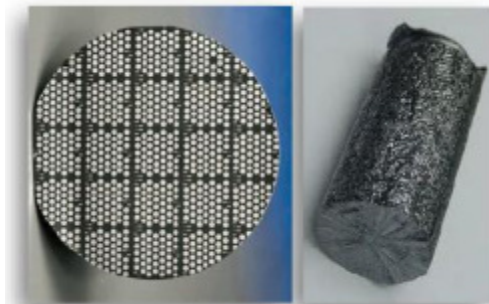


Figura 3.1 Silicio en forma natural (der) y en una célula (izq).

Dada que la tensión y la corriente de estas celdas suele ser pequeña, éstas se conectan entre sí en serie para elevar la tensión de trabajo (usualmente 12 V ó 24 V) y en paralelo para aumentar la corriente de salida. Este agrupamiento de células fotovoltaicas se conoce como panel solar.

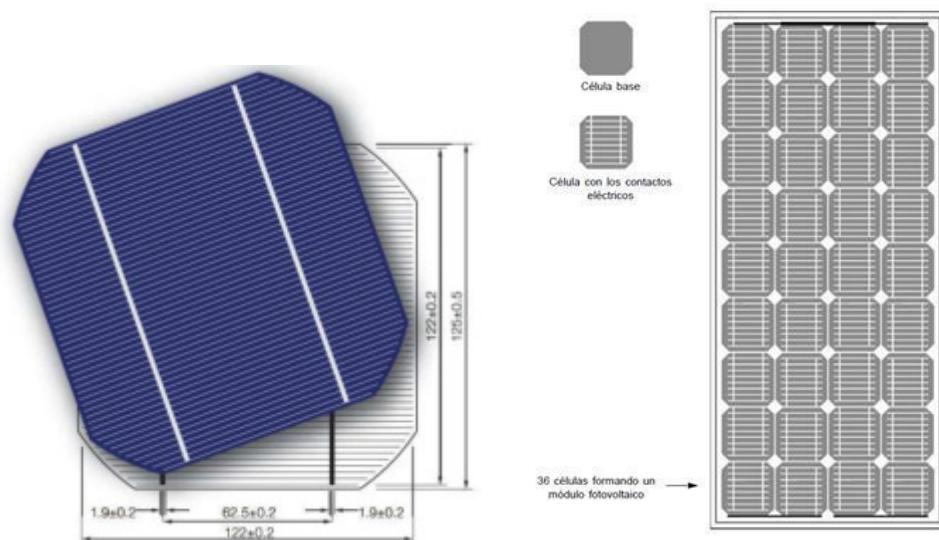


Figura 3.2 módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos se pueden producir de muchos elementos, con mejorados y nuevos métodos de producción. A continuación se desarrollan los conceptos básicos a tener en cuenta previo al estudio particular del Proyecto.

2.1.1 Principio de funcionamiento

El esquema de la figura 3.3 muestra cómo, cuando una célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial entre sus extremos y surge la circulación de una corriente a través de una carga conectada a ella.

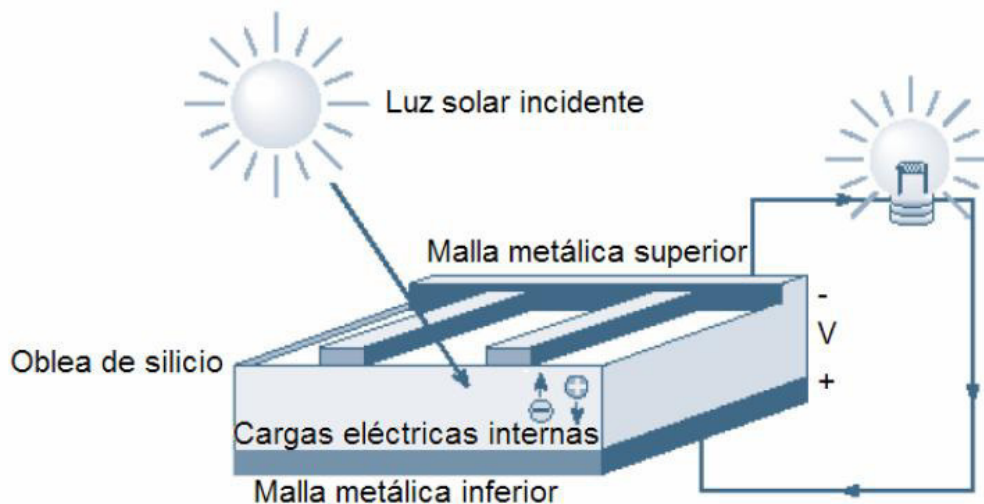


Figura 3.3 Principio de funcionamiento de una célula

La corriente generada por la célula fotovoltaica surge de dos componentes internas y opuestas de la corriente. Por un lado, la corriente de iluminación debida a la generación de

portadores, que provoca la misma iluminación; por otro lado, la corriente de oscuridad, debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo. Es decir, los fotones formarán los pares electrón-hueco y el campo eléctrico provocado por la unión de los materiales P-N los separará, dando lugar a la corriente que circula por la célula y la carga conectada a ella.

También debe tenerse en cuenta que no todos los fotones pueden ser aprovechados para crear energía eléctrica, bien porque posean una energía inferior al ancho de energía prohibida y atraviesen el semiconductor sin ceder energía, o bien porque la célula no tiene capacidad de absorberlos todos, a pesar de que su energía sea suficiente para atravesar el ancho de banda prohibida.

Una célula fotovoltaica puede considerarse como un generador de intensidad y puede representarse con el circuito equivalente de la figura 3.4.

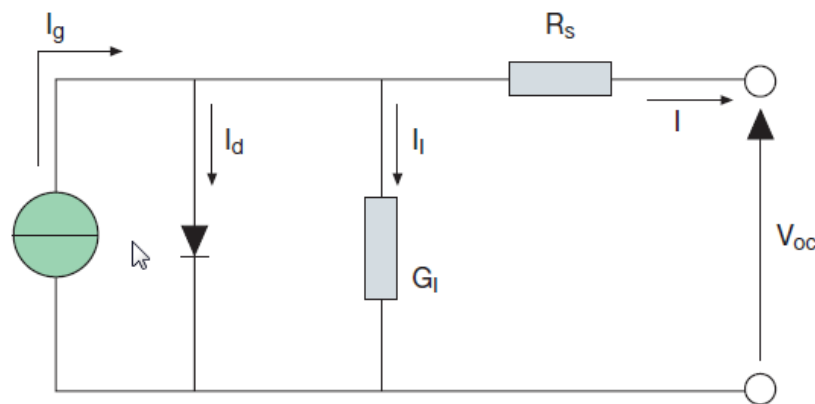


Figura 3.4 Circuito equivalente de una célula.

La intensidad I en los terminales de salida es igual a la intensidad generada mediante el efecto fotovoltaico I_g con el generador de intensidad ideal, menos la intensidad del diodo I_d y la intensidad de fuga I_l .

La resistencia serie R_s representa la resistencia interna al flujo de la intensidad generada y depende del grosor de la unión P-N, de las impurezas presentes y de las resistencias de contacto.

La conductancia de fuga G_l tiene en cuenta la corriente a tierra en condiciones de servicio normales.

En una célula ideal encontraríamos $R_s = 0$ y $G_l = 0$. Sin embargo, en una célula de silicio de alta calidad $R_s = 0,05 \div 0,10 \Omega$ y $G_l = 3 \div 5 \text{ mS}$. La eficiencia de conversión de la célula FV se ve muy afectada por una pequeña variación de R_s , mientras que es mucho menos sensible a una variación de G_l .

2.1.2 Tipos de Célula fotovoltaica

Silicio monocristalino (cSi)

- Presentan una estructura completamente ordenada, cuyo comportamiento uniforme lo convierte en óptimo semiconductor.
- Fácilmente reconocible por su color azulado oscuro y metálico.
- Fueron las primeras en ser manufacturadas, ya que se podían emplear las mismas técnicas usadas previamente en la fabricación de diodos y transistores.
- El proceso de fabricación requiere un alto consumo de energía eléctrica, lo que eleva el costo de estas células.
- Poseen los más altos valores de eficiencia:
- Ensayo celda individual en laboratorio: 24,7%,
- Como panel solar: 13% -18%.
- La superficie necesaria como panel solar para alcanzar 1 kWp se encuentra entre los 7m²y los 9 m².

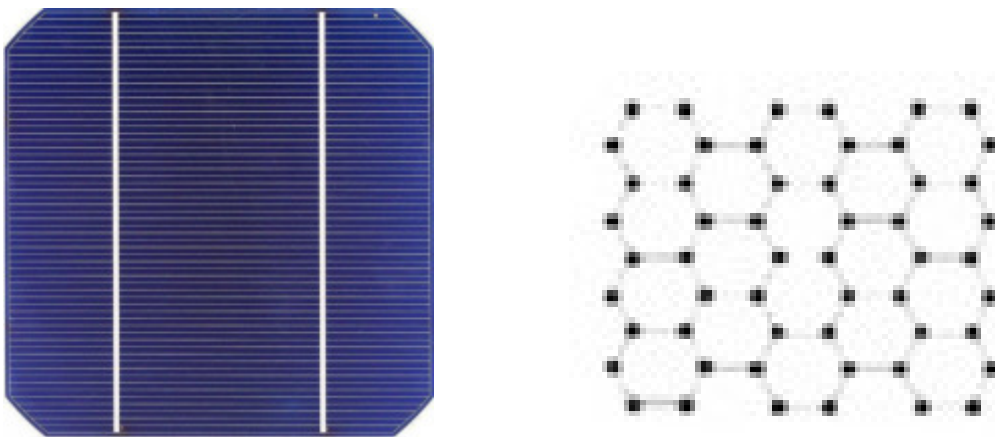


Figura 3.5 Aspecto célula de cSi (izq) y estructura molecular (der).

Silicio policristalino (pSi)

- Presentan una estructura ordenada por regiones separadas, en la que los enlaces irregulares de las fronteras cristalinas disminuyen el rendimiento.
- Son reconocibles a simple vista, ya que reflejan la luz en forma no uniforme, pudiéndose observar las imperfecciones en el cristal. Tienen, asimismo, diferentes tonos de azules.
- Se obtiene fundiendo silicio de grado industrial, el que se vierte en moldes rectangulares, de sección cuadrada.
- El costo del material y el procesado se simplifican, por lo que son mas económicas que las monocristalinas, pero poseen una eficiencia menor:
- Ensayo celda individual en laboratorio: 19,8%,
- Como panel solar: 11% -15%.

- Frente a altas temperaturas, son más eficientes que monocristalinas ya que el color azul de las celdas absorbe menos calor que el color oscuro de las monocristalinas.
- La superficie necesaria como panel solar para alcanzar 1 kWp se encuentra entre los 8 m² y los 11 m².

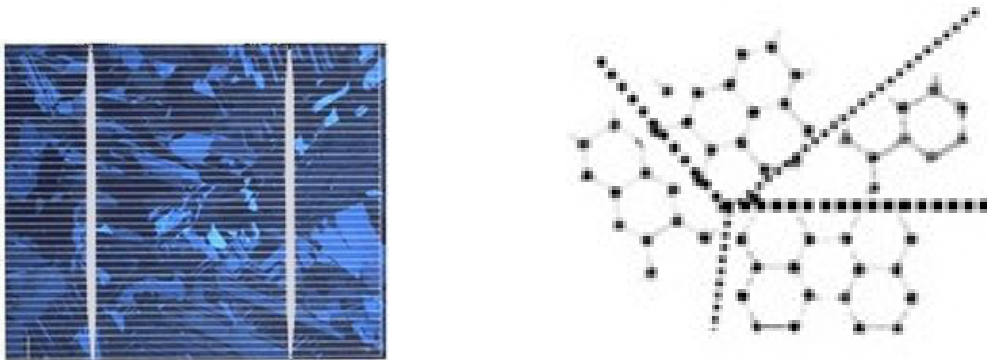


Figura 3.6 Aspecto célula de pSi (izq) y estructura molecular (der).

Silicio amorfo (aSi)

- Poseen un alto grado de desorden en la estructura de los átomos, con lo cual contiene un gran número de defectos, disminuyendo la eficiencia de conversión.
- Para reducir este efecto, el espesor del material activo en estas células es diez veces menor que el de una célula de cSi.
- Pueden ser ofrecidas como paneles flexibles o rígidos.
- Tienen un proceso de fabricación más simple y por tanto un coste muy inferior.
- Poseen los valores más bajos de eficiencia:
- Ensayo celda individual en laboratorio: 13%.
- Como panel solar: 5% -8%.
- La superficie necesaria como panel solar para alcanzar 1 kWp se encuentra entre los 16 m² y los 20 m².
- Este tipo de celdas conforman las celdas llamadas de capa delgada (thin film cells).

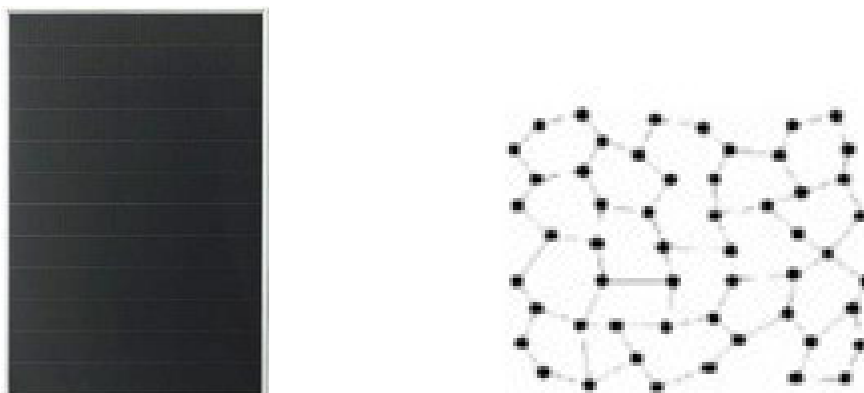


Figura 3.7 Aspecto célula de aSi (izq) y estructura molecular (der).

Ventajas de los paneles solares **monocristalinos**:

Los paneles solares mono cristalinos tienen las mayores tasas de eficiencia puesto que se fabrican con silicio de alta pureza. La eficiencia en estos paneles está por encima del 15% y en algunas marcas supera el 21%.

La vida útil de los paneles mono cristalinos es más larga. De hecho, muchos fabricantes ofrecen garantías de hasta 25 años.

Suelen funcionar mejor que paneles poli cristalinos de similares características en condiciones de poca luz. Aunque el rendimiento en todos los paneles se reduce con temperaturas altas, esto ocurre en menor medida en los poli cristalinos que en los mono cristalinos.

Desventajas de los paneles **monocristalinos**:

Son más caros. Valorando el aspecto económico, para uso doméstico resulta más ventajoso usar paneles poli cristalinos o incluso de capa fina.

Si el panel se cubre parcialmente por una sombra, suciedad o nieve, el circuito entero puede averiarse. Si decide poner paneles mono cristalinos pero cree que pueden quedar sombreados en algún momento, lo mejor es usar micro inversores solares en vez de inversores en cadena o centrales. Los micros inversores aseguran que no toda la instalación solar se vea afectada por sólo un panel afectado.

El proceso Czochralski es el usado para la fabricación de silicio mono cristalino. Como resultado, se obtienen bloques cilíndricos. Posteriormente, se recortan cuatro lados para hacer las láminas de silicio. Se derrocha una gran cantidad de silicio en el proceso.

Ventajas de los paneles **policristalinos**:

El proceso de fabricación de los paneles fotovoltaicos poli cristalinos es más simple, lo que redundará en menor precio. Se pierde mucho menos silicio en el proceso que en el mono cristalino.

Inconvenientes de los paneles **policristalinos**:

Los paneles poli cristalinos suelen tener menor resistencia al calor que los mono cristalinos. Esto significa que en altas temperaturas un panel poli cristalino funcionará peor que un mono cristalino. El calor además puede afectar a su vida útil, acortándola.

La eficiencia de un panel poli cristalino se sitúa típicamente entre el 13-16%, debido a que no tienen un silicio tan puro como los mono cristalinos.

Mayor necesidad de espacio. Se necesita cubrir una superficie mayor con paneles poli cristalinos que con mono cristalinos.

Ventajas de los paneles fotovoltaicos de **capa fina**:

Se pueden fabricar de forma muy sencilla y en grandes remesas. Esto hace que sean más baratos que los paneles cristalinos. Tienen una apariencia muy homogénea. Pueden ser flexibles, lo que permite que se adapten a múltiples superficies. El rendimiento no se ve afectado tanto por las sombras y altas temperaturas. Son una gran alternativa cuando el espacio no es problema.

Desventajas de los paneles de **capa fina**:

Aunque son muy baratos, por su menor eficiencia requieren mucho espacio. Un panel mono cristalino puede producir cuatro veces más electricidad que uno de capa fina por cada metro cuadrado utilizado.

Al necesitar más paneles, también hay que invertir más en estructura metálica, cableado, etc.

Los paneles de capa fina tienden a degradarse más rápido que los paneles mono cristalinos y poli cristalinos, por ello los fabricantes también ofrecen menor garantía.

2.1.3 Parámetros eléctricos

Se detalla a continuación aquellos parámetros que se deben conocer de una celda fotovoltaica.

- **Punto de máxima potencia (PMP)**: producto del valor de la tensión (V_m) e intensidad (I_m) máximas para los que la potencia entregada es máxima.

- **Factor de forma (FF)**: cociente entre la potencia máxima que puede entregarse a una carga y el producto entre la tensión a circuito abierto y la intensidad de cortocircuito. Suelen ser habituales los valores comprendidos entre 0,7 y 0,8.

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{V_o \cdot I_{cc}}$$

- **Eficiencia de conversión energética**: cociente entre la potencia eléctrica máxima y la potencia dependiente de la irradiación incidente (P_l) sobre la célula.

$$\mu = \frac{P_m}{P_l} = \frac{I_m \cdot V_m}{P_l}$$

- **Intensidad de radiación**. La intensidad aumenta con la radiación mientras que la tensión permanece aproximadamente constante. Esto es importante ya que la radiación cambia a lo largo del día, en función de la posición del sol, por lo que es imprescindible una adecuada posición de los paneles.

Encontrar la posición adecuada es el origen del seguimiento del punto de máxima potencia, del que se hablará más adelante.

La figura 3.8 muestra la variación de radiación a lo largo del tiempo.

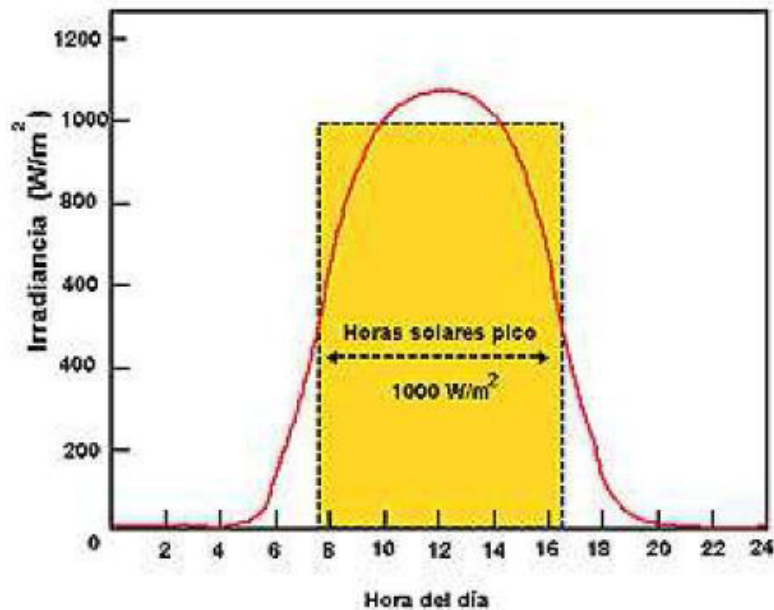


Figura 3.8 Irradiación en función de horas diarias

Un panel está constituido por la asociación en serie o paralelo de varias células fotovoltaicas de tal forma que se obtengan los valores de tensión y corriente deseados. La asociación paralelo permite alcanzar el valor de tensión (V) requerido, mientras que la asociación serie lo consigue del valor de corriente (I).

Es por esto que una de las características fundamentales de los paneles fotovoltaicos es su curva de trabajo I-V. Tanto los valores de tensión como de corriente dependen de la insolación, la temperatura de la célula, la masa de aire atravesada por la radiación solar y la resistencia de la carga conectada. Para comparar módulos, estos parámetros deberán ser homogéneos.

La figura 3.9 define los valores típicos a la salida del generador fotovoltaico, que vienen determinados por la curva característica I-V.

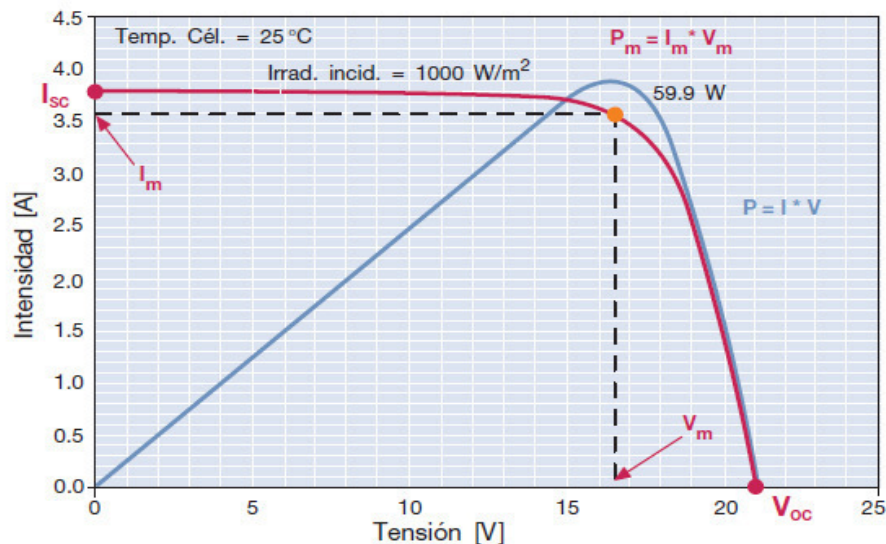


Figura 3.9 Curva característica Corriente-Tensión.

Como se demuestra en la figura, todos los parámetros de la curva I-V dan lugar a la formación del Punto de Máxima Potencia MPP (Maximum Power Point).

Se muestra la curva característica tensión-intensidad de un módulo FV. En condiciones de cortocircuito la intensidad generada es la máxima (I_{sc}), mientras que con el circuito abierto la tensión es la máxima (V_{oc} = tensión de circuito abierto). En estas dos situaciones la energía eléctrica producida en el módulo es cero, mientras que en cualquier otra situación, al aumentar la tensión la energía producida también aumenta: al principio alcanza el punto de potencia máxima para caer después a un valor próximo al valor de tensión sin carga.

- **Potencia nominal Pico:** La potencia nominal pico (kWp) representa la potencia eléctrica que es capaz de suministrar una planta FV bajo condiciones de prueba estándar (STC):

- 1 kW/m² insolación perpendicular a los paneles;
- 25 °C de temperatura en las células;
- Masa de aire (MA) igual a 1,5.

La masa de aire afecta la producción de energía FV ya que es un indicador de la tendencia de la densidad espectral de energía de la radiación solar. De hecho, la radiación solar tiene un espectro con una curva W/m²-longitud de onda que varía también en función de la densidad del aire. En el diagrama de la figura 3.10, la superficie naranja representa la radiación perpendicular a la superficie terrestre absorbida por la atmósfera, mientras que la superficie azul representa la radiación solar que realmente alcanza la superficie terrestre; la diferencia entre la tendencia de ambas curvas da una indicación de la variación espectral debida a la masa de aire.

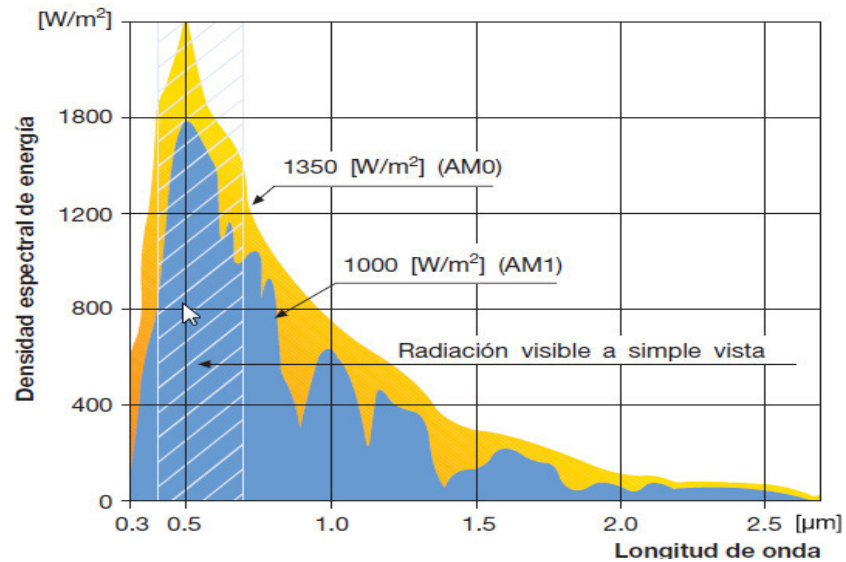


Figura 3.10 Irradiación solar por longitud de onda.

El índice de masa de aire MA se calcula como sigue:

$$MA = P \cdot P_o / \text{sen}(h)$$

En donde: P es la presión atmosférica medida en el punto e instante considerados [Pa];
 P_o es la presión atmosférica de referencia a nivel del mar [$1,013 \cdot 10^5$ Pa];
 h es el ángulo cenital, es decir, el ángulo de elevación del Sol sobre el horizonte local en el instante considerado.

Valores relevantes de la MA:

MA = 0 fuera de la atmósfera, donde $P = 0$;

MA = 1 a nivel del mar en un día con cielo despejado y el sol en el cenit ($P = P_o$, $\text{sen}(h) = 1$);

MA = 2 a nivel del mar en un día soleado con el sol en un ángulo de 30° sobre el horizonte ($P = P_o$, $\text{sen}(h) = 1/2$).

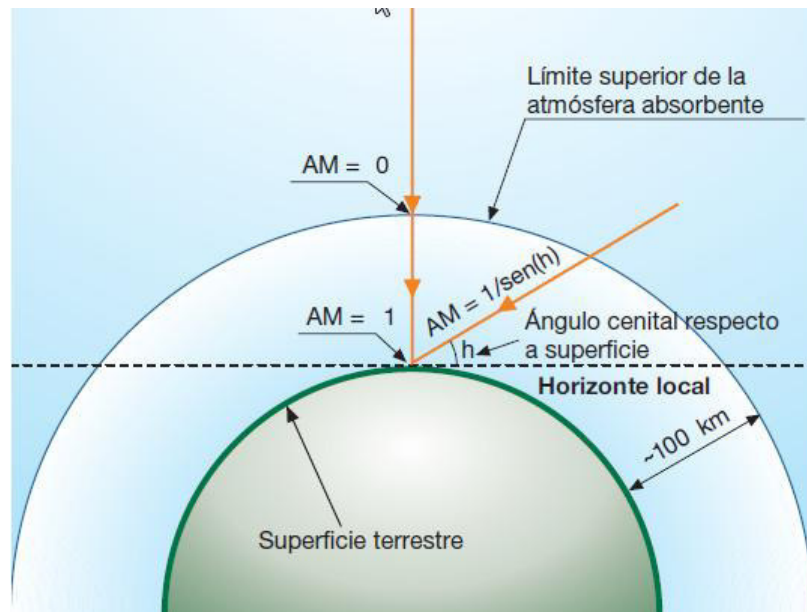


Figura 3.11 Irradiación solar en la Tierra.

Otra curva característica es la que relaciona la potencia con la tensión de salida, o curva característica P-V. En ella también se representan los puntos de máxima potencia, como se ve en la figura 3.12.

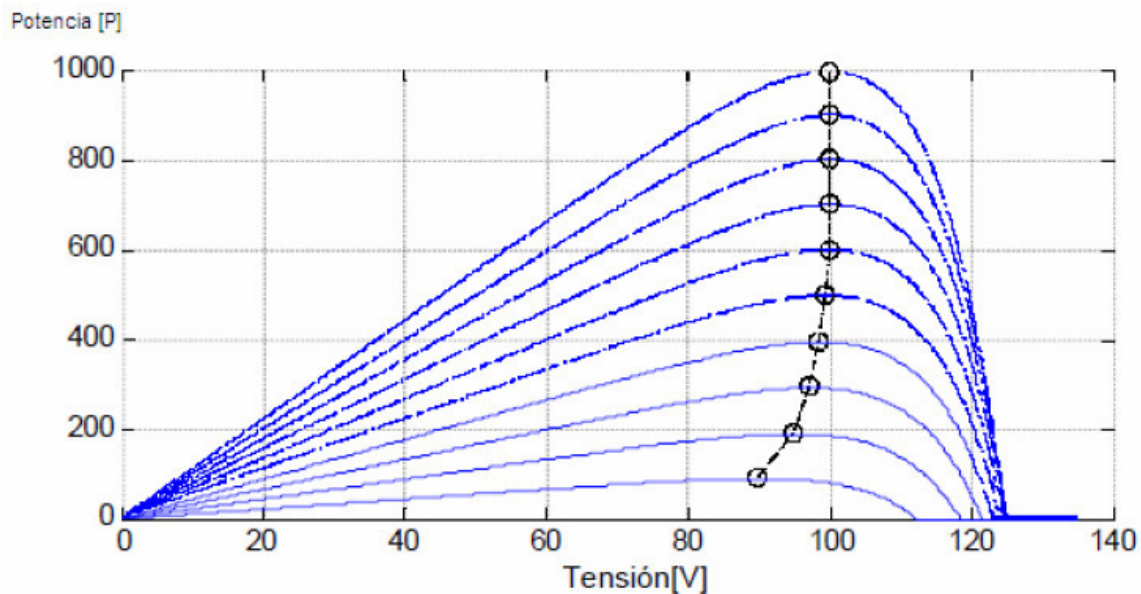


Figura 3.12 Curva característica Potencia – Tensión.

La importancia de este parámetro eléctrico no reside en su valor numérico, sino en qué condiciones físicas y eléctricas deben cumplirse en todo momento para obtenerlo. Esto introduce el concepto de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia MPPT (Maximum Power Point Tracking).

El seguimiento del punto de máxima potencia se realiza en dos áreas. En la generación, cuando se realiza un seguimiento mecánico del sol, para obtener la máxima irradiación al colocar los paneles

fotovoltaicos perpendicularmente al sol. En el inversor, se realiza un MPPT electrónico que permite entregar la máxima potencia bajo cualquier condición de carga, en todo momento.

2.1.4 Efecto de la Temperatura

Se producirá una disminución de la tensión de circuito abierto (VCA) debido a una disminución del campo eléctrico de la juntura PN.

Esto se debe a que los electrones unidos a los átomos de la red cristalina comienzan a vibrar hasta romper los enlaces que los unen a los átomos generando una corriente interna que se estabilizará cuando el campo eléctrico de la juntura disminuya.

Al mismo tiempo, un mayor porcentaje de la luz incidente tendrá energía suficiente para romper los enlaces debido a que la temperatura aporta energía a los electrones, por lo que se producirá una fotocorriente más grande, aumentando la corriente de corto circuito (ICC).

El aumento de la corriente para un aumento de temperatura dado es proporcionalmente menor que la disminución de la tensión, por lo que la eficiencia de la celda se reduce al elevar las temperaturas.

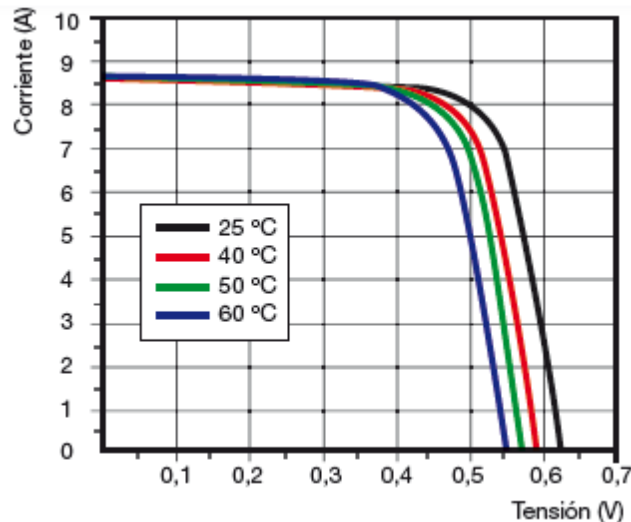


Figura 3.13 Curva I-V para diferentes temperaturas.

Esto se debe principalmente al calentamiento que sufren las células por su continuada exposición al sol, pudiéndose alcanzar temperaturas muy elevadas.

Por ello, este factor es determinante a la hora de diseñar los sistemas fotovoltaicos, principalmente los de concentración, contando siempre con sistemas de disipación del calor.

2.1.5 Paneles de Celdas de Silicio – Resumen

Las celdas fabricadas de bloques de silicio o 'ingots' son las más comunes. La experiencia comprobó una vida útil con frecuentemente más de 30 años sin ningún mantenimiento.

Se distinguen entre paneles solares compuestas de celdas monocristalinas y policristalinas. En la práctica la diferencia entre ambas es mínima. La mayor eficiencia de las monocristalinas puede tener importancia cuando el espacio disponible es reducido. Frecuentemente con paneles policristalinos se puede conseguir más energía por el mismo precio, además con temperaturas elevadas, la pérdida de eficiencia es menor que en paneles de celdas mono cristalinas. Para la selección hay otras consideraciones importantes sobre el rendimiento de paneles solares cristalinos.

Tradicionalmente se discutieron dos argumentos en contra de paneles solares:

- Escasez de Silicio:

Aunque el silicio es muy abundante (por ejemplo en arena), la cantidad con suficiente pureza (99.999%) es limitada y consecuentemente caro. Una escasez de silicio de alta pureza anunciado en 2005 fue evitada con los nuevos descubrimientos y mejores procesos de fabricación. Varias empresas que invirtieron fuertemente en tecnologías alternativas hoy se encuentran en serios problemas para competir con los paneles de silicio tradicionales, cada vez más asequibles.

- Tiempo de retorno energético:

El argumento de que la energía necesaria para producir paneles solares es mayor a la que ellas generan durante su vida, aunque con cierta validez hace varias décadas atrás. Hoy en día los paneles de silicio fabricadas con procesos modernos y celdas más finas necesitan menos de dos años para producir la energía que se usó para su propia fabricación.

La empresa noruega **Elkem** logra recuperar la energía usada para la fabricación de sus ingots en 1.3 meses. En países de alta radiación como en el Perú, este tiempo de retorno todavía es más corto.

2.1.6 Otros Paneles Solares. Placas Solares de capa fina

Para reducir los costos de producción y salir de la posible escasez de silicio se empezaron a investigar e invertir en placas de otros materiales. A parte de paneles solares de capa fina (thin film solar cells) con silicio (amorfos), se logró una reducción importante de los costos usando otros elementos.

Los más importantes son módulos de capa delgada de cobre, indio y selenio (**CIS**) o de cobre, indio, galio y selenio (**CIGS**) y módulos de capa delgada a base de cadmio y telurio (**CdTe**).

Modernos procesos como por ejemplo tecnologías de imprenta resultan en capas ultra finas usando menos materia prima.

Inversiones masivas en estas nuevas tecnologías (en gran parte aseguradas por programas gubernamentales) permitieron instalaciones de parques solares de gran tamaño, con el resultado de que la empresa First Solar (EEUU) con sus placas tipo CdTe se convirtió en el 2009 temporalmente en el productor fotovoltaico más grande del mundo.

2.1.7 Otros Paneles Solares. Menor escala

- Celdas flexibles

Las nuevas formas de producción permiten también producir celdas flexibles que abren posibilidades que la rigidez de los paneles tradicionales no permitió. Estas celdas cada vez más se incorporan en la ropa, mochilas, sombrillas, etc. A parte de aplicaciones especiales, sirven para cargar aparatos de poco consumo. Así se puede evitar un celular descargado, alimentar otros aparatos portátiles o tener luz en la playa una vez que se va el sol.

Paneles con capas transparentes

Un desarrollo práctica es la recién empezada producción de ventanas con capas finas semi-transparentes. Es una válida alternativa arquitectónica para incluirlas en edificios. Con estas se puede reemplazar los vidrios polarizados y usar la energía generada para apoyar la climatización de los edificios.

- Celdas orgánicas

Celdas orgánicas ya se puede tejer en la ropa, por ejemplo para cargar aparatos de telecomunicación. De interés especial es la Celda Grätzel de material simple similar a la fotosíntesis con características muy prometedoras. Con esta invención el Prof. Grätzel ganó el Premio Tecnológico del Milenio en el 2010. Actualmente están preparando una primera producción industrial. A causa del uso de materiales simples, se espera en el futuro una importante reducción de los precios. Contrario de las celdas cristalinas, tienen la ventaja que la eficiencia aumenta con la temperatura.

- Celdas de concentración

Concentrar la luz con sistemas ópticos es otro desarrollo para aumentar la eficiencia relativamente baja de las celdas fotovoltaicas y reducir los costos. Aunque se logró mejorar la eficiencia por un factor importante en los sistemas instalados, la necesidad de orientarlos exactamente hacia el sol y el control de la alta temperatura generada imponen sistemas sofisticados con un mantenimiento alto y costoso. Nuevas tecnologías que eviten las desventajas están bajo desarrollo.

Las investigaciones continúan fuertemente. En 2013 por ejemplo se alcanzaron con el mineral Perovskite producir en el laboratorio celdas fotovoltaicas con una eficiencia sorprendente de 15% en el laboratorio. Este mineral, la primera vez descrito en 1839, no es tóxico, abundante y conocido como semiconductor desde años. Lo excitante es el rápido avance en lograr esta eficiencia en menos de cuatro años (de solamente 3% en 2009), mientras otras tecnologías necesitaban décadas para

lograr algo similar. Este salto nutre la esperanza de producir dentro de pocos años nuevas celdas de Perovskite hasta un 30% de eficiencia a costos muy bajos.

2.2) Sistema de inversión

En todas las instalaciones fotovoltaicas, este bloque es de gran importancia ya que es el encargado de transformar y adaptar la energía generada a las características de la carga, ya sea para su posterior uso individual, en caso de instalaciones aisladas, o su vertido a la red eléctrica, para instalaciones conectadas a red.

El elemento fundamental es el inversor o conversor CC/CA, del cual se analizarán sus características principales, como la conexión, forma de onda, etc., parámetros eléctricos que condicionan el rendimiento del sistema fotovoltaico. Al tratar instalaciones conectadas a red, también es relevante estudiar el transformador de aislamiento como elemento de protección.

2.2.1 Inversor

En las instalaciones fotovoltaicas son los paneles fotovoltaicos los encargados de generar potencia a partir de la radiación solar captada. La potencia eléctrica generada es potencia continua, con unos valores de tensión y corrientes dependientes de la disposición de los paneles.

El inversor fotovoltaico es el equipo electrónico que permite suministrar la potencia generada a la red comercial. Su función principal es convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, con unas características establecidas por la red: 220 V de valor eficaz de tensión y una frecuencia de 50 Hz.

Las partes fundamentales en un inversor son:

- Control principal. Incluye todos los elementos de control general, los sistemas de generación de onda basados en sistemas de modulación de anchura de pulsos (PWM) y parte del sistema de protecciones.
- Etapa de potencia. Esta etapa puede ser única o modular en función de la potencia deseada. Se opta por la tecnología en baja frecuencia ya que ofrece buenos resultados con una alta fiabilidad y bajo coste. Además, debe incorporar un filtro de salida (LC), para filtrar la onda y evitar el rizado en la tensión procedente de los módulos.
- Control de red. Es la interface entre la red y el control principal. Proporciona el correcto funcionamiento del sistema al sincronizar la forma de onda generada a la de la red eléctrica, ajustando tensión, fase, sincronismo, etc.

- Protecciones. De manera general, los inversores deben estar protegidos ante tensión de red fuera de márgenes, frecuencia de red fuera de márgenes, temperatura de trabajo elevada, tensión baja del generador, intensidad del generador fotovoltaico insuficiente, fallo de la red eléctrica y transformador de aislamiento, además de las protecciones pertinentes contra daños a personas y compatibilidad electromagnética.

- Monitorización de datos. Los inversores dispondrán de microprocesadores que les facilite una gran cantidad de datos tanto de los parámetros habituales (tensión, corriente, frecuencia, etc.) como de parámetros externos (radiación, temperatura ambiente, etc.) e internos (p.e. temperaturas de trabajo).

Debido al elevado coste de las instalaciones solares fotovoltaicas, durante la explotación los inversores deben ofrecer un alto rendimiento y fiabilidad. Dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que debe procurarse trabajar con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia procedente de los paneles fotovoltaicos a la entrada del inversor varía, el rendimiento disminuye.

■ Block diagram

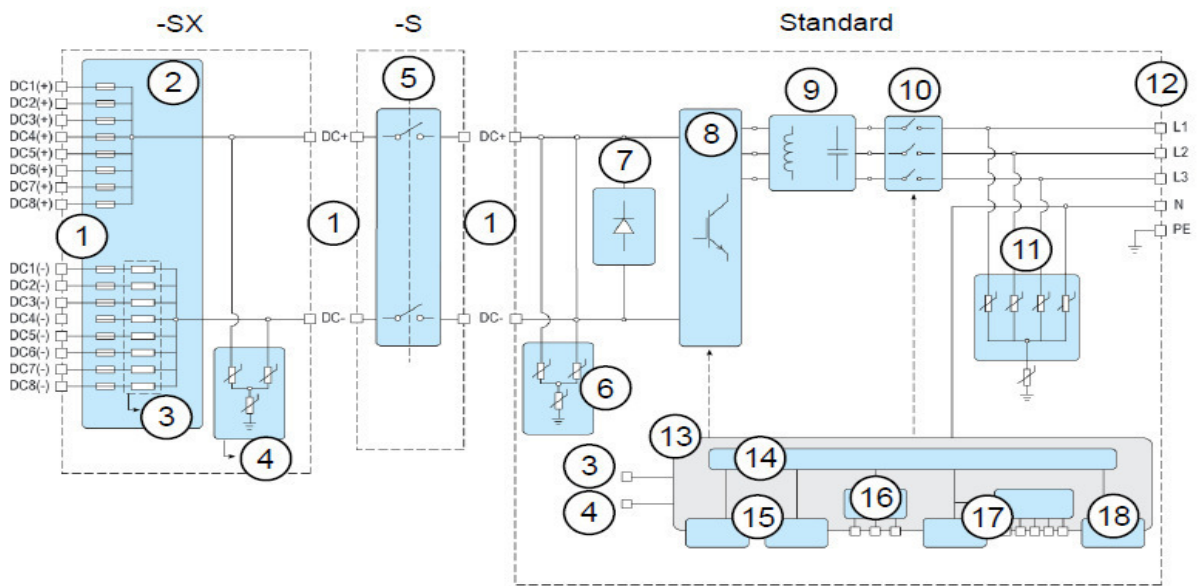


Figura 3.14 Diagrama en bloques de un Inversor.

No.	Component	Description
1	Input terminals	DC cabling from the PV arrays with PV quick connectors (-SX) or with screw terminals (standard & -S)
2	Input board with string fuses (-SX)	Circuit board with optional string fuses for both poles (positive and negative) and string measurement functions.
3	String current monitoring (-SX)	Measures the string current.
4	Monitored surge protection (-SX)	Protects the inverter from induced voltage spikes caused by lightning or electrostatic induction. The inverter monitors the SPD and informs the user when it must be replaced.
5	DC switch (-S & -SX)	On/Off switch to isolate the PV array from the electrical grid.
6	Input varistors	Inverter overvoltage protection components. (standard & -S)
7	Reverse polarity protection diode	Protects the inverter from reverse connected inputs.
8	Inverter	DC to AC conversion and maximum power point tracker (MPPT)
9	Line filter	Three-phase output current filter.
10	AC relays	AC disconnecting relays.
11	AC output varistors	Protects the inverter from overvoltage peaks.
12	AC terminals	AC cabling connection.
13	Control board	Controls and interfaces to the inverter.
14	Control and monitoring	Control and monitoring circuits.
15	Extension modules	Extension module slots for optional modules.
16	Monitoring interface	Remote monitoring interface.
17	Control unit	Removable control unit and remote control unit interface.
18	Status LEDs	Inverter status LEDs on the control board.

Los principales parámetros habituales a tener en cuenta en un inversor son:

- Tensión nominal (V). Tensión que debe aplicarse en bornes de entrada del inversor.
- Potencia nominal (VA). Potencia que suministra el inversor de forma continuada.
- Potencia activa (W). Potencia real que suministra el inversor teniendo en cuenta el desfase entre tensión y corriente.
- Capacidad de sobrecarga. Capacidad del inversor para suministrar una potencia superior a la nominal y tiempo que puede mantener esa situación.
- Factor de potencia. Cociente entre potencia activa y potencia aparente a la salida del inversor. En el caso ideal, donde no se producen pérdidas por corriente reactiva, su valor máximo es 1, es decir, estas condiciones son inmejorables para el suministro de corriente del inversor.
- Eficiencia o rendimiento. Relación entre las potencias de salida y entrada del inversor.
- Autoconsumo. Es la potencia, en tanto por ciento, consumida por el inversor comparada con la potencia nominal de salida.
- Armónicos. Un armónico ideal es una frecuencia de onda múltiplo de la frecuencia fundamental. Tener en cuenta que, sólo a frecuencia fundamental, se produce potencia activa.
- Distorsión armónica. La distorsión armónica total o THD es el parámetro que indica el porcentaje de contenido armónico de la onda de tensión de salida del inversor.

- Rizado de corriente. Pequeña variación que se produce sobre el valor de la onda de corriente alterna al rectificarse o invertir una señal de CC a CA.

2.2.2 Clasificación de inversores

Los tipos de inversores y su conexión dependen, fundamentalmente, de su potencia nominal. La conexión trifásica puede realizarse con un único inversor o con la conexión en paralelo de tres inversores monofásicos.

Los inversores disponibles en el mercado tienen una potencia nominal aproximada de 10 kW si son monofásicos, y de 100 kW, 500 kW o 1 MW si son trifásicos.

En centrales pequeñas de hasta 6 kW con conexión monofásica a la red de BT se instala normalmente un único inversor, mientras que en aquellas con potencia superior a 6 kW con conexión trifásica a la red de BT o de MT se instala normalmente más de un inversor.

Para centrales de tamaño pequeño-medio se prefiere normalmente la solución con inversores monofásicos distribuidos equitativamente en las tres fases y en el neutro común, con un único transformador para la separación de la red pública.

En cambio, para las centrales de tamaño medio a grande conviene normalmente disponer de una estructura con pocos inversores trifásicos a los que se conectan varias cadenas, en paralelo en el lado CC, a los cuadros de distribución del subcampo.

Atendiendo a la forma de onda, los inversores en instalaciones conectadas a red deben presentar una onda sinodal pura. Esto es debido a que a la salida, la forma de onda debe ser prácticamente idéntica a la de la red eléctrica general, para permitir la conexión la misma.

Los inversores, además de proporcionar una frecuencia correcta, deben regular la tensión de salida, haciéndola coincidir con unos valores de trabajo determinados. Para ello, dependiendo de la potencia y el nivel de funcionamiento, se emplean convertidores CC/CC antes del inversor, sistemas que regulen las ondas sinodales mediante la modulación de ancho de pulso (PWM), o bien, utilizando un auto-transformador variable que ajuste el voltaje de salida. Todo esto es posible mediante la utilización de materiales semiconductores como:

- Mosfet: transistores de efecto de potencia,
- Transistores bipolares,
- GTO: tiristores desconectables de hasta 1K,
- IGBT: transistores bipolares de puerta aislada

Frente al conexionado a la red el inversor puede clasificarse como:

- **Inversores centrales:** la instalación fotovoltaica dispone de un único inversor, generalmente trifásico y de alta potencia.

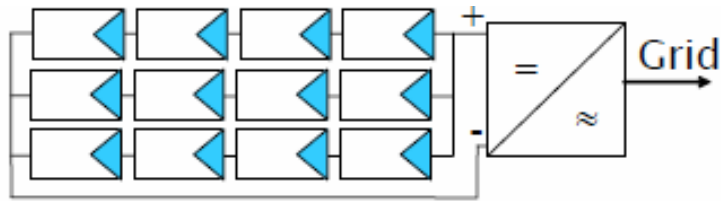


Figura 3.15 Esquema de inversor central (arr) y fotografía (aba).

- **Inversores modulares:** también denominados “Sting inverters”, tienen potencias que oscilan entre 1 y 5kW, y, generalmente, son monofásicos.

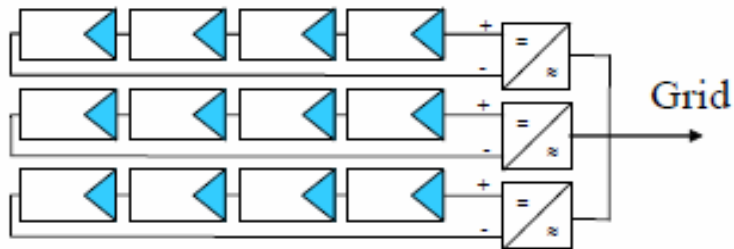


Figura 3.16 Esquema de inversor modular (arr) y fotografía (aba).

- **Inversores integrados** en módulos fotovoltaicos o módulos AC: el inversor está integrado en la caja de conexiones o puede adherirse a un módulo FV.



Figura 3.17 Esquema de inversor integrado (arr) y fotografía (aba).

2.2.3 Seguimiento del punto de máxima potencia

Como se ha visto que el generador fotovoltaico tiene unas características no lineales que quedan representadas con la curva I-V, como son la irradiación solar, la temperatura y la carga eléctrica, condiciones bajo las cuales el generador proporcionará una potencia determinada. Idealmente, para todo momento en el que el generador esté proporcionando su punto de máxima potencia, el inversor debería operar de manera óptima. Sin embargo, existe una única carga, para cualquier condición de irradiación y temperatura, a la que el generador entrega la máxima potencia. Dicha carga no se puede elegir arbitrariamente, sino que es variable, por lo que se obtendrán distintos valores de tensión y corriente para cada caso. Bajo estas condiciones, el inversor se encarga de ajustar esas variaciones de carga realizando un seguimiento del punto de máxima potencia mediante distintos algoritmos. Es decir, según varían esas condiciones, el sistema barre las diferentes posibilidades hasta encontrar la mejor solución posible, en función del tipo de conexión que este lleve (si está conectado a la red o de manera aislada).

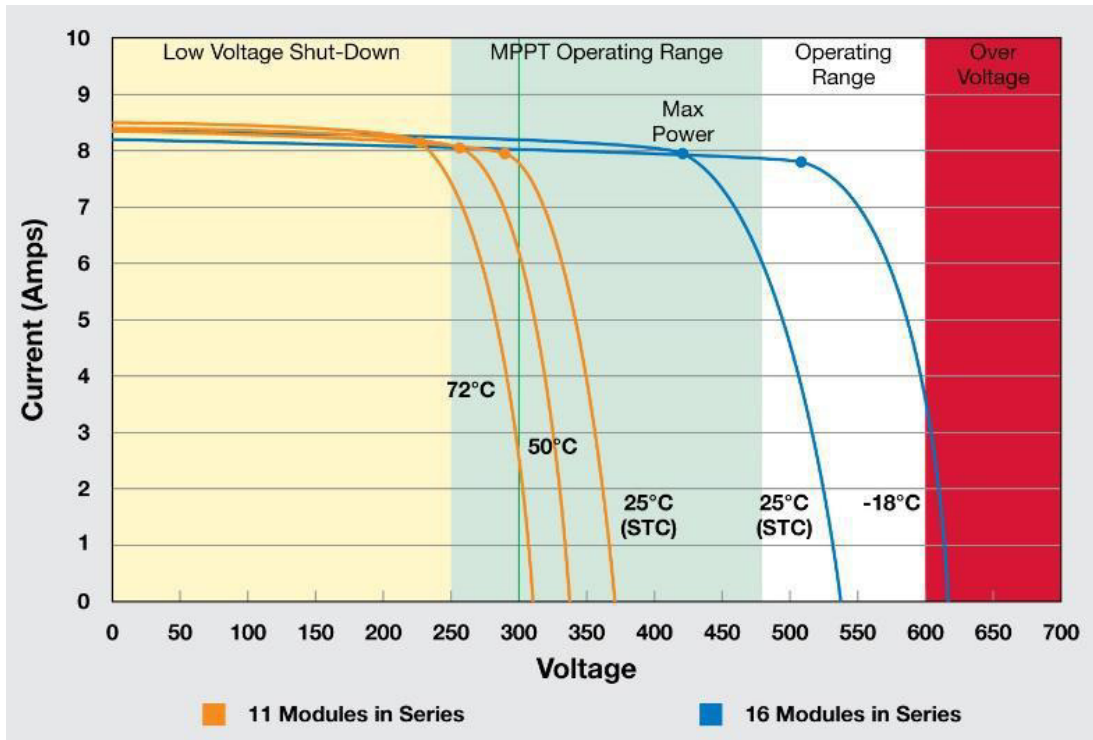


Figura 3.18 Curva característica I-V para determinar la potencia máxima.

2.2.4 Rendimiento del inversor

Los inversores no son intrínsecamente eficientes y conseguir que los rendimientos de los inversores alcancen los niveles actuales ha sido posible gracias al desarrollo tecnológico de las últimas décadas. El rendimiento de conversión DC/AC en inversores autónomos depende del tipo de carga (resistiva, capacitiva o inductiva) a ellos conectada, en concreto se puede establecer una dependencia del rendimiento en función del factor de potencia. El rendimiento no es constante en todo el rango de potencia de operación, si no que varía dependiendo de la potencia generada siendo muy bajo a muy bajas potencias y aumentando progresivamente a medida que aumenta la potencia. La curva de rendimiento frente a la potencia de salida es el mejor modo de ver cómo se comportará el inversor en una gran variedad de situaciones. Es importante hacer notar que la curva de rendimiento cae rápidamente para pequeñas potencias.

Es importante construir un perfil diario de carga para determinar en qué punto de la curva de rendimiento estará operando el inversor durante la mayor parte del tiempo, y que rendimiento utilizar para la estimación de la energía demandada en el dimensionado del sistema.

La curva de rendimiento para cargas inductivas, como motores, es diferente que para cargas puramente resistivas. Con las cargas inductivas la tensión y la corriente no están en fase, aparece el factor de potencia que reduce la potencia activa entregada hasta un 20-30%.

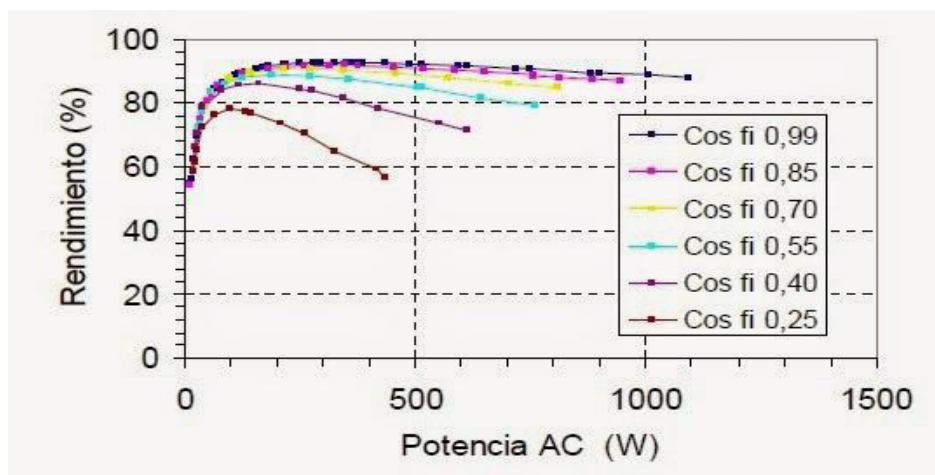


Figura 3.19 Curvas de Rendimiento del inversor

En el mercado es común encontrar que los fabricantes, dependiendo del país o región, utilizan tres escalas diferentes de eficiencia: máxima, europea y californiana.

3) Instalación de sistema

La realización de una evaluación de emplazamiento o “inspección del sitio” es un paso importante en el diseño e instalación de un sistema. Durante la evaluación del sitio, se debe recopilar toda la información necesaria para optimizar el diseño del sistema y planificar una instalación segura y eficiente en el tiempo.

El objetivo de la evaluación es determinar la ubicación del generador fotovoltaico, las especificaciones del techo, el sombreado, el área disponible y otras consideraciones. El emplazamiento del módulo deberá ser tal que se optimicen todos los criterios que se deben tener en cuenta a la hora de la planificación, como ser:

- Producción de energía deseada
- Superficie útil de la instalación
- Orientación y ángulo de inclinación
- Forma, estructura y tipo de techo en el caso de instalaciones de techo
- Datos de sombreado: arboles, antenas, chimeneas, edificaciones aledañas.
- Lugares para la instalación de cajas de paso, inversores y tableros
- Distancias de cableado, ruteo y método de cableado
- Acceso para los materiales y elementos de instalación (escaleras, andamios, etc.)
- Coordenadas y altura del emplazamiento

Una vez seleccionado el lugar de emplazamiento se pueden realizar los cálculos para el mapeo de la orientación de los paneles, la potencia producida y la rentabilidad y amortización del sistema.

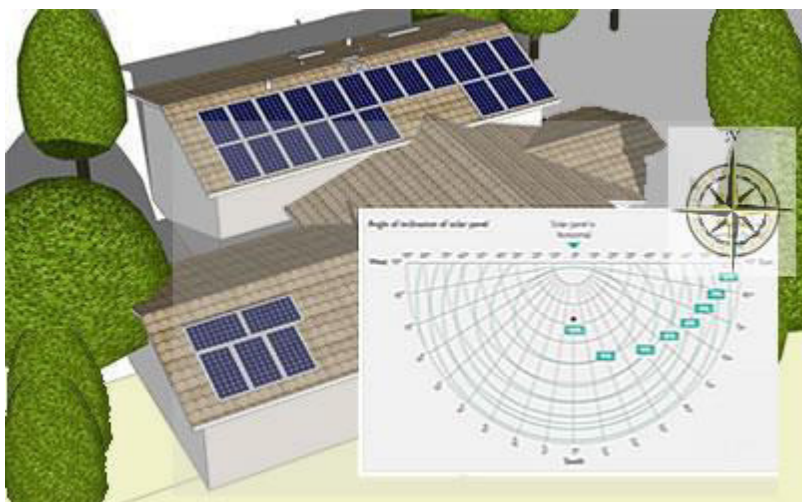


Figura 3.20 Mapeo para emplazamiento

3.1.1 Sombras

Idealmente, los paneles fotovoltaicos deberían instalarse en lugares sin sombras. En general, esto es posible para sistemas aislados, ya que los emplazamientos para este tipo de instalaciones suele ser lugares rurales. Pero los sistemas que se instalan en áreas urbanas generalmente lo hacen sobre los techos, donde es inevitable algún tipo de sombreado sobre los paneles.

Las sombras pueden clasificarse de varias maneras en base a como se generen. Son causadas por: nieve, hojas, excrementos de pájaros y otros tipos de suciedad. Para este tipo de sombras, se recomienda que los paneles tengan una inclinación mínima de 15°, de modo que el agua realice una función auto limpiante y en caso de haber nieve, que la misma se deslice hacia abajo. En zonas donde nieva, instalar horizontalmente los paneles permite que las pérdidas causadas por el sombreado de la nieve acumulada se reduzcan a la mitad.



Figura 3.21 Sombra por nieve acumulada.

Es importante destacar que la nieve en los paneles se derrite más rápido que la nieve acumulada alrededor, por lo que este tipo de sombreado dura pocos días. El sombreado causado por hojas, excrementos de pájaros, contaminación atmosférica y otros tipos de suciedad, tiene un impacto más fuerte y duradero. Por esto, la limpieza regular de los paneles aumentará notablemente el rendimiento. En una situación normal y con inclinación suficiente, se puede suponer que la pérdida por suciedad es de un 2% -5%, lo que se considera aceptable. En general, este tipo de suciedad se puede limpiar con agua sin detergente y esponja.



Figura 3.22 Limpieza manual de paneles.

Las sombras por ubicación son causadas por el entorno que rodea al sistema fotovoltaico. Se producen a partir de edificios vecinos, árboles, chimeneas, cableado aéreo, incluso edificios altos lejanos. Debe tenerse en cuenta el crecimiento y cambio estacional de follaje de árboles y arbustos.



Figura 3.23 Sombras por ubicación.

Las sombras por edificación son causadas por las propias condiciones edilicias (involucra sombras directas que son consideradas críticas). Típicamente son producidas por chimeneas, antenas, pararrayos, antenas satelitales, salientes de fachada y techo, etc.



Figura 3.24 Sombras por edificación.

El Auto sombreado es producido por las mismas filas de paneles fotovoltaicos.



Figura 3.25 Autosombreado.

La falta de espacio y pérdidas de sombreado pueden ser minimizadas mediante la optimización de los ángulos de inclinación y las distancias entre las filas de paneles. La distancia mínima (d_{min}) entre filas de paneles puede calcularse mediante la siguiente expresión:

$$d_{min} = w \cdot \cos(\beta) + \frac{w \cdot \sin(\beta)}{\tan(\gamma)}$$

Dónde:

- w : Longitud de un panel solar [m].
- β : Ángulo de inclinación de los paneles solares.
- γ : Ángulo mínimo de incidencia del sol.
- D_{min} : Distancia mínima de separación entre filas de paneles [m].

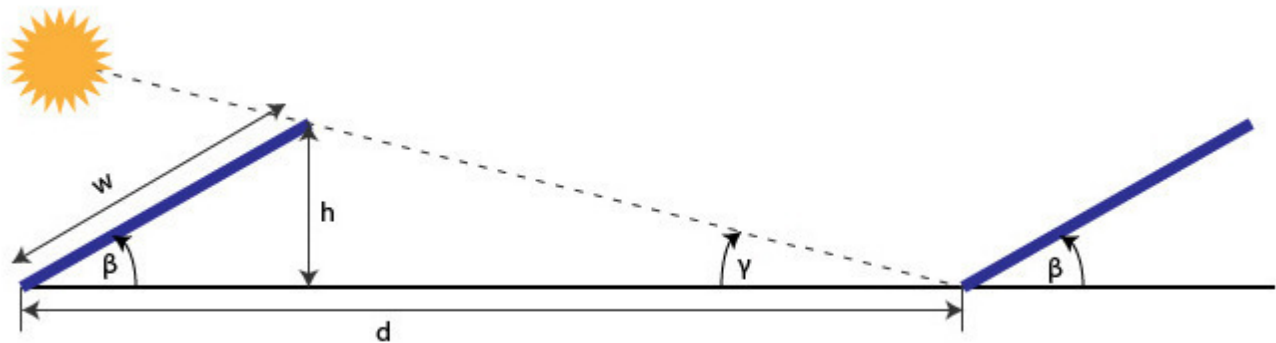


Figura 3.26 Distancia para evitar el autosombreado.

3.1.2 Orientación

Un panel solar genera electricidad incluso en ausencia de luz solar directa. Por ende, un sistema solar generará energía aun con cielo nublado. Sin embargo, las condiciones óptimas de operación implican: la presencia de luz solar plena y un panel orientado lo mejor posible hacia el sol, con el fin de aprovechar al máximo la luz solar directa todo el año. En el hemisferio norte, el panel deberá orientarse hacia el sur y en el hemisferio sur, hacia el norte.

Por lo tanto, en la práctica, los paneles solares deberán ser colocados en ángulo con el plano horizontal (inclinados). Cerca del ecuador, el panel solar deberá colocarse ligeramente inclinado (casi horizontal) para permitir que la lluvia limpie el polvo.

Una pequeña desviación en la orientación no influye significativamente en la generación de electricidad, ya que durante el día el sol se traslada en el cielo de este a oeste.

3.1.3 Angulo de inclinación

El sol se desplaza en el cielo de este a oeste. Los paneles solares alcanzan su máxima efectividad cuando están orientados hacia el sol, en un ángulo perpendicular con éste a mediodía. Por lo general, los paneles solares son colocados sobre un techo o una estructura y tienen una posición fija; no pueden seguir la trayectoria del sol en el cielo. Por lo tanto, no estarán orientados hacia el astro con un ángulo óptimo (90 grados) durante toda la jornada. El ángulo entre el plano horizontal y el panel solar se denomina ángulo de inclinación.

Debido al movimiento terrestre alrededor del sol, existen también variaciones estacionales. En invierno, el sol no alcanzará el mismo ángulo que en verano. Idealmente, en verano los paneles solares deberían ser colocados en posición ligeramente más horizontal para aprovechar al máximo la luz solar. Sin embargo, los mismos paneles no estarán, entonces, en posición óptima para el sol del invierno. Con el propósito de alcanzar un mejor rendimiento anual promedio, los paneles solares deberán ser instalados en un ángulo fijo, determinado en algún punto entre los ángulos óptimos para el verano y para el invierno. Mientras que en primavera y otoño adoptan una inclinación igual a la latitud.

Algunos fabricantes recomiendan que se debe encontrar el punto de producción adecuada en el invierno, con lo que se logrará una generación óptima el resto del año. El ángulo de inclinación es medido entre el panel solar y el plano horizontal.

Para consumos uniformes durante todo el año, puede ser recomendable aumentar de 5° a 15° el valor de la inclinación respecto a la latitud, a fin de que en verano capte un poco menos de energía (especialmente difusa). Esta compensación es necesaria por causa de la mayor duración del día en verano (recuérdese que este tipo de paneles captan la energía directa y difusa

La orientación óptima es, naturalmente, la norte y, como en el caso de los paneles planos, variaciones de hasta 15° hacia el este o hacia el oeste tienen muy poca importancia.

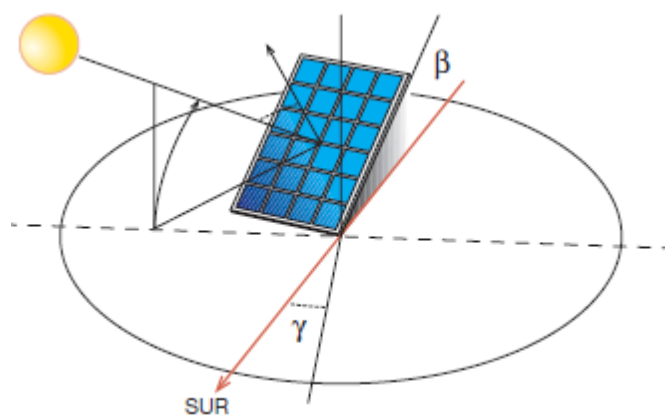


Figura 3.27 Ángulo de orientación.

Un “diagrama solar” o “camino solar” es la descripción aparente de la trayectoria del sol a través del cielo vista desde un observador en la tierra. Este diagrama varía en función de la orientación y ubicación geográfica del observador, como así también la época del año. En verano, la trayectoria solar estará más alta y será más larga, en invierno será más baja y corta. Este diagrama es especialmente útil para conocer el sombreado generado por objetos superpuestos a la trayectoria del sol.

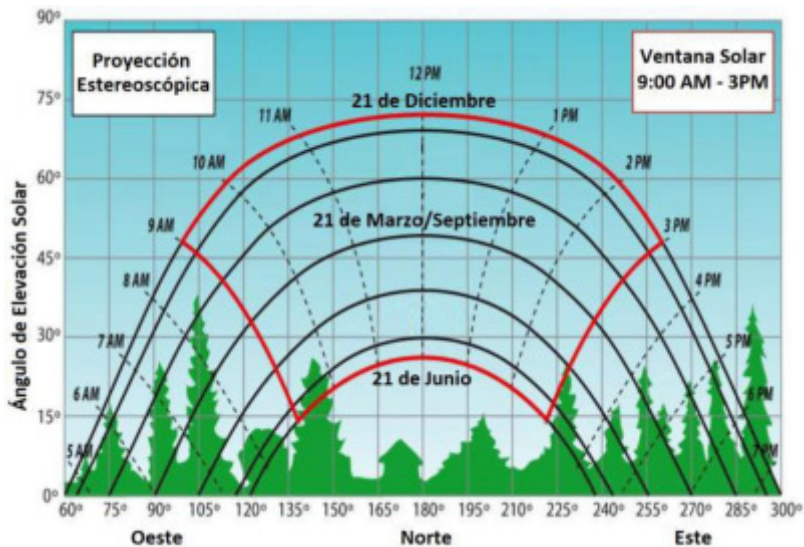


Figura 3.28 Diagrama solar.

Si se trazan cuatro líneas uniendo los puntos sobre las trayectorias solares de 9 am a 5 pm (como ejemplo de banda horaria de mayor radiación solar), se crea un cuadrado conocido como **Ventana solar**. Esta ventana solar es muy importante porque, en dicha franja horaria, se obtiene la máxima energía del sol. Para aprovechar la máxima energía posible en una ubicación geográfica determinada, la ventana solar debe estar despejada y no estar sombreada por árboles o cualquier otro obstáculo durante la mayor parte del año.

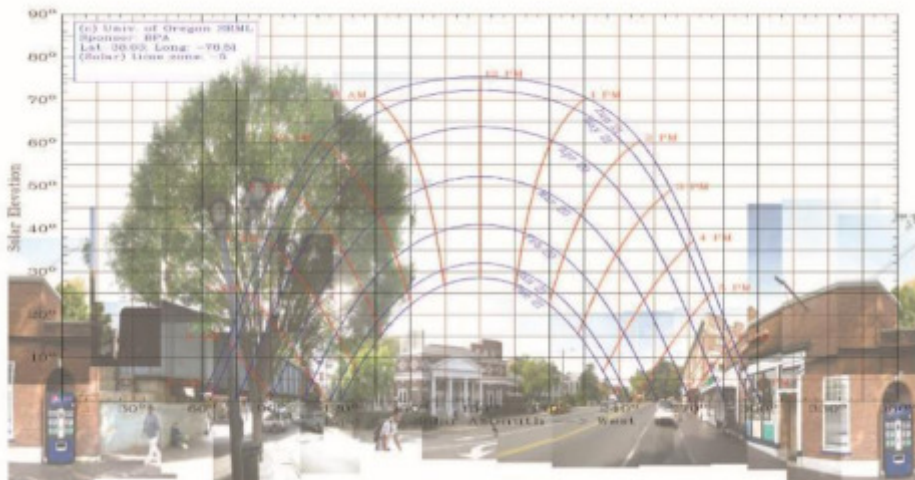


Figura 3.29 Ventana solar.

El diagrama solar, si no es conocido, puede obtenerse mediante mediciones en campo.

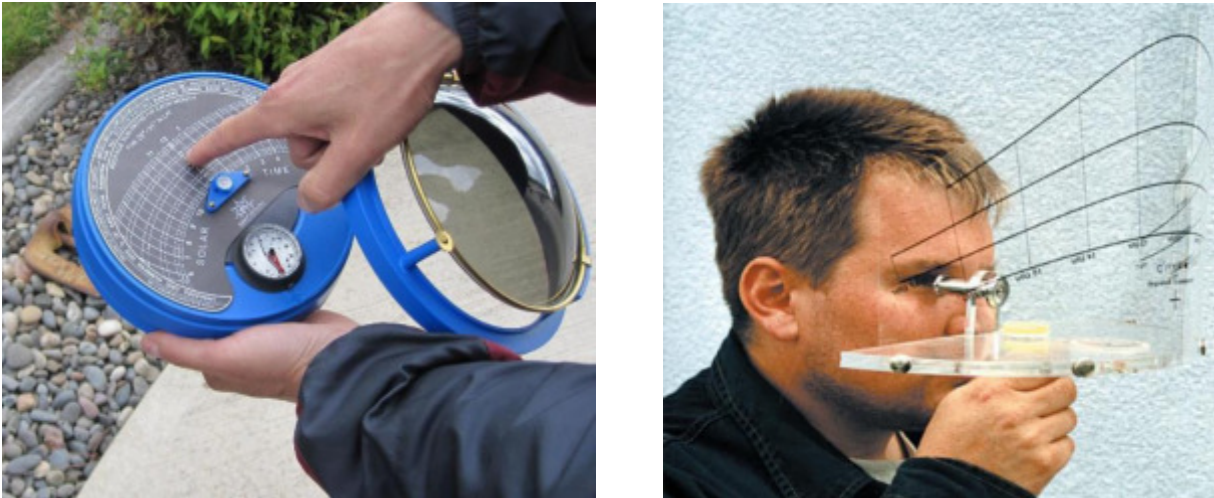


Figura 3.30 Usos del medidor de ventana solar.

3.1.4 Estructura de soporte fija

Una parte importante de un sistema de generación de electricidad solar es la estructura de soporte de los paneles. Ella asegura que los paneles puedan colocarse con el ángulo de inclinación correcto en dirección al sol y brinden seguridad a la instalación. El conjunto constituido por la estructura de soporte y los paneles deberá ser capaz de cumplir con los siguientes requerimientos:

- soportar vientos fuertes de 100 o hasta 150 km/h,

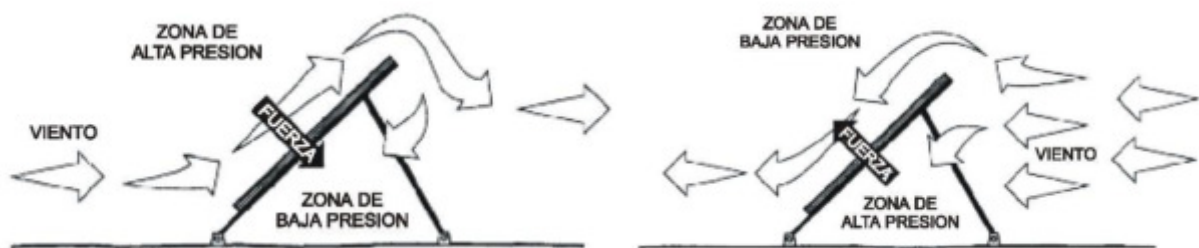


Figura 3.31 Efecto del viento sobre una panel.

- resistir la corrosión (los mejores resultados son los obtenidos con acero galvanizado y aluminio anodizado),
- que sólo de acero inoxidable sean los cierres,
- todo el soporte deberá estar conectado a una tierra común que cumpla con la regulación de bajos voltajes.

Existe una amplia variedad de estructuras de soporte disponibles, desde aquéllas que se pueden montar sin requerir personal especializado hasta estructuras hechas a la medida, para sistemas solares más grandes. Las estructuras de soporte pueden ser fabricadas a base de un marco metálico o de un material sintético.

Existen diversos tipos de sistemas de soporte, dependiendo del lugar donde se instalará el sistema. Los más básicos son los de montaje en suelo, sobre soportes simples, en bandejas o en mástil.



Figura 3.32 Montaje simple de poste (izq) y suelo (der).

En zonas urbanas, donde las dimensiones del suelo disponible son pobres e incluso muy afectadas por sombras por edificación, se suele optar por un sistema de soporte de techo plano o inclinado, o un sistema de fachada (en caso de edificios de gran volumen).

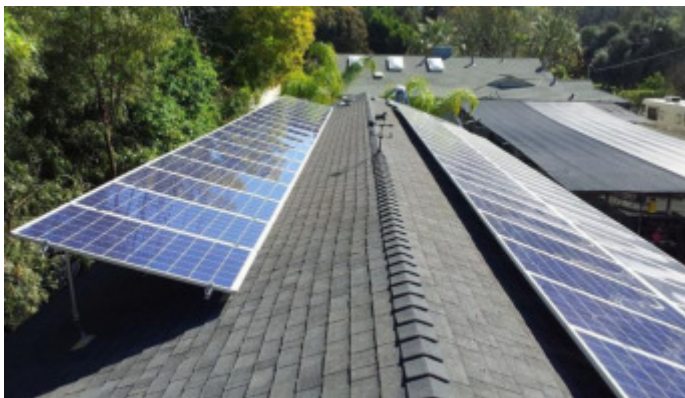


Figura 3.33 Montaje urbano en techos (izq) y fachadas (der).

La integración al edificio se ha convertido en un aspecto importante de los sistemas. Puede ser una herramienta útil para la reducción de costos. Asimismo, brinda una excelente oportunidad para usar los estos sistemas como herramienta útil para mejorar la arquitectura.



Figura 3.34 Montaje integrado.

3.1.5 Estructura de soporte móvil

Para aprovechar de una manera más eficaz la energía solar, se han desarrollado estructuras móviles, mediante las cuales se soportan los paneles solares de una forma cambiante de posición siguiendo la posición del sol, utilizando medios de accionamiento automáticos programados de acuerdo con el movimiento del sol, de manera que los paneles solares se mantienen constantemente orientados hacia el sol, optimizando así la captación de las radiaciones solares.

La invención propone un seguidor solar desarrollado según unas características constructivas y funcionales que hacen su realización ventajosa en relación con las soluciones conocidas de este tipo de aparatos.

Este seguidor solar objeto de la invención consta de un conjunto estructural formado por una estructura soporte, sobre la cual va unida una estructura portadora de un panel solar, disponiéndose la estructura soporte en montaje giratorio respecto de un eje vertical sobre una base de apoyo, mientras que la estructura portadora del panel solar se dispone sobre dicha estructura soporte en montaje articulado mediante articulaciones horizontales, incluyéndose entre ambas estructuras unos tirantes susceptibles de regulación longitudinal.

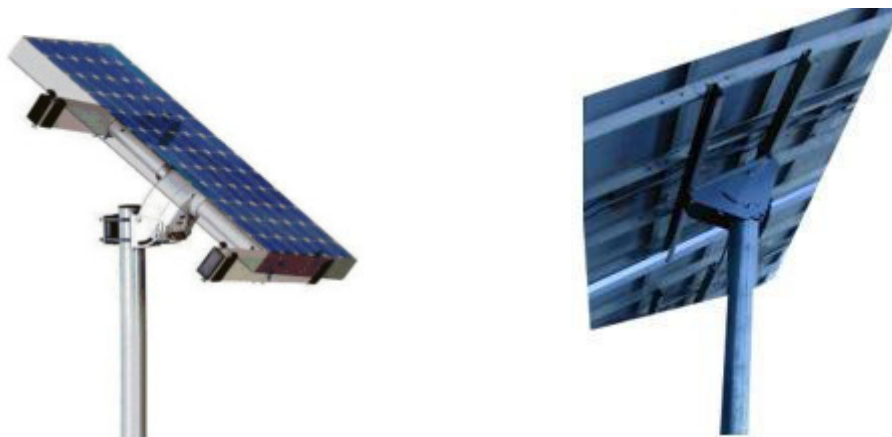


Figura 3.35 Montaje con soporte móvil.

Se obtiene así un conjunto que, mediante un accionamiento automático del giro sobre la base de apoyo, permite el movimiento del panel solar sustentado, siguiendo el movimiento del sol en el sentido acimutal, mientras que, regulando la longitud de los tirantes incluidos entre la estructura soporte y la estructura portadora del panel solar, se puede variar la posición en inclinación del panel solar, de manera que, mediante dicha regulación se puede adaptar la posición del panel solar a la inclinación óptima que se requiera en el lugar de instalación, así como corregir la inclinación en las diferentes épocas del año, para optimizar la función del seguidor solar en las circunstancias de cada época.

De este modo se tiene un seguidor solar que tiene la ventaja de la simplicidad y coste reducido de las disposiciones estructurales que sustentan paneles solares de manera fija, proporcionando a la vez la ventaja funcional del aprovechamiento de las radiaciones solares mediante seguimiento de la posición del sol, en unas condiciones más efectivas que las de las realizaciones conocidas de seguidores solares con movimiento en un solo eje, pero sin la complejidad que conlleva la realización de los seguidores solares con movimientos automáticos combinados en dos sentidos.

4) Cableado

Los cables utilizados en un sistema FV deben ser capaces de soportar, durante todo el ciclo de vida de la central (de 20 a 25 años), condiciones medioambientales duras en cuanto a temperatura, precipitaciones, radiaciones ultravioleta.

Para empezar hay varias zonas diferenciadas en la instalación en lo que al cableado se refiere: cable entre los paneles de una misma rama, el que va desde cada una de las ramas hasta los distintos inversores y el que va desde los inversores hasta el punto de conexión con la red eléctrica.

En todos los puntos en los que sea necesario un cambio de sección de cable o se unan varios cables distintos irá situada una caja adaptadora o una caja de protecciones.

Se debe tener una tensión nominal adecuada para la planta. En condiciones de corriente continua, la tensión de la planta no debe superar el 50% por encima de la tensión nominal de los cables especificada para aplicaciones de CA (en corriente alterna la tensión de la planta no debe superar la tensión nominal de los cables).

corriente alterna (V)	corriente continua (V)
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

4.1.1 Tipos de cables

Los conductores del lado CC de la planta deben de tener aislamiento doble o reforzado (Clase II) para minimizar el riesgo de defecto a tierra y de cortocircuito (IEC 60364-712).

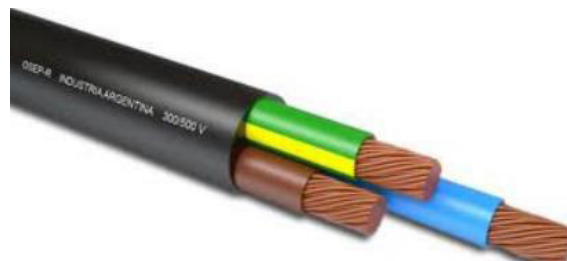


Figura 3.36 Cableado CC.

Los cables del lado CC se dividen en:

- Cables solares (o cables de cadena), que conectan los módulos y la cadena del cuadro de distribución del primer subcampo o directamente el inversor;
- Cables no solares, que se utilizan en el lado de carga del primer cuadro de distribución.

Los cables que conectan los módulos se fijan por la parte posterior de los propios módulos, donde la temperatura puede alcanzar de 70 a 80 °C. Por esa razón, estos cables deben ser capaces de soportar temperaturas elevadas y rayos ultravioleta cuando se instalan a la vista. Por lo tanto se utilizan cables especiales, por lo general cables unipolares con envoltura de goma y con aislamiento, tensión nominal de 0,6/1 kV, una temperatura máxima de funcionamiento no inferior a 90 °C y alta resistencia a la radiación UV.

Los cables no solares del lado de carga del primer cuadro de distribución se encuentran a una temperatura ambiente que no supera los 30° a 40 °C, ya que están alejados de los módulos. Estos cables no pueden soportar la radiación UV, por lo que para uso exterior deben protegerse de la radiación solar, además de por su envoltura, mediante conductos o canalizaciones.

Para los cables instalados en el lado CA aguas abajo del inversor es aplicable lo mencionado para cables no solares dispuestos en el lado CC.

4.1.2 Criterios a tener en cuenta en la selección

- Criterio de Intensidad Máxima:

La sección de un cable debe ser tal que:

- Su capacidad de transporte de corriente I_z no sea menor que la corriente de diseño I_b ;
- La caída de tensión en sus extremos entre dentro de los límites fijados.

En condiciones de servicio normales, cada módulo suministra una intensidad cercana a la de cortocircuito, de manera que la intensidad de servicio para el circuito de la cadena se supone igual a:

$$I_b = 1,25 * I_{sc}$$

donde I_{sc} es la intensidad de cortocircuito en condiciones de prueba estándar y el 25% de aumento toma en consideración valores de radiación por encima de 1 kW/m².

Cuando la planta FV es de gran tamaño y se divide en subcampos, los cables que conectan los cuadros de distribución de los subcampos al inversor deben transportar una corriente de diseño igual a:

$$I_b = y * 1,25 * I_{sc}$$

donde y es el número de cadenas del subcampo relativo al mismo cuadro de distribución.

La capacidad de transporte de corriente de los cables normalmente viene dada por el fabricante a 30 °C al aire libre. Si se tienen también en cuenta los métodos de instalación y las condiciones de temperatura, debe reducirse la capacidad de transporte de corriente mediante un factor de corrección (cuando el fabricante no lo indique explícitamente) igual a:

- $k_1 = 0,58 \times 0,9 = 0,52$ para cables solares
- $k_2 = 0,58 \times 0,91 = 0,53$ para cables no solares

Además, la capacidad de transporte resultante debe multiplicarse por otro coeficiente de reducción, que tiene en cuenta la instalación típica de un haz de cables en el mismo conducto o sistema de canalización.

El factor de corrección 0,58 tiene en cuenta la instalación en la parte posterior de los paneles (donde la temperatura ambiente alcanza 70 °C); el factor 0,9 la instalación de los cables solares en conductos o un sistema de canalización; y el factor 0,91 tiene en cuenta la instalación de cables no solares en conductos expuestos al Sol.

- Criterio de caída de tensión:

En las plantas FV, la caída de tensión aceptada es de 1 a 2% (en lugar del 4% habitual de las plantas de consumidor), de manera que se minimice la pérdida de energía producida debido al efecto Joule en los cables.

En el lado CC, la caída de tensión en los cables es puramente resistiva y en porcentaje se corresponde con la pérdida de potencia:

$$\Delta U\% = \frac{\Delta U}{U_n} = \frac{\Delta U \cdot I_n}{U_n \cdot I_n} = \frac{\Delta P}{P_n} = \Delta P\%$$

4.1.3 Canalizaciones, Cajas de Empalme y Derivación

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación.

Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y media el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80 mm.

Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como

empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.

Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratuerca y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductos y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrillo hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcciones sólidas y capaces de resistir una tracción mínima de 20 kg.

Según normas IRAM:

"Deberán utilizarse las cañerías y accesorios mencionados en la subclausula 771.12.3.2 con los mismos requisitos. Podrán utilizarse además las cañerías y accesorios de acero liviano según la Norma IRAM-IAS U 500 2224. Las cajas deberán responder a las normas IRAM 62005 o IRAM 62224 (actualmente se encuentra en estudio la norma de emergencia IRAM 2346).

Las cañerías y accesorios podrán ser también de material aislante, no propagantes de la llama, cumpliendo como mínima los requisitos de las normas IEC 61386-1 e IEC 61386-21 para las cañerías rígidas, IEC 61386-22 para las cañerías curvables y transversalmente autorrecuperables e IEC 61386-23 para las cañerías flexibles y de las prescripciones de instalación conforme a la presente subclausula (ver Tabla 771.12.11). Actualmente se encuentran en estudio las normas de emergencia IRAM 62386-1, IRAM 62386-21, IRAM 62386-22 e IRAM 62386-23.

Las cañerías curvables y curvables autorrecuperables (corrugadas o lisas) presentan la particularidad, frente a otros tipos de canalizaciones rígidas, ya sean de material aislante o metálico, de su facilidad para formar curvas, razón por la cual se requiere el cumplimiento de las presentes prescripciones adicionales. Independientemente de los requisitos serial dados previamente en 771.12.3.3.1 y 771.12.3.3.2, solo se permitirá el empleo de cañerías curvables y curvables autorrecuperables (corrugadas o lisas), embutidas en paredes, techos (no apoyadas sobre ciellorrasos suspendidos) y bajo pisos técnicos, si cumplen estrictamente con la solicitud de inspección indicada en 771.2.2."

5) Puesta a tierra

La puesta a tierra de unos de los conductores activos del lado de corriente continua (CC) está permitida si existe por lo menos una separación simple entre la entrada de CC y la salida de CA como por ejemplo, el uso de un transformador.

Es importante destacar que es recomendable que todos los dispositivos de corriente continua (CC) tengan una aislación clase II.

Las uniones equipotenciales deben estar conectadas en paralelo y lo más cerca posible de los cables de corriente alterna (CA), de corriente continua (CC) y sus accesorios.

Las masas de la instalación del sistema fotovoltaico (estructuras de soporte, marcos de los paneles fotovoltaicos, etc.) deberán estar conectadas a una tierra independiente del neutro y de la tierra de la empresa distribuidora.



Figura 3.37 Puesta a tierra de los paneles.

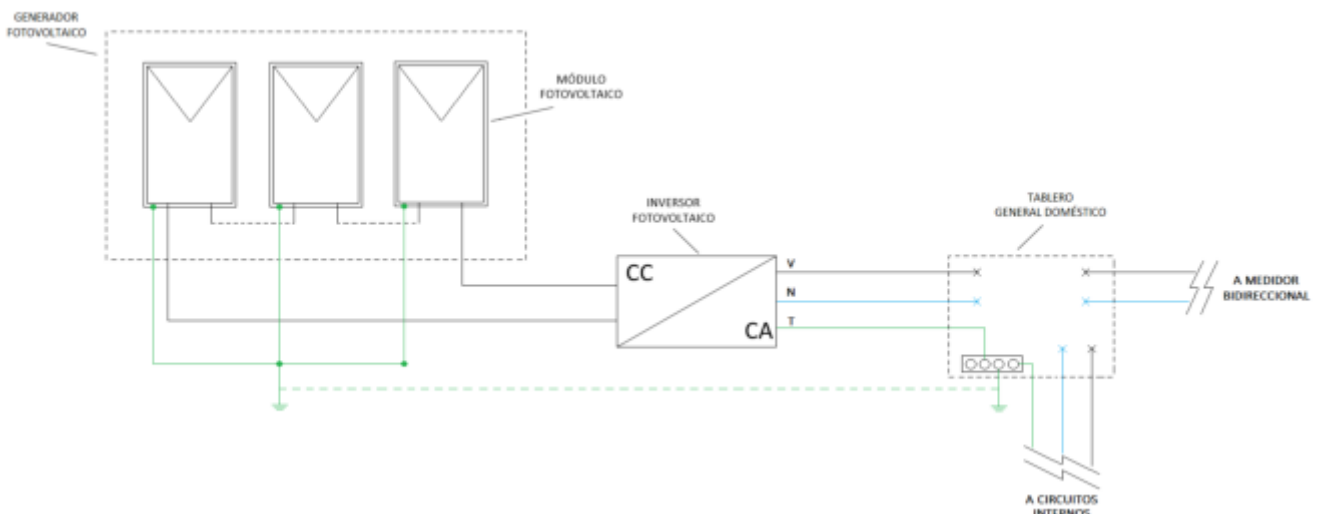


Figura 3.38 Puesta a tierra sistema de inyección monofásico.

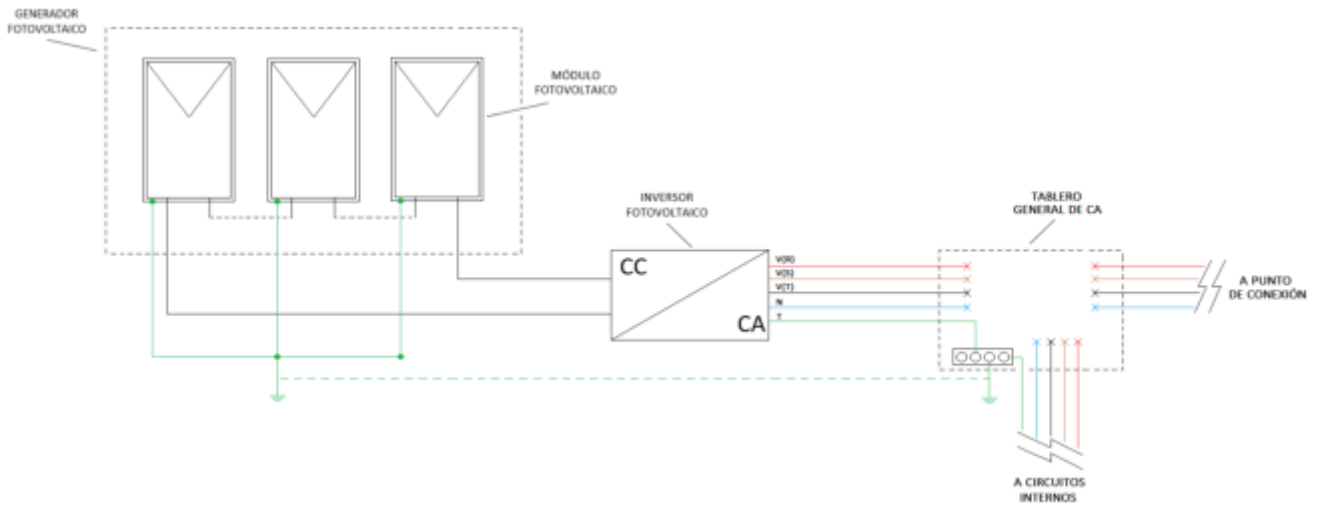


Figura 3.39 Puesta a tierra sistema de inyección trifásico.

6) Descargas atmosféricas

Si no se dispone de un sistema de pararrayos, una descarga directa produce una corriente que fluye por las instalaciones del edificio, produciendo daños en el sistema fotovoltaico y en la instalación domiciliaria, pudiendo ocasionar destrozos mecánicos e incendios.

Como regla general, un sistema fotovoltaico no requiere pararrayos si el montaje se realiza sobre y dentro del tejado, y sí requiere pararrayos si el montaje se realiza sobre azotea (ya que aumenta la altura del edificio). Sin embargo, si el edificio está dentro del área de cobertura contra rayos de otros edificios cercanos más altos, se puede prescindir de él.

Si el edificio dispone de un sistema de protección contra rayos, deberá conectarse el sistema FV a él. Siempre es recomendable tender una línea de puesta a tierra de cobre de al menos 25 mm² por fuera de la estructura del sistema FV hasta una jabalina de puesta a tierra.

El diseño de un pararrayos y la calidad de la puesta a tierra deben realizarse por personal idóneo, ya que un pararrayos deficiente puede aumentar los daños por caídas de rayos.

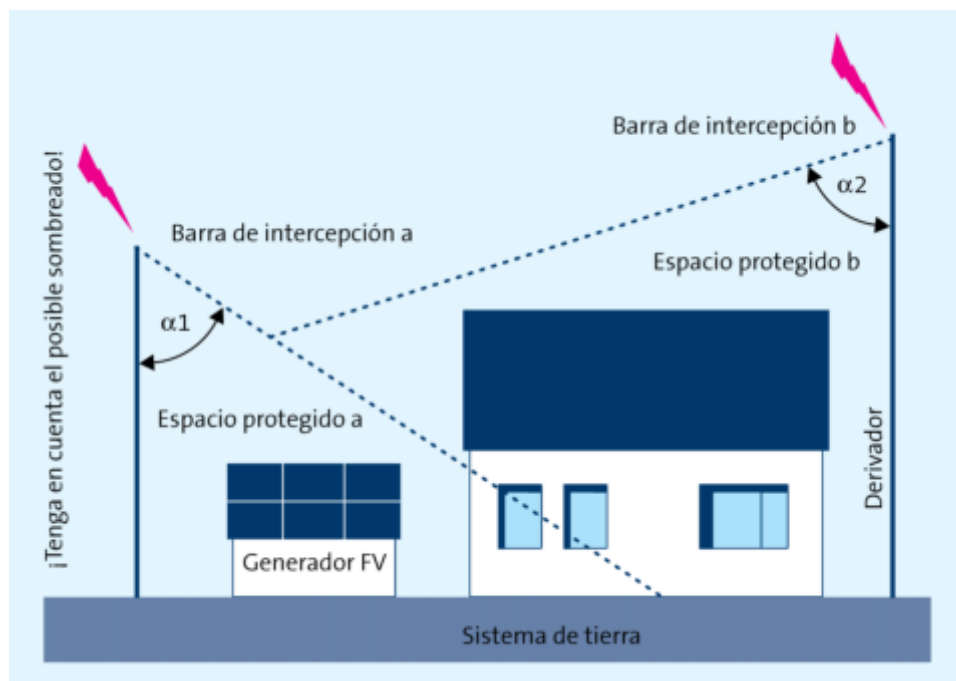


Figura 3.40 Área de protección de pararrayos.

Ante una caída indirecta, las corrientes del rayo fluyen a través de los conductores y pueden ocasionar grandes daños. Los efectos de una descarga indirecta estarán influenciados por la distancia en la que ocurra:

- Caídas cercanas (< 500 m): Los campos magnéticos inducen sobretensiones potencialmente dañinas en los circuitos del sistema fotovoltaico.
- Caídas de rayos lejanas (> 1.000 m): Producen efectos menores de sobretensión, por lo general poco peligrosos.

Ante una descarga atmosférica indirecta la corriente de descarga produce voltajes inducidos en las espiras conductoras que se forman con el cableado del generador fotovoltaico. La magnitud del voltaje inducido guarda una relación directa con el área de la espira e inversa con la distancia entre la corriente y ésta. Por esta razón, debe evitarse que el cableado del arreglo forme lazos conductores de gran área.

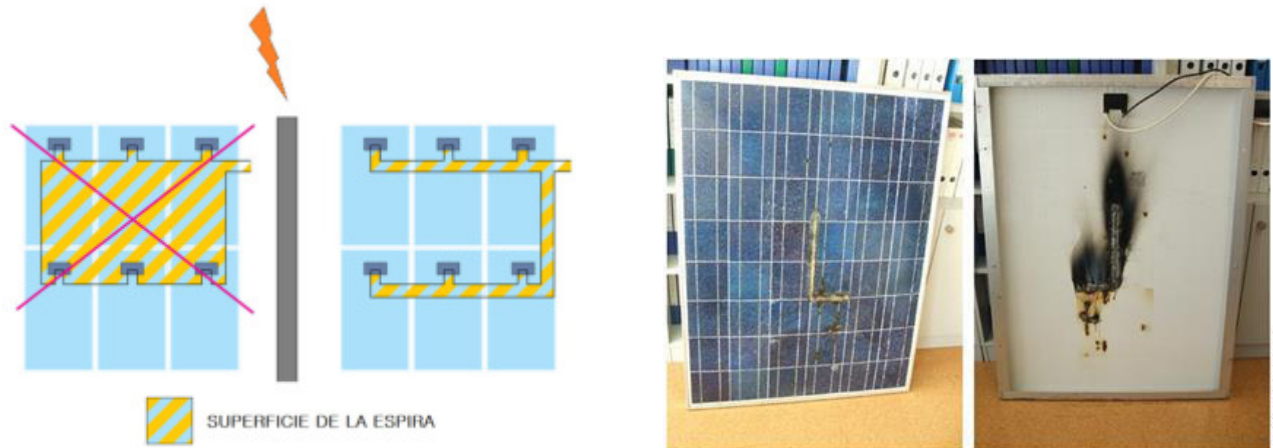


Figura 3.41 Superficie de la espira (izq) y efecto de una descarga sobre un panel (der).

7) Elementos de Maniobra y Protección

Las únicas maniobras posibles en las centrales solares fotovoltaicas son las de puesta en marcha y parada de los Inversores que forman el generador fotovoltaico.

Para gobierno y maniobra de cada uno de los inversores que se instalen, se dispondrán además de los correspondientes elementos de protección, elementos de seccionamiento en la parte de corriente continua y un interruptor de corte en la parte de corriente alterna que garanticen la ausencia de tensión en bornes de cada inverso.

7.1) Tableros eléctricos de protección

Los tableros serán diseñados para servicio interior, completamente estancos al polvo y la humedad, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

Alternativamente, la cabina de los cuadros podrá estar constituida por módulos de material plástico, con la parte frontal transparente.

Los aparatos se montarán dejando entre ellos y las partes adyacentes de otros elementos una distancia mínima igual a la recomendada por el fabricante de los aparatos, en cualquier caso nunca inferior a la cuarta parte de la dimensión del aparato en la dirección considerada.

Todos los componentes interiores, aparatos y cables, serán accesibles desde el exterior por el frente.

La construcción y diseño de los cuadros deberán proporcionar seguridad al personal y garantizar un perfecto funcionamiento bajo todas las condiciones de servicio, y en particular:

- los compartimentos que hayan de ser accesibles para accionamiento o mantenimiento estando el cuadro en servicio no tendrán piezas en tensión al descubierto.
- el cuadro y todos sus componentes serán capaces de soportar las corrientes de cortocircuito (kA) según especificaciones reseñadas en planos y mediciones

7.1.1 Elementos de protección - Interruptores

La protección contra sobretensión sirve para impedir daños en los equipos eléctricos y electrónicos provocados por tensiones demasiado altas. Estas pueden ser provocadas por descargas atmosféricas o por variaciones en la red.

En caso de que los inversores no tengan incorporados de fábrica dispositivos de protección contra descargas atmosféricas, tanto en la entrada de CC como en la salida de CA deberán instalarse dispositivos de protección de forma externa, de acuerdo a la Reglamentación para la Protección con

Rayos AEA 92305/IRAM 2184. Las protecciones externas de CC deberán instalarse próximas al inversor y las de CA (AEA) junto a las protecciones de CA (AEA).

Las protecciones de sobretensión se clasifican en base a los equipos que se quieren proteger (Clase I, II y III). En general, para proteger un inversor contra sobretensiones, es suficiente una protección de clase I y II para la entrada de CC y clase II para la salida de CA. Si se esperan corrientes parciales de rayo, se deberá utilizar un protector de clase I con uno de clase II conectado posteriormente.

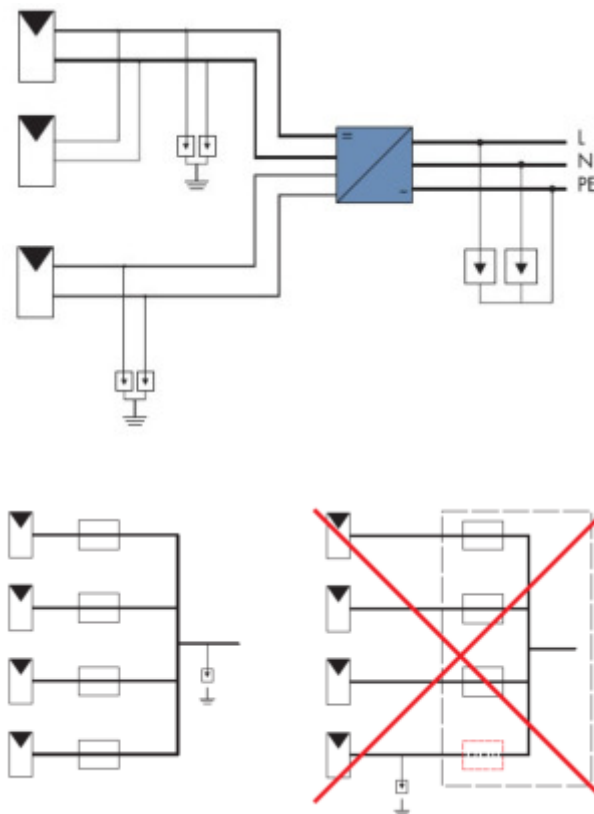


Figura 3.42 Esquema de protecciones de sobretensión.

La protección contra sobre intensidades para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magneto térmicos o automáticos de corte unipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados. No obstante, no se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.

Los interruptores serán de ruptura al aire y de disparo libre y tendrán un indicador de posición. El accionamiento será directo por polos con mecanismos de cierre por energía acumulada. El accionamiento será manual o eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominal de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

7.1.2 Elementos de protección - Fusibles

Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente y de acción lenta cuando vayan instalados en circuitos de protección de motores.

Los fusibles de protección de circuitos de control o de consumidores óhmicos serán de alta capacidad de ruptura y de acción rápida.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.

7.1.3 Elementos de protección -Seccionadores

Los seccionadores en carga serán de conexión y desconexión brusca, ambas independientes de la acción del operador.

Los seccionadores serán adecuados para servicios continuos y capaces de abrir y cerrar la corriente nominal a tensión nominal con un factor de potencia igual o inferior a 0,7.

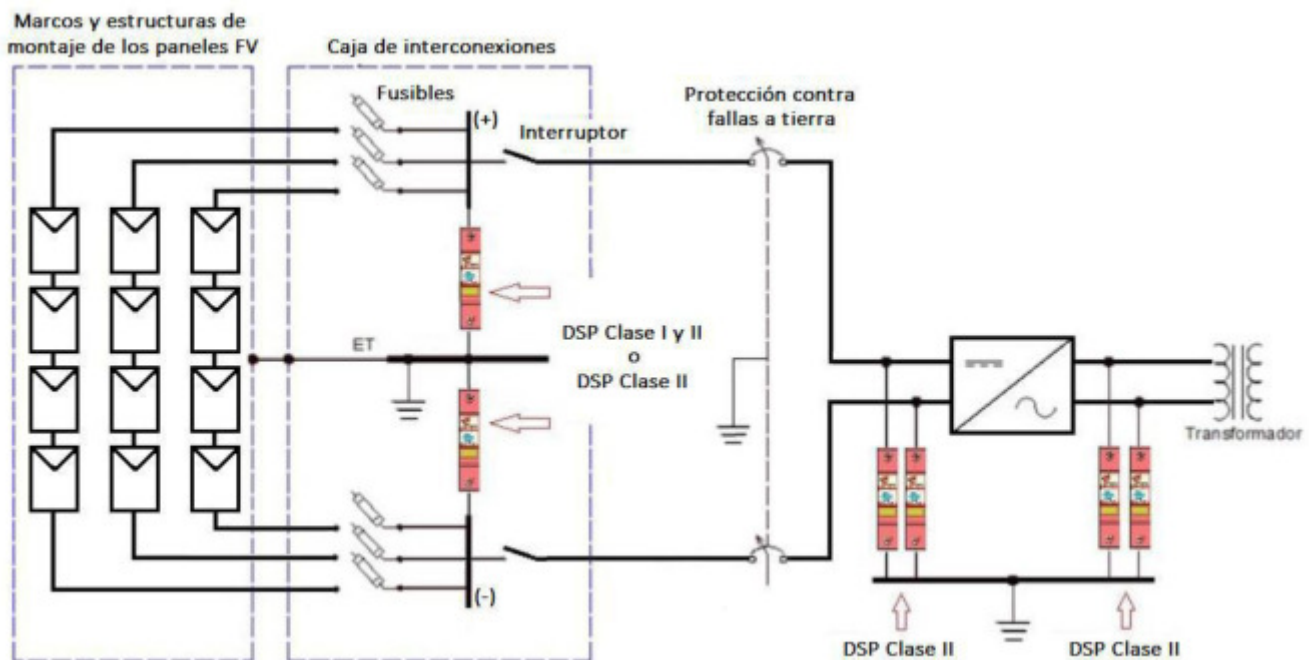


Figura 3.43 Esquema de conexión de fusibles.

8) Anexo: Inversores centrales

Hoy en día con el auge de las energías renovables existen los llamados "Inversores solares centrales" que elevan la fiabilidad, eficiencia y facilidad de instalación hasta un nuevo nivel. Estos inversores están dirigidos a integradores de sistemas y usuarios finales que precisen inversores solares de alto rendimiento para plantas de energía fotovoltaica de gran superficie y para edificios industriales y comerciales. Los inversores, disponibles con potencias de entre 100 y 630 kW, están optimizados para centrales eléctricas rentables de varios megavatios.

Principales características:

- Alta eficiencia y elevada vida útil
- Diseño modular y compacto
- Amplia protección de los lados de CC y CA
- Compensación del factor de potencia como estándar
- Instalación rápida y sencilla
- Gama completa de opciones para la transmisión de datos de tipo industrial, incluida la monitorización remota

Los inversores se han diseñado pensando en una instalación rápida y sencilla. El diseño industrial y la plataforma modular ofrecen una amplia gama de opciones, como la monitorización remota, la conexión del bus de campo y los armarios de CC integrados. Los tiempos de entrega de los inversores, fabricados a medida y configurados conforme a las necesidades de los usuarios, son reducidos.

En ciertas condiciones, la topología de los inversores centrales permite una conexión directa en paralelo en el lado CA, permitiendo que la energía eléctrica sea suministrada a la red a través de un solo transformador. Esto evita la necesidad de que cada inversor deba de tener su propio transformador, ahorrándose así en costes y espacio. Sin embargo, en sistemas donde deba conectarse a tierra el lado CC, se requiere siempre un transformador o un devanado del secundario dedicados para cada inversor.

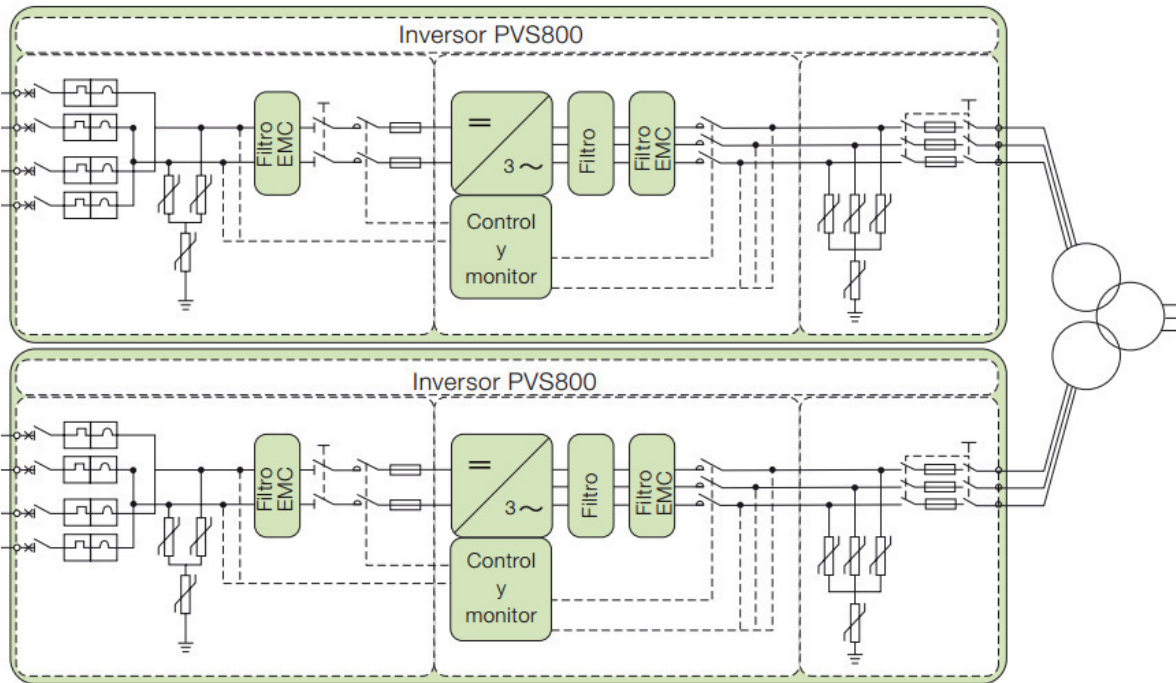
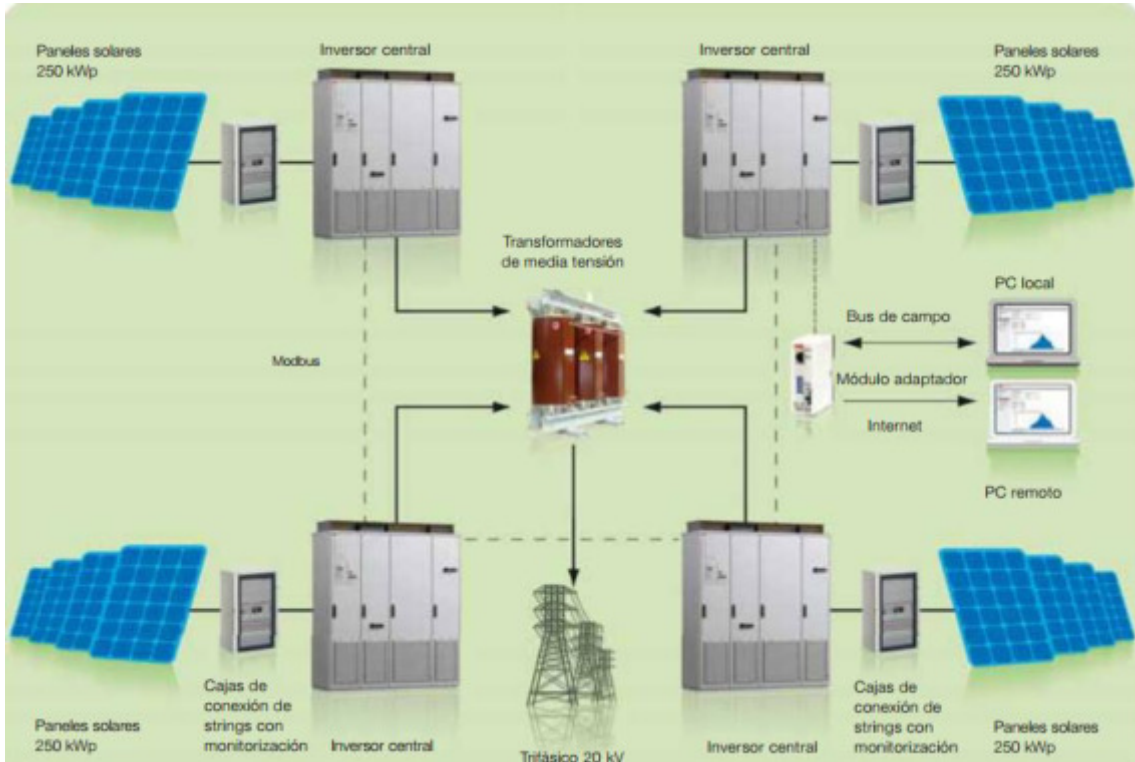


Figura 3.44 Esquema (arr) y conexionado (aba) de "Inversores Centralizados" PVS800 de ABB.

9) Bibliografía

- *Cuaderno de aplicaciones técnicas - Plantas Fotovoltaicas*, ABB.
- *Cuaderno tecnico- Plantas Fotovoltaicas*, Schneider.
- *Celdas Fotovoltaicas En Generación Distribuida*, Soto, Isidro Elvis. Universidad Catolica de Chile, 2005.
- *Acabando con los mitos sobre las energías renovables*. MYTHBUSTERS. 2013.
- *Análisis Comparativo De Inversores Fotovoltaicos*, Ballesteros, Clara Ormaechea. Universidad Carlos III de Madrid, 2012.
- *Líderes en Energía Limpia: Países Top en Energía Renovable en Latinoamérica*, WWF, INTERNACIONAL. 2014.
- *Renovable, Opcion*. Or, Dysac. [opcionrenovable.com.ar] publicado el 3 de Agosto de 2015.
- Cátedra, UTN FRA. *Energías Renovables*. 2014.
- Cátedra, UBA. *Energías Renovables*. 2015.
- Cátedra, UTN FRA. *Instalaciones eléctricas y Luminotecnia*. 2014



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 4 – Interconexión con la Red eléctrica

Alumnos:

Heguis, Braian

Giménez, Matías Francisco

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	3
2) Tipos de sistemas de alimentación.....	3
2.1) Consideraciones de conexión.....	3
3) Conexión directa a la red de BT.....	6
4) Conexión directa a la red de MT	7
4.1) Pilar para la medición.....	8
4.2) Pilar doble medición.....	9
4.3) Pilar bidireccional	10
5) Bibliografía.....	11

1) Objeto

El objeto de este informe es el análisis de las distintas interconexiones del sistema de paneles con la red de distribución eléctrica.

2) Tipos de sistemas de alimentación

- *Sistema aislado*

Este sistema está totalmente aislado, su generación solar alimenta el 100% de las cargas teniendo en el sistema un banco de baterías para alimentar el sistema cuando no se está generando. Este tipo de sistemas son muy utilizados en zonas rurales debido a la falta de red de distribución domiciliaria. En este Proyecto se descarta esta posibilidad ya que el edificio de oficinas tiene la posibilidad de conexión con la red eléctrica y necesita un grado de confiabilidad medio que con este sistema no se logra.

- *Sistema de doble alimentación*

Este sistema posee un seccionador el cual permite ir variando la alimentación del circuito sea solar o con la red de distribución. Este sistema es más confiable que el aislado ya que no depende 100% de la generación solar y se puede, en caso de emergencia o falla, alimentar el circuito con la red eléctrica.

- *Sistema con conexión continua a la red*

Este sistema está en paralelo con la red en todo momento logrando así la posibilidad de entregar el excedente de energía generada a la red de distribución evitando el uso de banco de baterías.

El Proyecto de estudio es en un edificio de oficinas ubicado en el partido de Vicente López el cual tiene un consumo máximo que se estableció en 210 kW y se desea que el sistema a instalar sea capaz de generar 100 kW. Se desea que exista interconexión con la red por ende se descarta la primera modalidad de sistema aislado. Se desea la bidireccionalidad de potencia entre ambas partes, por lo cual se opta por la modalidad de conexión continua. Se desarrollan a continuación diferentes consideraciones de conexión directa a la red a tener en cuenta.

2.1) Consideraciones de conexión

Existe una máxima potencia que puede inyectarse, ya sea directamente a la red de baja tensión o a través de un transformador de media tensión. Esta potencia máxima de inyección estará dada por la relación de impedancias entre la red y la instalación y la capacidad de la red para recibir corriente de un generador externo.

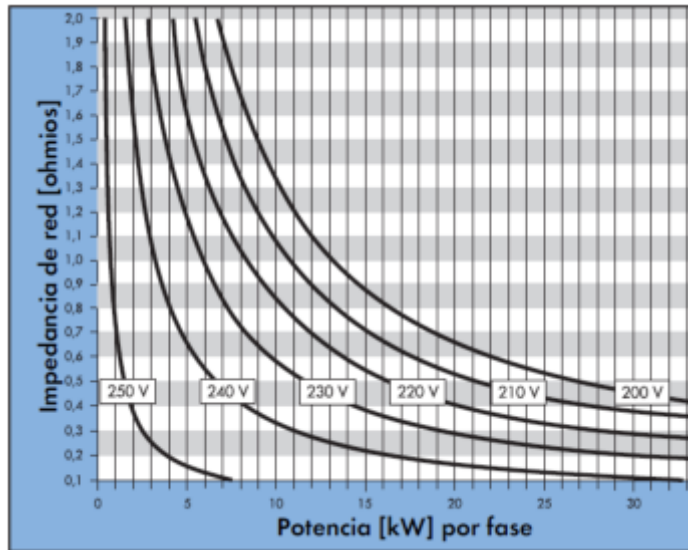


Figura 4.1 Curvas de impedancia de red en función de la potencia.

Existe una máxima tensión del inversor en la cual el mismo se desconectará automáticamente al sobrepasarlo. Este valor máximo de potencia que el inversor puede inyectar a la red dependerá de la impedancia que “vea” el inversor ($Z_{TH_RED} + Z_{INST}$) y de la tensión nominal de la red en el punto de inyección. Esta desconexión automática limitará la cantidad de potencia que pueda ser inyectada a la red. A mayor impedancia, el inversor deberá trabajar a mayor tensión para compensar la caída de tensión en la misma, corriendo el riesgo de desconectarse por sobretensión. La impedancia de red (Z_{TH_RED}) es dinámica, ya que depende del consumo, ampliación de la red, etc.

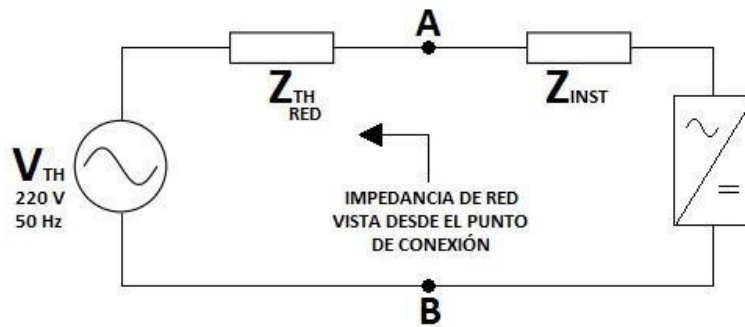


Figura 4.2 Circuito equivalente de impedancias.

La impedancia de la instalación (Z_{INST}) puede ser modificada mediante la utilización de cables de mayor sección, menor longitud, etc. La impedancia que “ve” el inversor ($Z_{TH_RED} + Z_{INST}$) estará determinada por la impedancia de red (Z_{TH_RED}) y la impedancia generada por el cableado y dispositivos de instalación (Z_{INST}) entre el inversor y el punto de conexión.

Existen países con diversos criterios y valores de desconexión por sobretensión que pueden ser configurados desde el inversor e incluso desactivados.

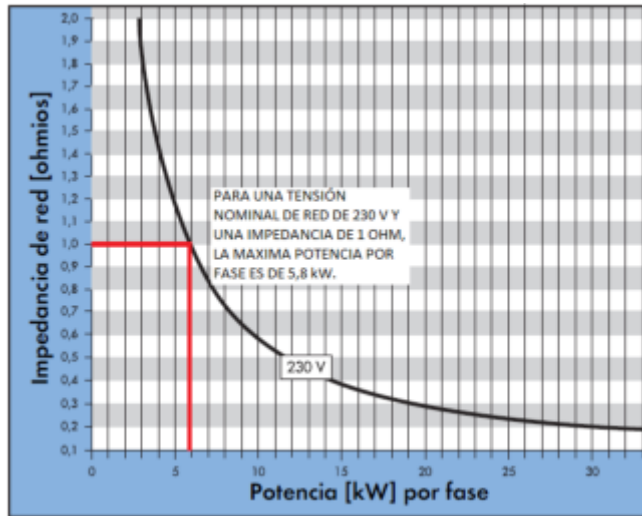


Figura 4.3 Determinación gráfica de máxima potencia.

Existe una capacidad dada de la red pública de baja tensión para recibir corriente de un generador eléctrico externo. Esta capacidad puede ser comprobada determinando la potencia de cortocircuito de la red (SCC_{red}) en el punto de inyección y comparándola con la potencia que se quiere inyectar a la red ($S_{inversor}$). La potencia de cortocircuito (SCC_{red}) es una medida de la relación entre la impedancia de red (Z_{TH_RED}) y la potencia del generador o transformador de la línea donde se inyectará potencia.

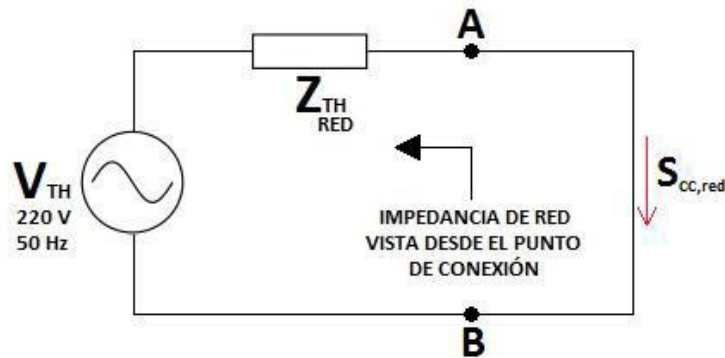


Figura 4.4 Circuito equivalente de impedancias (Corto).

3) Conexión directa a la red de BT

Para la conexión directa de los inversores a la red de baja tensión, como regla general se recomienda que la potencia de cortocircuito de la red (SCC_{red}) sea al menos 40 veces mayor que la suma de las potencias nominales de los inversores ($S_{inversor}$):

$$SCC_{red} \geq 40 \times S_{inversor} \quad \text{ó} \quad S_{inversor} \geq 2,5 \% \times SCC_{red}$$

Esta relación define la relación de potencia que debe cumplirse para que la red pública no sufra perturbaciones en su funcionamiento. Normalmente, los operadores de red pueden proporcionar el valor de la potencia de cortocircuito de la red (SCC_{red}).

Para un sistema trifásico, un valor típico de potencia de cortocircuito (SCC_{red}) para una tensión nominal de línea de 380 V es de 5,5 MVA.

De este valor se desprende que para un sistema monofásico de 220 V, la potencia de cortocircuito (SCC_{red}) por fase será de aproximada de 1,8 MVA.

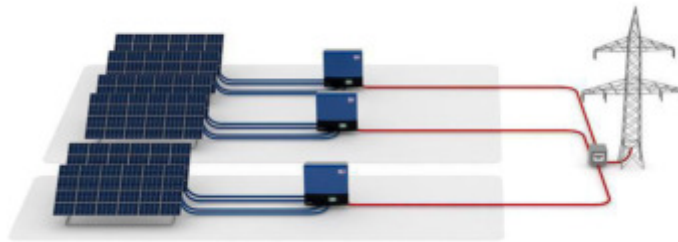


Figura 4.5 Representación de sistema trifásico.

4) Conexión directa a la red de MT

Cuando se tiene una red pública de media tensión (la red de MT urbana de 13 kV por ejemplo), como sucede en muchas industrias y establecimientos rurales, la reducción del voltaje se realiza mediante el uso de un transformador. Por esta razón, la instalación de los inversores se realizará a la salida del transformador, del lado de baja tensión ($V_L = 380 \text{ V} / V_F = 220 \text{ V}$).

Como regla general, se recomienda que la potencia de cortocircuito de la red pública de media tensión (SCC_{red}) sea al menos 100 veces mayor que la suma de la potencia nominal de los inversores ($S_{inversor}$):

$$SCC_{red} \geq 100 \times S_{inversor} \quad \text{ó} \quad S_{inversor} \geq 1 \% \times SCC_{red}$$

A continuación se muestran valores típicos de potencia de cortocircuito de redes de media tensión (SCC_{red}):

Tensión nominal de línea	Potencia de cortocircuito (SCC)
1 kV	25 MVA
13,2 kV	330 MVA
33 kV	825 MVA

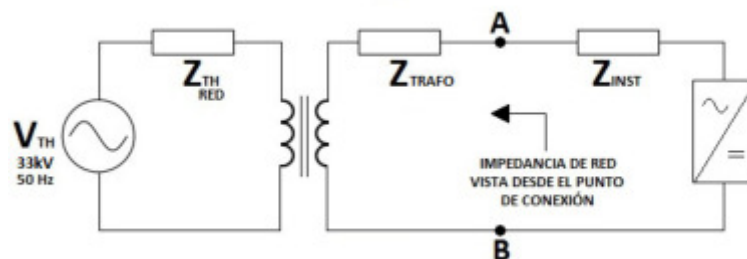


Figura 4.6 Circuito equivalente conexión directa a red MT.

4.1) Pilar para la medición

Para los sistemas de doble alimentación o de conexión continua es necesario realizar una medición de la energía tomada de la red eléctrica colocando un medidor en un pilar sobre línea municipal.

El medidor a utilizar es un medidor Tarifa 3 (consumo mayor a 50 kW) en baja tensión. La medición de este tipo de consumos se realiza de forma indirecta utilizando transformadores de corriente (TI).

En la siguiente figura se muestra el conexionado típico subterráneo de un medidor tarifa 3 normalizado por EDENOR S.A. El conexionado de este pilar es mediante un cable subterráneo de 3x240/120 AL que soporta hasta 220 KW entrando a una caja toma de 500 A de 6 bases portafusibles NH para alimentar al edificio y realizar un cierre del laso con otra caja u otro alimentador.

La salida de la toma de 500 A alimenta una caja toma de 400 A en la cual se colocaran los transformadores de corriente para realizar la medición y saliendo de esta una llave de corte para proteger la instalación y paralelamente se coloca una caja para el medidor que se conectara mediante los cables de señal a los TI.

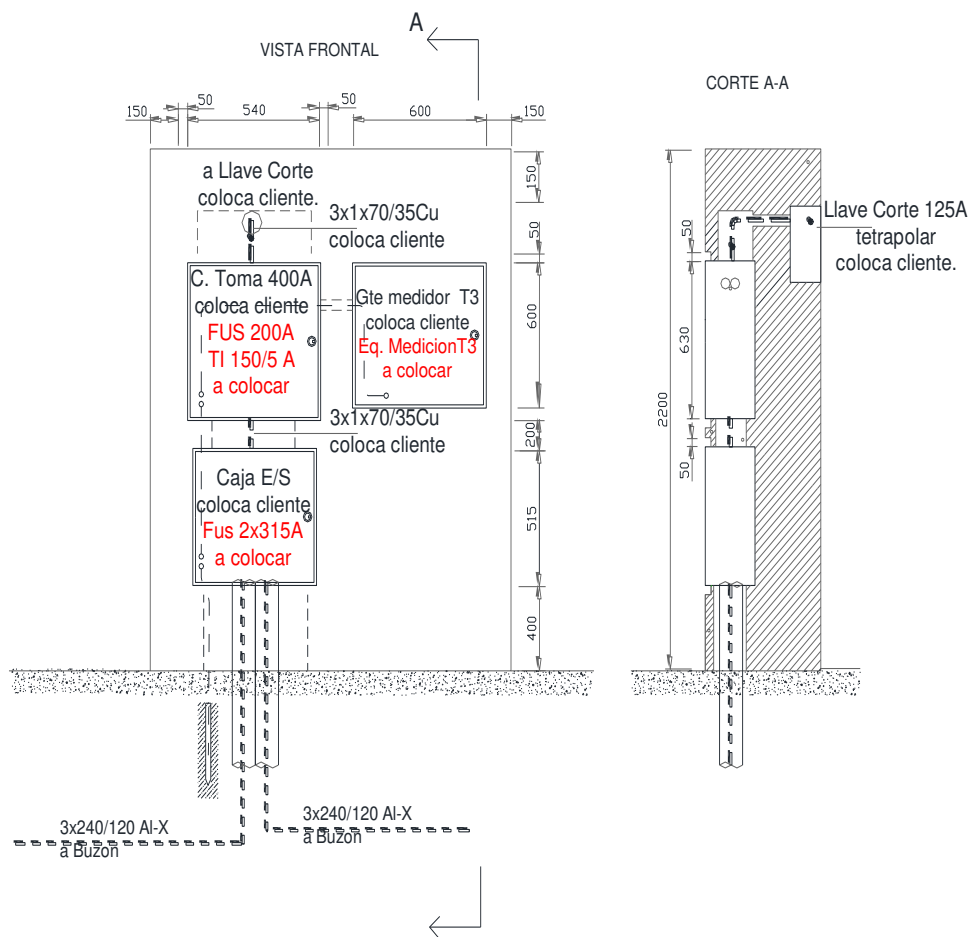


Figura 4.7 Pilar para medición.

4.2) Pilar doble medición

Tomado como base el pilar T3 normalizado por EDENOR S.A diseñamos distintas conexiones para conectar nuestra generación solar a la red de distribución.

Este primer diseño es utilizando dos medidores T3 uno para la energía tomada de la distribuidora y otro para medir lo entregado a la red de distribución.

Desde los *inverters* de los paneles solares se conecta a una barra del tablero secundario en donde van a estar todos los consumos diurnos del edificio y desde esa barra se conectara un seccionador el cual podrá conectar el circuito de generación solar a la red cuando se tenga poco consumo interno y el excedente sea grande por ejemplo en los fines de semana. Este seccionador estará conectado a una caja toma de 400 A en donde se realizara la medición de la energía entregada a la red y luego a la barra de la caja de entrada y salida pudiendo.

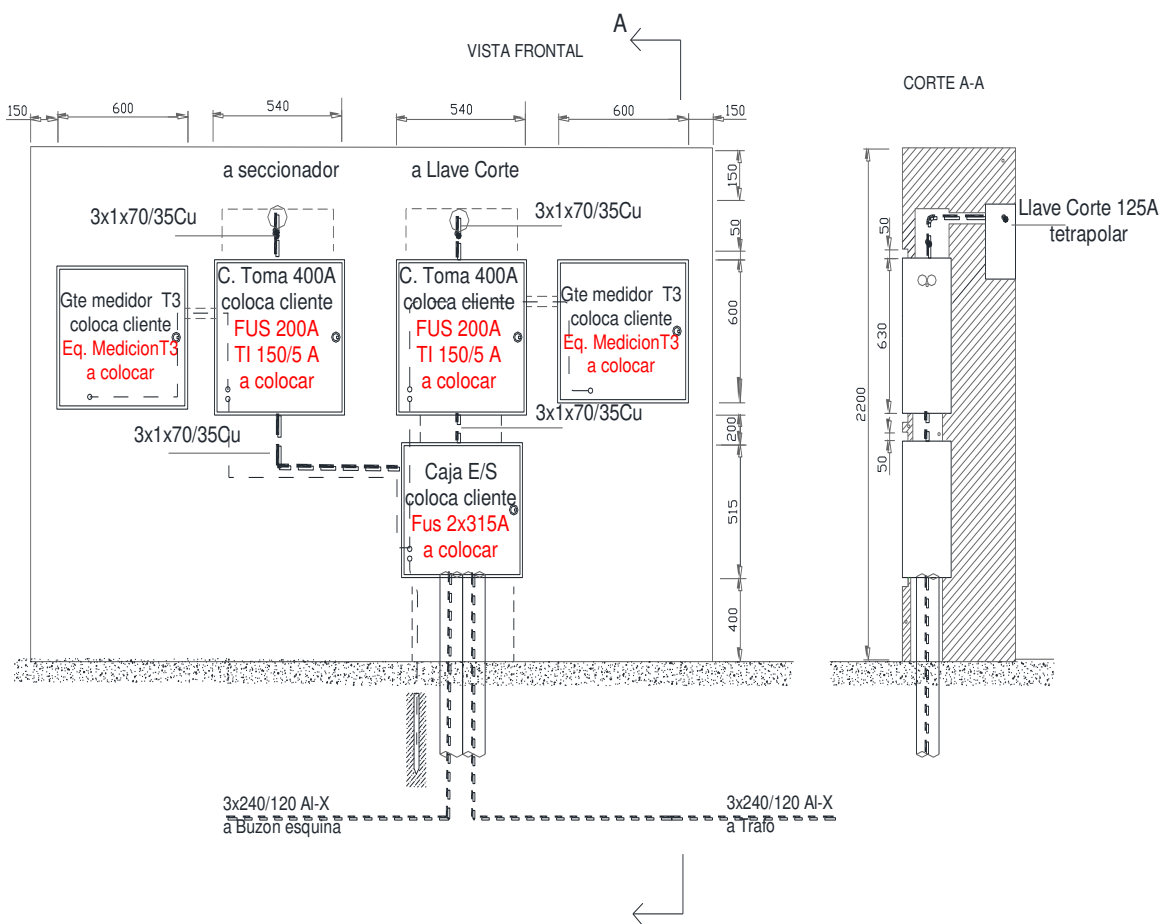


Figura 4.8 Pilar doble medición.

En este tipo de conexión facilitaría si se tiene dos tipos de tarifa entre la energía comprada y vendida debida a que se medirá mediante dos medidores diferentes.

4.3) Pilar bidireccional

Otra diseño seria utilizando un medidor bidireccional el cual pueda medir los distintos flujos de energía.

La alimentación del circuito es mediante el cable de 3x240/120 AL en la caja de entrada y salida, desde esa caja se conecta la toma de 400 la cual tendrá en la barra secundaria conectado la generación solar y la alimentación del edificio.

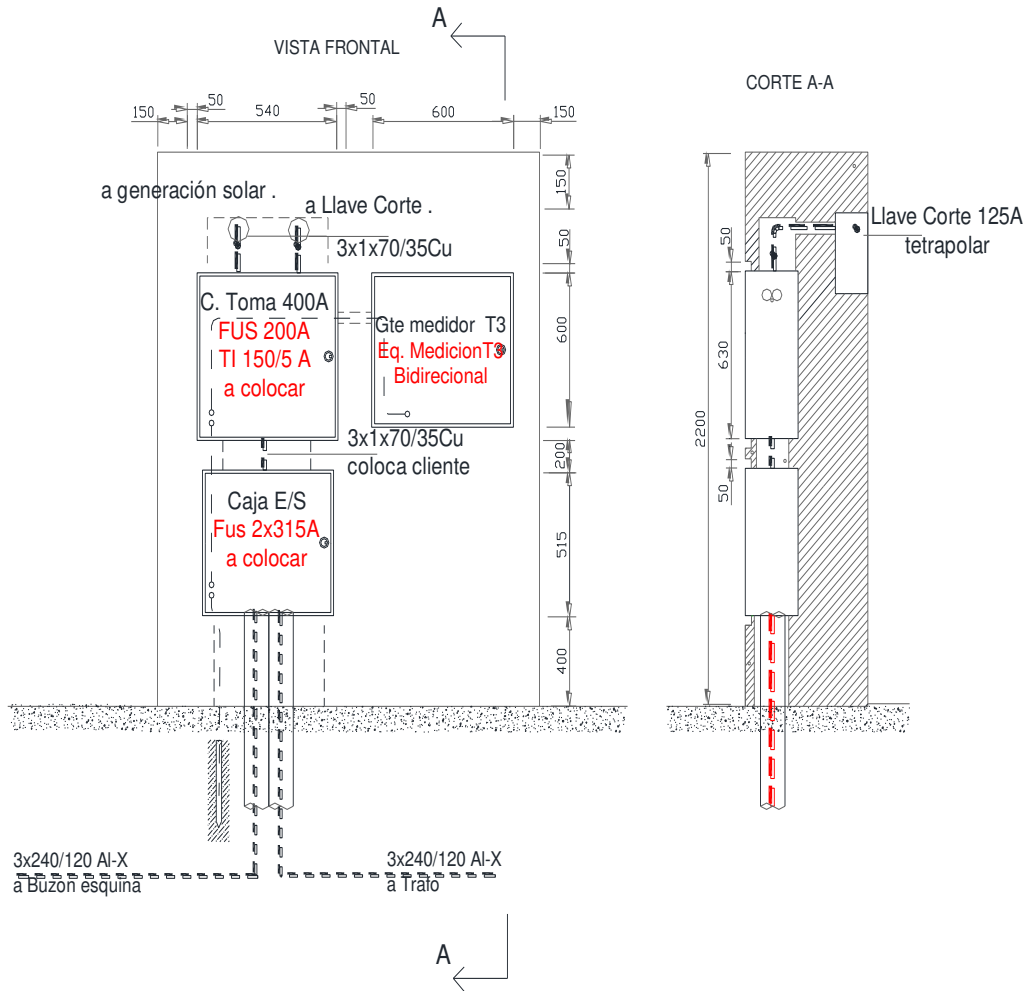
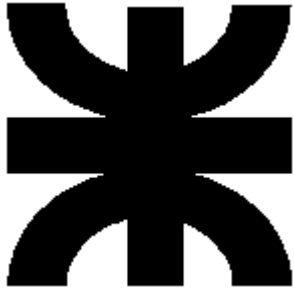


Figura 4.9 Pilar bidireccional.

Este circuito está conectado en paralelo continuamente a la red de distribución entregando y tomando energía.

5) Bibliografía

- *Cuaderno de aplicaciones técnicas - Plantas Fotovoltaicas*, ABB.
- *Cuaderno tecnico - Plantas Fotovoltaicas*, Schneider.
- *Acabando con los mitos sobre las energías renovables*. MYTHBUSTERS, 2013.
- *Análisis Comparativo De Inversores Fotovoltaicos*. Clara Ormaechea, Universidad Carlos III de Madrid, 2012.
- *Líderes en Energía Limpia: Países Top en Energía Renovable en Latinoamérica*, WWF INTERNACIONAL, 2014.
- *Celdas Fotovoltaicas En Generación Distribuida*, Soto Isidro, Universidad Catolica de Chile, 2005.
- *Renovable Opcion*, Or Dysac, [opcionrenovable.com.ar] publicado el 3 de Agosto de 2015.
- *Energías Renovables*, Cátedra UTN FRA, 2014.
- *Energías Renovable*, Cátedra UBA, 2015.
- *Instalaciones eléctricas y Luminotecnia*, Cátedra UTN FRA, 2014.



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 5 – Elección e Implementación de la Solución

Alumnos:

Heguis, Braian

Giménez, Matías Francisco

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	4
2) Principios Generales.....	4
2.1) Cargas Mecánicas	5
2.2) Distancias mínimas	5
2.3) Concepto de puesta a tierra	5
2.4) Sistema de Letreros para Identificación	6
2.5) Cables Aislados	6
2.6) Cables de Control y Potencia (baja tensión).....	6
2.7) Montaje de cables	7
2.8) Diseño general de Canalizaciones	7
2.9) Tableros y cajas.....	8
2.10) Grados de protección	9
2.11) Posibilidad de Ampliación.....	9
2.12) Diseño General de Instalaciones de Control y Monitoreo	9
2.13) Sistemas de seguridad	10
3) Puntos a tener en cuenta.....	11
3.1) Previsión de Cargas del Sistema	11
3.2) Espacio físico para la futura instalación	11
3.3) Cálculos adicionales de dimensionamiento	12
3.3.1 Irradiación solar - Generación Anual	12
4) Paneles	14
4.1) Elección del panel	14
4.2) Cantidad de paneles	18
4.2.1 Cadenas	19
4.3) Superficie	20
5) Soportes.....	21
5.1) Orientación	24
5.2) Inclinación.....	25
5.2.1 Inclinación a futuro.....	25
6) Insolación.....	27
7) Energía generada.....	29

8) Inversor.....	31
9) Cables	35
9.1) Cableado de paneles	36
9.2) Cableado de PAT.....	36
9.3) Cableado Tablero de distribución - Inversor	36
9.4) Cableado Medidor - Interfaz.....	37
10) Medidor	38
11) Aparataje	41
11.1) Interruptores de corriente alterna	41
11.2) Seccionadores de corriente alterna.....	42
11.3) Interruptores de corriente continua	43
11.4) Seccionadores de corriente continua.....	44
11.5) Interruptor seccionador en corriente continua.....	45
11.6) Interruptores termomagnéticos.....	46
12) Protecciones.....	47
12.1) Protección ante sobretensión	47
13) Accesorios.....	49
13.1) Tableros	49
13.2) Cajas de conexión	50
13.3) Cañerías	51
13.4) Accesorios de cableado	51
14) Bibliografía.....	53

1) Objeto

El objeto del siguiente documento es proporcionar los lineamientos técnicos mínimos que se deben cumplir para la ejecución de este Proyecto en particular y para cualquier otro proyecto que se desee replicar. De la misma manera se desarrollan algunas de las variantes que existen y se toman en cuenta para la selección de los equipos.

Para ello, se llevará el estudio a una modelización del sistema.

2) Principios Generales

La selección de los equipos, materiales y el diseño del proyecto deberán alcanzar una solución óptima desde los puntos de vista de calidad, rendimiento global, seguridad, costos de operación, facilidades de mantenimiento y otras propias de una buena ingeniería.

Los equipos y materiales seleccionados deberán considerar lo siguiente:

- Simplicidad, sin reducir la seguridad de servicio.
- Todas las partes metálicas de los equipos deben estar conectadas a tierra y tener una eliminación de carga electrostática peligrosa.
- Espacios necesarios alrededor de los equipos para ejecutar montajes y desmontajes en caso de reparaciones y mantenimientos.
- Acceso fácil a los equipos e instalaciones, tanto para su montaje como para su operación, reparación y mantenimiento.
- Seguridad, tanto para el personal como para el equipo y las instalaciones durante la construcción, el montaje, la operación, la reparación y el mantenimiento de equipos e instalaciones.
- Seguridad para el personal contra siniestros, como incendios y seguridad para el desplazamiento de los medios de extinción.
- Seguridad para el personal frente a equipos, o partes de equipos, energizados eléctricamente.
- Las características del terreno (altitud, topografía, calidad del suelo, condiciones ambientales).
- Sistema de control con suficientes enclavamientos para evitar errores de operaciones y capacidad para conectar servicios en forma rápida y segura.
- Diseño de sistemas de protecciones que actúe eficientemente ante una condición fuera de los ajustes normales.
- Sistema de información que permita visualizar y despejar rápidamente la zona afectada.
- Sistema de iluminación y de tomas de corriente para el servicio en todas las áreas.

2.1) Cargas Mecánicas

Las piezas mecánicas de los equipos y sus partes componentes serán verificadas para las condiciones más desfavorables que deban soportar, ya sea durante la operación, el mantenimiento, el transporte o el montaje.

Consecuentemente y debido a factores externos, a las cargas propias de funcionamiento del equipo deberán tenerse en cuenta:

- Cargas estáticas: peso propio más conexiones
- Cargas dinámicas: cortocircuito
- Carga de viento máxima
- Cargas durante el montaje
- Cargas dinámicas durante el transporte

2.2) Distancias mínimas

Distancias mínimas: Las distancias mínimas entre partes bajo tensión y componentes puestos a tierra vienen fijadas por las normas IEC que definen el nivel de aislación necesario en instalaciones que no pueden ser sometidas a ensayos de laboratorio.

Distancias de seguridad: Además de las distancias mínimas, se definirán distancias de seguridad relacionadas con las condiciones de operación y mantenimiento.

2.3) Concepto de puesta a tierra

La puesta a tierra de la planta solar deberá cumplir por lo mínimo con los siguientes requisitos:

- Las estructuras deberán contar con puesta a tierra según IEC 62305-3.
- Los marcos de los módulos fotovoltaicos deberán contar con un sistema de puesta a tierra para evitar posibles descargas en la etapa de funcionamiento.
- Sistema de CC: conexión con la toma de tierra de las cajas de conexión a través de cables de puesta a tierra. De acuerdo a los requisitos por la norma IEC 60364.
- Sistema de Monitoreo: Cada procesador de datos y equipo de interfaz estará conectado al sistema de puesta a tierra.
- Cuadros de distribución, cajas, armarios: todos los paneles, o compartimientos de cuadros eléctricos, tableros de control, etc., deberán estar conectados a tierra de forma individual o al menos conectado a una puesta tierra sólidamente, por ejemplo, por soldadura. A lo mismo que todas las cajas metálicas y estructuras conductoras de disyuntores, seccionadores,

transformadores de medida, barras colectoras, etc., deberán estar conectadas a la barra de puesta a tierra en el interior de los paneles.

- Estructuras: Conexión con la red de puesta a tierra en varios puntos.

2.4) Sistema de Letreros para Identificación

Cada uno de los equipos siguientes, deberán llevar en su parte superior un letrero o etiqueta que lo identifique. Toda identificación deberá ser coherente tanto en los planos como físicamente.

- Filas de estructuras de soporte
- Cableado CC string y principales
- Cableado CA
- Cajas de conexión
- Componentes del sistema de control y monitorización

2.5) Cables Aislados

Los cables aislados en las instalaciones tendrán las siguientes características (según IEC 60502-1):

- Conductor de cobre o aluminio
- Aislación de XLPE y cubierta exterior
- Resistentes a la humedad y el calor, retardante a las llamas
- Resistentes a los rayos UV en caso de montaje exterior
- Material libre de halógeno de modo que garanticen la no propagación de llama y gases tóxicos

2.6) Cables de Control y Potencia (baja tensión)

Los cables para el sistema de control y cables de corriente de baja tensión considerarán las siguientes características (según IEC 60189; ANSI WC 57; NEMA WC 7):

- Multiconductores de cobre trenzado clase B
- Aislación de polietileno reticulado XLPE tipo TC, clase 600 V y resistentes a la humedad y el calor, retardante a las llamas
- Material libre de halógeno de modo que no garanticen la propagación de llamas y gases tóxicos
- Temperatura de operación normal hasta 90 °C
- Temperatura máxima de Cortocircuito 250 °C

2.7) Montaje de cables

Se deberá considerar los siguientes aspectos para el montaje de los cables:

- Se deberán adoptar todas las medidas necesarias para evitar perturbaciones de los circuitos de potencia sobre los circuitos de control. Los cables de los circuitos de control se canalizarán en forma separada de los cables de circuitos de alimentación.
- No se permiten uniones en el recorrido de los conductores de los cables. Si es necesario seccionar un tramo de cables deberá emplearse una caja de terminales.
- Las conexiones de cables de control y de alimentación, donde la magnitud de la corriente lo permita, deberán hacerse mediante regletas de terminales.
- Si es necesario efectuar interconexiones entre tableros, armarios, etc. deberán ser hechas de tal forma que se permita, con relativa facilidad, el montaje y desmontaje de las mismas en forma independiente.
- Todas las conexiones de conductores a regletas de terminales, o bornes de instrumentos, switches, etc. se harán mediante conectores adecuados del tipo compresión que se colocarán en el extremo de cada conductor.
- Los manojos de conductores para conexiones entre la regleta y los diferentes elementos de un mismo armario deberán llevarse por canaletas plásticas con tapa, o algún otro sistema similar que ofrezca buena presentación y facilite las intervenciones en los cableados.
- Las acometidas a los tableros y cajas, mediante bandejas y/o escalerillas, deberán contar en su entrada el sellado adecuado para preservar el grado de estanqueidad.
- El blindaje general de los cables se conectará a tierra en un extremo, con conexiones lo más cortas posibles a la barra de tierra.
- El cableado deberá estar hecho de tal manera que permita efectuar intervenciones, modificaciones y ampliaciones de forma fácil y segura, sin riesgo para la instalación ni para el personal que intervenga.

2.8) Diseño general de Canalizaciones

En el diseño, las canalizaciones deberán incluir una reserva del 10%. Esta reserva que debe quedar libre, estará destinada a satisfacer las necesidades de eventuales modificaciones o complementos posteriores.

En el diseño de las canalizaciones deberá mantenerse y considerarse como principio básico la segregación de los sistemas de modo que cualquier problema que afecte a uno de ellos no afecte al otro. Para cumplir con este objetivo y sin que pueda interpretarse como definición deberá considerarse, por ejemplo, la utilización de canalizaciones y zonas de tendido independientes, la obturación con materiales adecuados de las pasadas de bandejas y escalerillas a través de muros, losas y hacia tableros; así como el ingreso por puntos a diferentes tableros cuando estos tengan alimentación duplicada, etc.

Se acepta el uso de ductos, embutidos o pre-embutidos, y canalizaciones a la vista solo si no existe riesgo de daño mecánico.

Canalización en Ductos

Las canalizaciones en ductos pueden ser de los siguientes tipos:

Ductos metálicos

Ductos no metálicos rígidos, flexibles o especiales

Está prohibido el uso de ductos no metálicos en las siguientes condiciones:

En lugares que presenten riesgos de incendio o explosión.

Como soporte de aparatos y otros dispositivos.

Donde la temperatura ambiente exceda la temperatura para la cual la tubería está aprobada.

Sistema de bandejas y escalerillas

Se utilizarán para focalizar el cableado de alimentación y cableado de control, en cuando sea necesario en el edificio.

Como conductor para el cableado de los string CC no soterrados, sujeto detrás de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos, para el caso de que el sistema no tenga una solución de conductos de cable integrada (aplicación exterior).

2.9) Tableros y cajas

Tableros: El equipamiento de relés, interruptores, borneras, equipos electrónicos y otros se montará en tableros metálicos tipo "armario", con puerta/s frontal y/o posterior.

El acceso de cables se hará por el piso, mediante conductos de acero galvanizado y flexible con cubierta de PVC adecuada, que mantengan la condición de protección de grado IP establecido.

Cajas de conexión: Las uniones y derivaciones del cableado exterior, así como los tomacorrientes se realizarán en cajas metálicas de acero galvanizado para uso en intemperie.

Las dimensiones serán adecuadas para la función a cumplir, teniendo en cuenta la necesidad de mantener un cableado ordenado y accesible. Cajas con tapa transparente se podrán considerar para facilitar el mantenimiento si se considera adecuado.

2.10) Grados de protección

Los grados de protección según IEC 60144 y 60529 de todos tableros, cajas de conexión, gabinetes y equipos similares deberán considerar los siguientes niveles mínimos:

- Para instalación en el interior de edificios: grado de protección IP 55
- Para instalación a la intemperie: grado de protección IP 65

2.11) Posibilidad de Ampliación

En cada tablero, caja y armario de control deberá disponerse de una o más regletas de terminales de cables para cablear los elementos internos e interconectarlos con el exterior. Además, deberá dejarse un 10% de terminales de reserva y espacio adicional.

2.12) Diseño General de Instalaciones de Control y Monitoreo

El sistema de control eléctrico tiene la función de controlar y supervisar las instalaciones eléctricas del proyecto.

Algunos de los requisitos mínimos se detallan a continuación:

- Redundancia: Se deberá incorporar en los casos que corresponda, el uso de la redundancia tanto en el diseño de los circuitos como en el suministro de los equipos de control, a fin de resguardar al máximo la seguridad de las instalaciones e incrementar la confiabilidad de los sistemas de control.
- Independencia: Los circuitos de control se deberán independizar y proteger convenientemente para evitar que una falla o cortocircuito afecte a otro circuito. Cada circuito estará protegido independientemente por interruptores automáticos de capacidades adecuadas de conducción y ruptura.
- Cada interruptor automático estará provisto de contactos auxiliares para señalar la apertura, tanto por falla como por acción manual, en caso de no ser posible en el circuito protegido se deberá instalar un relé de cero tensión.
- Calefacción en armarios: Cada uno de los armarios deberá estar equipado con un calefactor controlado por un termostato. El circuito de calefacción deberá estar adecuadamente protegido por un interruptor.
- Rango de voltaje: Diseño de todos los equipos para una operación dentro de los rangos de variación aceptables para las redes de servicios auxiliares de CC: -15% / +10% y AC: aprox +-10%.
- Previsiones para alarmas y señalizaciones: Se deberá considerar que todas las alarmas y eventos locales serán transmitidos hacia el control centralizado y remoto.

2.13) Sistemas de seguridad

Los siguientes aspectos de seguridad se tomarán en cuenta al diseñar cada una de las instalaciones:

- Los equipos estarán diseñados y provistos de dispositivos que garanticen un servicio seguro.
- Las partes móviles o energizadas a nivel accesible serán inaccesibles.
- Las formas de los equipos serán apropiadas sin contar con partes peligrosas para el personal (aristas filosas por ejemplo).
- Cualquier maniobra que se realice localmente, o de manera automática, solo podrá efectuarse cuando haya sido bloqueado el mando remoto.

3) Puntos a tener en cuenta

3.1) Previsión de Cargas del Sistema

Se evalúa la previsión de potencia del edificio con sus características. Para la contratación de la potencia a suministrar a la compañía distribuidora pertinente se realiza el cálculo de potencia de acuerdo a lo desarrollado en el Tópico 3.

De la potencia total consumida por el edificio que resulte de los cálculos se toma un porcentaje de la misma que se destinará a ser cubierta por la potencia que sea generada mediante PFV. Esta potencia a tomar en consideración resulta simplemente de la sumatoria de potencias de aquellas cargas que se desea que sean alimentadas mediante PFV por criterios por ejemplo de mayores o menores consumos, baja necesidad de un servicio continuo permanente, etc. por supuesto que se debe dimensionar la instalación para abastecer la potencia adoptada y verificar que sea capaz de tomarla. En caso contrario, si por motivos técnicos o económicos, no sea posible desarrollar la instalación que pueda alimentar esa carga, se deberá tomar una potencia menor y redimensionar el sistema.

Siguiendo con el edificio de oficinas adoptado, se adopta como ejemplo una potencia de 100 kW.

3.2) Espacio físico para la futura instalación

Cuando se trata de zonas urbanas o de grandes edificios, la parte superior de la construcción, sobre la azotea, es generalmente el espacio elegido para el montaje de los paneles, por su facilidad de instalación y por ende sus bajos costos frente a otros montajes de edificios (como el integrado sobre fachadas) y su bajo nivel de sombras.

El caso en estudio no es la excepción, ya que el edificio cuenta con un techo amplio, sin construcciones de mayores alturas alrededor ni arboledas que puedan aportar sombras. La superficie posee un área útil de aproximadamente 1000 m² (ver detalle en Tópico 2).



Figura 5.1 Vista aérea del edificio y marcación de la superficie.

3.3) Cálculos adicionales de dimensionamiento

3.3.1 Irradiación solar - Generación Anual

Muchas veces se cree que un panel de por ejemplo 100 Watt, va a generar su potencia por la cantidad de horas de sol. Pero la realidad es que la curva de radiación es como una panza acentuada al mediodía. Por lo que solamente en condiciones climáticas de 1000 Watt por metro cuadrado y 25°C, produce la potencia indicada de 100 Watt. En general, en verano los paneles están más calientes y producen menos con el calor, pero claro, hay más radiación. También influye el tipo de paneles: monocristalino, policristalino, amorfo, todos tienen diferentes comportamientos.

Hay diversos caminos para calcular la generación anual, ya que son parámetros a los que se le suele seguir agregando más términos a medida que la tecnología avanza en este tipo de equipos.

Se desarrolla a continuación un ejemplo de cálculo:

Una escala típica de medición va desde 700 kWh/m² al año a 2700 kWh/m² al año, es decir que va desde los 1,9 a 7,4 kWh/m² por día, dando un promedio de 4,6 kWh/m² x día.

Los paneles policristalinos pueden alcanzar una eficiencia real por metro cuadrado del 12 al 18%, según marca y calidad de construcción. Suponiendo un rendimiento promedio del 15%, en un metro cuadrado el panel puede durante un día promedio producir:

$$(4,6 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día}) \times (15 \% \text{ eficiencia}) = 0,7 \text{ kWh/m}^2 \times \text{día}$$

Es decir, 700 Watts por metro cuadrado por día de generación.

Viendo las potencias de paneles policristalinos y comparando las mismas con la superficie en metros cuadrados del panel, se puede ver cuántos Watts entran en 1 metro cuadrado.

Considerando un panel de la marca **LV-Energy** de 240 W, el fabricante indica que tiene 60 celdas y una superficie de 0,998 m x 1,663 m. La superficie es entonces de 1,66 m². Por ende, este panel generaría 144,5 Watts por metro cuadrado.

El cociente $700 \text{ W} / 144,5 \text{ W} = 4,8$ es un factor promedio anual con el que se puede determinar, en la zona que se esté, cuánto puede producir un panel por día.

En Buenos Aires, ubicación de la instalación del presente Proyecto, este promedio puede ir desde 2,7 en invierno hasta casi 4,8 en determinadas circunstancias en verano.

En la figura 5.2 se ve otro tipo de escala, en un promedio anual, el nivel de uso efectivo de la irradiancia solar en horas diarias, y lo interesante es que muestra la variación entre invierno y verano. En los lugares donde hay mucha diferencia entre verano e invierno es conveniente dimensionar para invierno o bien que las estructuras de los paneles puedan tener grados de libertad de inclinación.

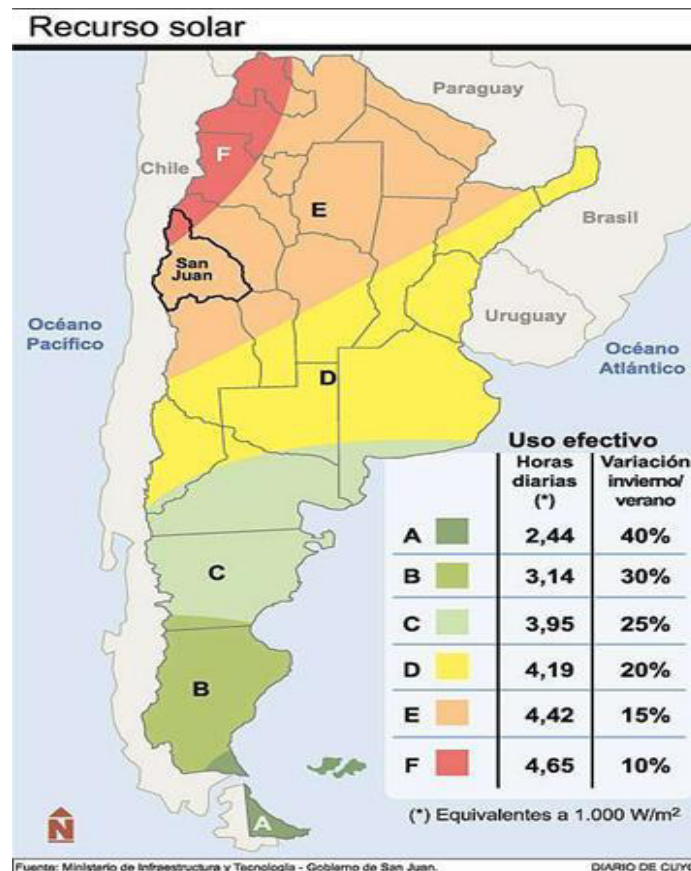


Figura 5.2 Incidencia de la irradiancia solar en Argentina.

Con este gráfico se puede aproximarse, entendiendo que es un promedio y sabiendo la variación, al valor de radiación para invierno y para verano. Por ejemplo, Buenos Aires (franja D) tiene 4,19 horas de sol a un promedio de 1000 W/m² de radiación (sabiendo que esto en realidad no es constante sino un promedio) y una variación del 20%, es decir ± 10%.

$$\text{Verano: } 4,19 + (4,19 \times +10\%) = 4,6 \rightarrow \times 1000 \text{ w/m}^2 = 4600 \text{ W/m}^2$$

$$\text{Invierno: } 4,19 + (4,19 \times -10\%) = 3,7 \rightarrow \times 1000 \text{ w/m}^2 = 3700 \text{ W/m}^2$$

Esto es una aproximación de radiación que no contempla días nublados, entre otras cosas. La existencia de software complejos de cálculos y programas dedicados al cálculo de generación fotovoltaica contempla todas las variables posibles para determinar la curva de irradiación, por hora, por meses, épocas estacionales, etc. Esto se desarrolla más adelante, una vez seleccionado el panel a utilizar, calculada la cantidad, la orientación y la inclinación correspondiente.

4) Paneles

4.1) Elección del panel

Para la selección de los paneles se deben considerar algunos criterios, tal como se ha explicado anteriormente, cuyos aspectos técnico económicos converjan a la opción más óptima. No solo se puede pensar en el diseño tecnológico propio del equipo ni la potencia que podrá llegar a desarrollar. Se deberá tener en cuenta el material utilizado y aquellas características puntuales o típicas de ciertas marcas registradas, como así la facilidad de reponer/obtener repuestos ante alguna eventual falla.

Entre las marcas y modelos que se encuentran actualmente en este mercado se ha optado por el siguiente panel (ver en el Anexo catálogos y ficha técnica).

❖ Marca: **Atersa**

País de Fabricación: España

Modelo: **A-300P**

Potencia: 300 W



Figura 5.3 Modelo de panel A-300P.

La justificación de la elección recae en las siguientes ventajas físicas y técnicas del panel frente a otros:

1. Esquinas reforzadas con ASA. Tipo de plástico utilizado en tecnología automovilística y con una gran resistencia física y a los rayos UV. Facilita de manera decisiva el drenaje de agua y suciedad de los paneles.
2. Nuevo marco de aluminio de 33 mm para mayor ligereza del panel. El marco **Atersa** no consta de una sola lámina de aluminio, sino de un tubo de aluminio aplanado, por lo que su resistencia es muy superior al de otros fabricantes.

3. Mayor separación entre las células y el marco del panel. Reduce las pérdidas ocasionadas por la acumulación de suciedad, sin afectar a las dimensiones del panel.
4. La norma IEC respecto al envejecimiento por radiación UV exige 15kWh/m². Sin embargo, observando los datos de radiación en Europa Central es de 50kWh/m²/año. Es decir, la norma IEC contempla únicamente un total de 4 meses de máxima radiación para toda la vida del panel. Es sabido que la radiación UV afecta a la vida de los plásticos y derivados, como el EVA o Tedlar. Por esta razón **Atersa** ensaya sus paneles para soportar la radiación media en Europa central, pero para 25 años.

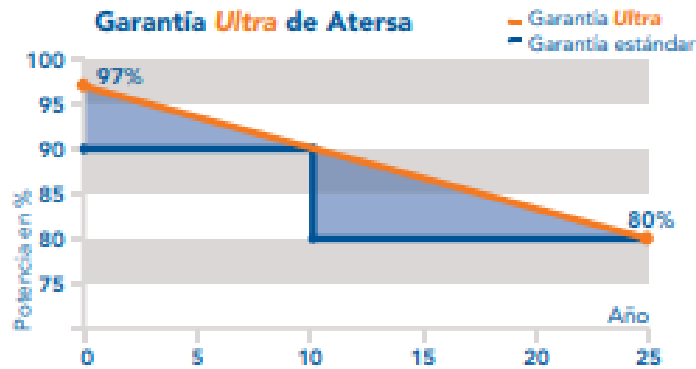


Figura 5.4 Rendimiento panel A-300P

5. La norma IEC exige 200 ciclos de variaciones de temperatura desde -40°C hasta 85°C. Esta es la norma que cumplen la gran mayoría de fabricantes de módulos fotovoltaicos, sin embargo, se aplica unos criterios más exigentes a sus paneles solares: **Atersa** ensaya sus módulos para 600 ciclos.
6. La norma IEC exige para la resistencia al granizo un impacto desde 4 metros, con una bola de acero de 25mm y 7,53gr. Esta es la norma que aplican a sus módulos fotovoltaicos la gran mayoría de fabricantes, sin embargo, los paneles **Atersa**, para garantizar aún más la durabilidad a lo largo del tiempo, superan estas exigencias y ensaya con 25mm y 500gr.

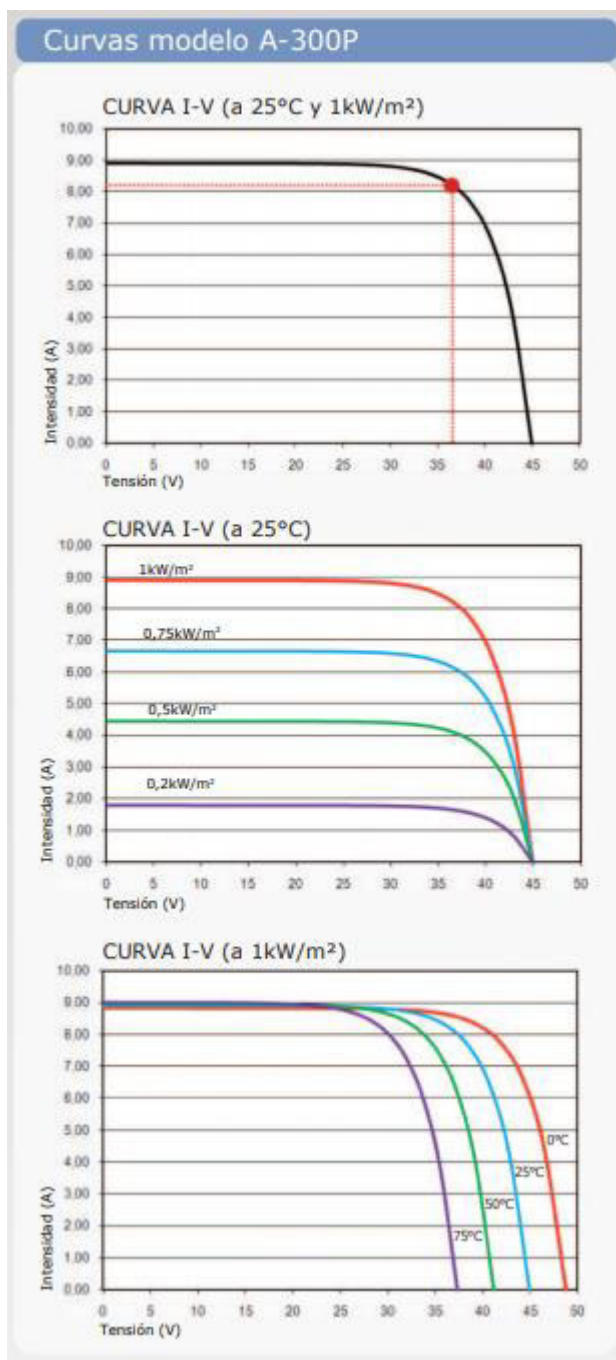


Figura 5.5 Curvas características A-300P

Según datos del fabricante este modelo tiene las siguientes características:

- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): 44,97V
- Tensión máxima (V_{mp}): 36,52V
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}): 8,89A
- Corriente máxima (I_{mpp}): 8,21A

Parámetros térmicos	
Coeficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coeficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coeficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C
Características físicas	
Dimensiones (mm \pm 2 mm)	1965x990x40
Peso (kg)	22,5
Área (m ²)	1,95
Tipo de célula (\pm 1 mm)	Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	72 (6x12)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3.2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado en poliéster
Caja de conexiones	TYCO IP67
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1200 mm
Conectores	TYCO PV4

Figura 5.6 Características físicas A-300P

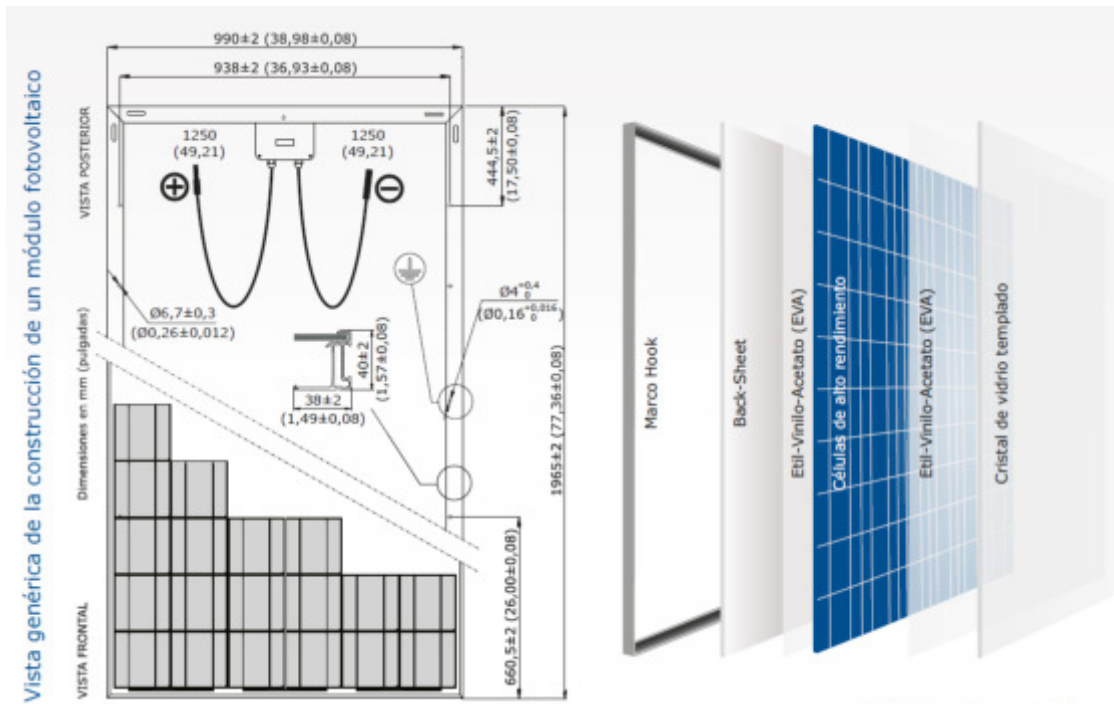


Figura 5.7 Composición del panel A-300P.

4.2) Cantidad de paneles

Para determinar la cantidad de paneles que se van a utilizar se debe conocer la potencia que se pretende desarrollar. En este caso, tal como se determinó anteriormente, la potencia tomada es de 100 kW.

Según lo desarrollado precedentemente, los paneles elegidos son de una potencia de 300 W por unidad. Por ende, para alcanzar la potencia demandada se requieren:

$$\begin{aligned} \text{Paneles requeridos} &= \text{Potencia demanda} / \text{Potencia por panel} \\ 100.000 \text{ W} / 300 \text{ W/panel} &= 333,3 \text{ paneles} \end{aligned}$$

Es decir que se requieren como mínimo de 334 paneles para generar la potencia demandada.

Se verifican las características del panel:

- Potencia asignada PMPP: 300 W
- Eficiencia: 15,42 %
- Tensión VMPP: 36,52 V
- Tensión de circuito abierto: 44,97 V
- Intensidad IMPP: 8,21 A
- Máxima Corriente Inversa: 15,1 A
- Tensión sin carga: 36,20 V
- Intensidad de cortocircuito I_{sc}: 8,89 A
- Tensión máxima: 1000 V
- Coeficiente de temperatura PMPP: -0,43 %/°C
- Coeficiente de temperatura U: -0,13 V/°C
- Dimensiones: 1965 x 990 x 40 mm
- Superficie: 1,95 m²
- Clase de aislamiento: II
- Cables: Cable Solar 4mm²

Presuponiendo una temperatura mínima y máxima de los paneles de -10 °C y +70 °C y teniendo en cuenta que la temperatura relevante para las condiciones de prueba estándar es de alrededor de 25°C, se puede obtener la variación de tensión de un módulo FV, comparada con las condiciones estándar.

- Tensión sin carga máxima: $44,97 \text{ V} + 0,13 \text{ V/}^\circ\text{C} \times (25^\circ\text{C} + 10^\circ\text{C}) = 49,52 \text{ V}$
- Tensión mínima MPP: $36,52 \text{ V} + 0,13 \text{ V/}^\circ\text{C} \times (25^\circ\text{C} - 70^\circ\text{C}) = 30,67 \text{ V}$
- Tensión máxima MPP: $36,52 \text{ V} + 0,13 \text{ V/}^\circ\text{C} \times (25^\circ\text{C} + 10^\circ\text{C}) = 41,07 \text{ V}$

Por razones de seguridad y como medida de precaución, para la elección de los componentes de la planta se toma el valor mayor entre la tensión sin carga máxima y el 120% de la tensión sin carga de los paneles. En este caso concreto, la tensión de referencia es igual a:

$$44,97 \text{ V} \times 120\% = 53,96 \text{ V (mayor que 49,52 V)}$$

Por lo cual se adopta este valor como nueva tensión sin carga máxima por ser mayor al valor predeterminado por el fabricante.

4.2.1 Cadenas

Teniendo en cuenta la tensión de la sumatoria de paneles, que afecta a la tensión de entrada del inversor y la intensidad total de los paneles en paralelo, que afecta sobre todo a la elección de los cables, se escoge agrupar los paneles en cadenas de la forma que sigue.

La cantidad de paneles a disponer en serie para conformar una cadena resulta:

$$\text{Tensión máx. (en la entrada del inversor) / Tensión sin carga máxima}$$

$$1000 \text{ V} / 53,96 \text{ V} = 18,53$$

Es decir que, con el modelo de panel elegido, se puede instalar cadenas de cómo máximo 18 paneles en serie.

La corriente de cada cadena, según dato del fabricante, es de 8,21 A. La cantidad de cadenas se ajusta en función de la potencia y corriente que admita el inversor a seleccionar. Esto se desarrollará más adelante, por lo cual se escoge una cantidad de cadenas que luego se verificará si el inversor elegido es adecuado.

Cabe aclarar que es más sencillo encontrar el inversor adecuado (dentro de los márgenes técnico económicos aceptados) que volver a calcular las cadenas de paneles para verificar un inversor determinado.

Se escoge entonces agrupar los paneles y alimentar dos inversores de exactamente iguales características de a diez cadenas, o sea un total de veinte cadenas. Esto resulta una corriente total para cada inversor de:

$$10 \text{ Cadenas por inversor} \times 8,21 \text{ A por cadena} = 82,1 \text{ A por inversor}$$

Como se dijo, se verificará este valor cuando se seleccione el inversor.

Por consiguiente, si se necesita un mínimo de 334 paneles, cada cadena contará con una cantidad mínima de paneles de:

$$334 \text{ paneles} / 20 \text{ cadenas} = 16,7 \text{ paneles/cadena}$$

Entonces cada cadena necesita tener al menos 17 paneles en serie. Esto verifica a su vez el número máximo de paneles en serie por cadena.

Con la cantidad adoptada (debido al redondeo) resulta un total de paneles en la instalación de:

$$20 \text{ cadenas} \times 17 \text{ paneles/cadena} = 340 \text{ paneles}$$

Finalmente, se obtiene una potencia instalada total de:

$$340 \text{ paneles} \times 300 \text{ W/panel} = 102.000 \text{ W} = 102 \text{ kW}$$

Verificando así que la potencia instalada total es superior a la potencia demandada.

$$\begin{aligned} \text{Potencia generada} &> \text{Potencia demandada} \\ 102 \text{ kW} &> 100 \text{ kW} \end{aligned}$$

Se obtienen así las características eléctricas de la cadena:

- Tensión MPP: $17 \text{ paneles/cadena} \times 36,52 \text{ V} = 663,6 \text{ V}$
- Intensidad MPP: $8,21 \text{ A}$
- Intensidad de cortocircuito máxima: $1,25 \times 8,89 \text{ A} = 11 \text{ A}$
- Tensión sin carga máxima: $17 \text{ paneles/cadena} \times 53,96 \text{ V} = 917,38 \text{ V}$
- Tensión mínima MPP: $17 \text{ paneles/cadena} \times 30,67 \text{ V} = 521,39 \text{ V}$
- Tensión máxima MPP: $17 \text{ paneles/cadena} \times 41,07 \text{ V} = 698,19 \text{ V}$

4.3) Superficie

De acuerdo a los datos del fabricante para el panel elegido las dimensiones son de 1965 mm x 990 mm, es decir una superficie de 1,95 m². Por ende, la superficie total de placas receptoras de luz es de:

$$1,95 \text{ m}^2/\text{panel} \times 340 \text{ paneles} = 663 \text{ m}^2$$

La disposición de los mismos dependerá por supuesto también de los soportes elegidos y demás estrategias de espacios y distancias óptimas que se detallan en el Tópico 6.

5) Soportes

La selección del sistema de montaje que hace la función de soporte de paneles y sujeción, en este caso, al techo tiene que soportar los esfuerzos y reunir las características que se desarrollaron en el Tópico 3. Como bien se explica allí, la selección depende en primera instancia del tipo de zona en la que se instalará el sistema, la edificación, la superficie y demás especificaciones y en segunda instancia de la ubicación geográfica para definir la orientación y el ángulo de los soportes.

En este Proyecto, la zona en la que se instalará el sistema es urbana por lo que se descartan los montajes sobre suelo. Se optó por utilizar el techo del edificio por lo que se descartan los montajes de tipo integrados. La superficie del techo es plana horizontalmente por lo que se descartan los soportes planos o para tejados, ya que se necesitará de una inclinación que el techo no tiene. Como se mencionó, el techo no tiene sombras ni proyecciones por ubicación ni por edificación por lo que se descartan los soportes de tipo mástil o alguna elevación que busque evitar sombras.

Finalmente se escogen los típicos soportes utilizados en este tipo de instalaciones que son los montajes para superficie plana sin elevación y con inclinación. Se elige que las estructuras y soportes sean de aluminio (como lo son comúnmente), universales para que sean adaptables a cualquier marca y tipo de panel.

La figura 5.6 es un ejemplo de la estructura con los paneles fotovoltaicos montados sobre la terraza.



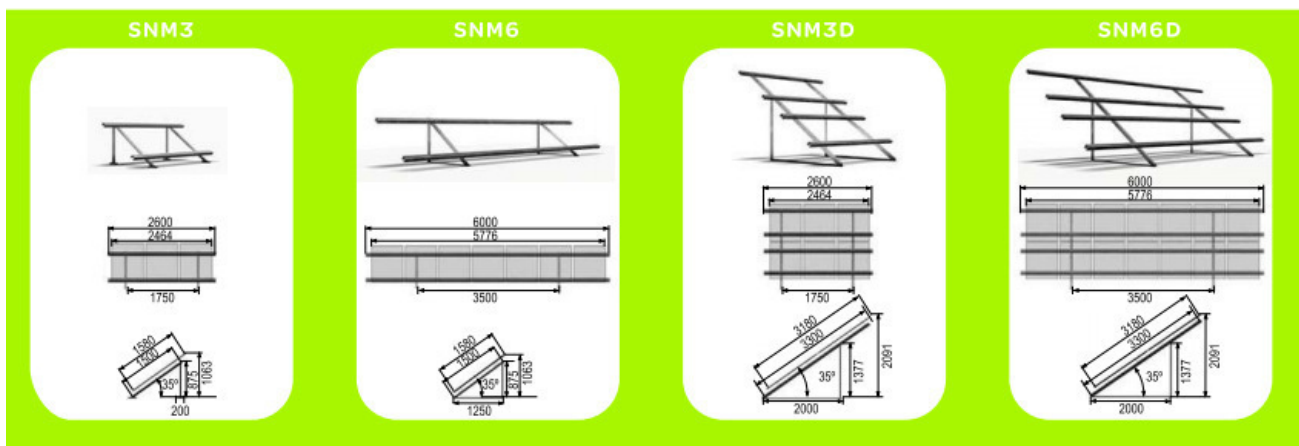
Figura 5.8 Estructura sobre terraza de edificio ABB Argentina.

Así como el mercado está recibiendo cada vez más oferentes de fabricantes de paneles tanto mayor es la cantidad de fabricantes de soportes (e incluso empresas dedicadas al montaje y la instalación) que se pueden encontrar en la actualidad. Además, al ser un producto de fácil construcción y sencilla tecnología, la selección del fabricante pase a ser casi exclusivamente económica. Por supuesto que se encontrarán productos de más baja calidad que otros, pero no es a tener muy presente ya que deben cumplir con ciertas características y regirse con el cumplimiento de ciertas exigencias (ver Tópico 3) haciendo que la calidad de sea casi una constante entre las ofertas.

El fabricante elegido es el siguiente y en la figura 5.5 se observan imágenes y dimensiones de los modelos que esta marca ofrece dentro de los soportes para piso, sin altura y con inclinación.

❖ Marca: **Sun Nest**

País de Fabricación: China



Características técnicas Modular Structures SN		
Ángulo de orientación	Definido por el cliente	
Ángulo de elevación	Fijo a 30° (otros ángulos bajo proyecto)	
Altura de coronación	SNM3 - SNM6 1,144 mts.	SNM3D - SNM6D 2,236 mts.
Capacidad de módulos	1 Fila de módulos	2 Filas de módulos
Estructura	Acero galvanizado en caliente - Inoxidable	
Ensamblaje de módulos	Tornillería en acero inoxidable o galvanizada en caliente	
Módulos a instalar	Cualquier tipo de módulo FV	
Dimensión máx. módulos	1.700 mm (lado mayor)	
Anclajes al terreno	Mediante zapata y unión atornillada a pernos - tornillo directo	
Anclajes a cubierta	Mediante placas de fijación a cubierta y sistema atornillado	
Cumplimiento norma	Norma UNE-ENV 1991 Eurocódigo. CE.	
Vientos máximos	140 Km/h	
Garantía	Hasta 10 años	

Figura 5.9 Planos (arr) y características (aba) de soportes Sun Nest.

Se observa que todos los modelos son de características semejantes, misma construcción de la estructura, mismas fijaciones, solo se diferencian en el ancho del soporte y el alto, es decir la cantidad de filas.

La elección del modelo ahora depende exclusivamente de las dimensiones del panel que se ha elegido. Se descartan inicialmente los soportes de doble fila (tipo D) ya que no se presentan limitaciones de espacio ni otros motivos que justifiquen este montaje, por lo cual se eligen los típicos soportes de simple fila.

Como la cantidad total de paneles que conlleva este Proyecto no es pequeña, se optan por los soportes modelo SNM6 que, a diferencia de otros modelos de características semejantes que son aptas solo hasta tres paneles, soportan hasta 7 paneles. Si bien, estructuralmente son iguales, la ventaja es el menor número de soportes lo que facilita el montaje.

Con la cantidad de placas que se consideran de acuerdo a lo calculado previamente, para soportar los 340 paneles serán requeridos aproximadamente unos 48 a 50 bastidores de este tipo. La cantidad exacta depende lógicamente de la distribución que se elija para disponer las cadenas sobre el techo (ver Tópico 6).

5.1) Orientación

La orientación de los paneles debe ser idealmente la que apunte al haz directo del Sol tal como se explicó previamente (ver Tópico 3). La locación de este Proyecto es en el hemisferio sur por lo cual básicamente es necesario que la orientación sea hacia el norte.

Claro que esto no siempre es posible, sobre todo en las instalaciones que se montan sobre estructuras que ya fueron construidas, por las propias dimensiones del edificio. Direccionar todas las placas hacia el norte sin importar la disposición sobre la superficie reduce mucho la optimización de la instalación, dificulta la misma y hasta resulta poco estética. A veces es conveniente resignar una orientación óptima para alcanzar una instalación bien diseñada. Esto último es lo que se practica habitualmente.

En este Proyecto en particular se aplicará este último criterio, se montarán los bastidores siguiendo con las líneas límites perimétricas de la superficie rectangular del techo para una instalación sencilla, cómoda y segura. Haciendo esto, se reducen las libertades de orientación de las placas a cuatro posibilidades diferenciadas entre sí por 90 grados, claro que de estas se opta por la que más se aproxime al norte. La orientación que, siguiendo con estos criterios, apunta al norte se encuentra a unos 25° respecto del norte hacia el oeste (ver Tópico 6). Los estudios indican que dentro de los $\pm 20^\circ$ de orientación respecto del norte se capta alrededor del 95% de la energía captada apuntando al norte, con lo que se puede afirmar que la orientación tomada es buena.



Figura 5.10 Orientación de los paneles.

5.2) Inclinación

El rendimiento de estos sistemas de aprovechamiento energético depende del ángulo óptimo de inclinación que se les dé a las placas, de manera de maximizar la energía recibida. También depende de la nubosidad, del albedo y de las sombras (ver Tópico 3). Por otra parte, pudo observarse que, para las estaciones elegidas en Argentina continental, la energía anual colectada sobre un plano orientado hacia el ecuador e inclinado el ángulo óptimo difiere en poco o nada de la que se colecta si la pendiente del plano coincide con la latitud. Por el contrario, si el ángulo elegido fuera la latitud más 10° , en todos los casos la ganancia es inferior a las de las opciones anteriores, llegando a ser negativa en Ushuaia.

En sistemas autónomos la inclinación se elige de forma que maximice la insolación en los meses invernales, o sea los de peor captación. Pero en sistemas conectados a la red como en este caso, la inclinación deberá ser la que maximice la insolación anual.

5.2.1 Inclinación a futuro

La disposición o el *layout* de paneles sobre estructuras fijas que se desarrolló previamente es el típico en estas instalaciones. La ventaja de este *layout* es que la estructura de soporte es un sistema simple, fácil de instalar y se ahorra espacio. Sin embargo, con este tipo de estructuras no se consigue aprovechar el recurso solar de la misma forma que lo haría un sistema móvil de seguidores solares de uno o dos ejes (ver Tópico 3).

Por tanto, se evalúa la implementación de un sistema de seguidores solares en configuración horizontal de un solo eje. Este sistema podría ser tomado como una mejora, considerable por cierto sobre todo en el rendimiento del sistema, a tener en cuenta en una próxima etapa. La combinación de los productos *Telemecanique* o *Powerlink* permitirá en la siguiente etapa el control de las componentes zenit y azimut que definen la posición del panel, y su orientación respecto a la situación del sol en cada momento.

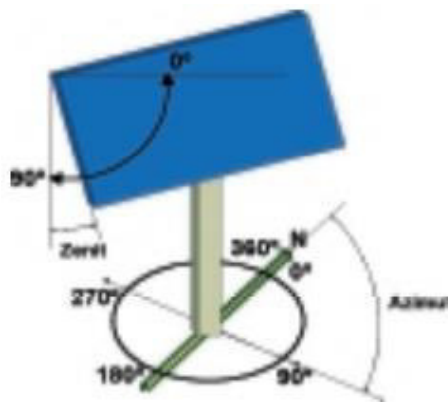


Figura 5.11 Soportes móviles.

Mediante las múltiples posibilidades de comunicaciones que incorporan los equipos que conforman la oferta, así como con las diversas herramientas de software disponibles, es posible aportar un control y supervisión del sistema, tanto a nivel local para cada grupo de paneles como a nivel general de toda la instalación. Para el cálculo de la posición óptima del panel solar en cada momento, en base a parámetros básicos como la hora del día, la fecha, la longitud o la latitud.



Figura 5.12 Sistema de montaje móvil.

El uso de este sistema de seguidores presenta las siguientes ventajas:

- Hasta un 25% de incremento de la producción energética anual
- Flexibilidad en la adaptación del terreno
- Se evitan las sombras gracias al uso de un algoritmo
- Protección contra el viento y función de eliminación de nieve

Para el sistema de seguidores se debe tener en consideración entonces la selección de los equipos de detección y control. En la actualidad, con el avance progresivo de este tipo de tecnologías y un mercado cada vez más abierto, existen dispositivos y hasta *kits* que ofrecen las marcas para este tipo de accionamientos. Entre estas marcas se optó por Schneider que ofrece sensores ópticos para la detección de la posición del panel, sensores fotoeléctricos para la detección del haz incidente del sol, variadores de velocidad para los motores y las protecciones pertinentes.

❖ Marca: **Schneider Electric**



Figura 5.13 Dispositivos para sistema de seguimiento.

6) Insolación

Debido al movimiento de traslación de la Tierra, la altura del Sol en el zenit varía con las estaciones, por lo que es imposible mantener un ángulo constante de inclinación óptimo para todo el año. Mediante cálculos y a partir de los datos que ofrece la NASA considerando el método isotrópico de radiación difusa es posible obtener valores medios mensuales de insolación para cualquier inclinación y orientación. Como resultado se obtiene una tabla anual con los valores promedio mensuales, bimestrales y anuales de insolación.

Los valores de entrada serán entonces la latitud y longitud de la ciudad de Buenos Aires, el ángulo de orientación tomado y una inclinación de 20°. Variando la inclinación se observa cómo varía la insolación hasta encontrar el grado óptimo de acuerdo al objetivo.

INGRESO DE DATOS			
Nombre	Valor	Unidad	Comentario
Latitud [Φ]:	-34	Grados	Grados decimales
Longitud [λ]:	-58	Grados	Grados decimales
Ángulo de acimut del Panel [γ]:	155	Grados	E = -90°; S = 0°; O = 90°; N = 180°
Ángulo de inclinación del Panel [β]:	20	Grados	Horizontal = 0°; Vertical = 90°

Como resultado se obtiene una insolación mensual promedio de 153 kWh/m² (con picos en verano de 208 kWh/m² y mínimos en invierno de 96 kWh/m²) y una insolación anual promedio de 1837 kWh/m².

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
<i>Insolación media [kWh/m²]</i>	208,92	166,89	165,71	128,39	116,93	96,07	109,55	128,93	148,91	169,70	190,05	207,63

	Bimestre 1	Bimestre 2	Bimestre 3	Bimestre 4	Bimestre 5	Bimestre 6
<i>Insolación media [kWh/m²]</i>	375,81	294,09	212,99	238,48	318,61	397,68

INSOLACIÓN ANUAL PROMEDIO ACUMULADA		
Insolación global sobre los paneles [Hg]:	1837,67	[kWh/m ²]
Insolación global máxima anual [Hg_max]:	1876,85	[kWh/m ²]

A continuación se observa el detalle mensual de la insolación para el sistema.

INSOLACIÓN - SISTEMAS CONECTADOS A RED

INSOLACIÓN MENSUAL PROMEDIO ACUMULADA														
Nombre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total	Unidades
Insolación promedio difusa horizontal [Hd_h]:	72,54	60,20	53,01	39,90	30,07	25,80	27,90	35,65	45,90	62,62	69,30	76,26	599,15	[kWh/m2]
Insolación promedio directa horizontal [Hb_h]:	143,22	105,84	101,99	69,60	57,97	42,00	51,15	68,51	88,50	103,23	125,10	140,12	1097,23	[kWh/m2]
Insolación promedio global horizontal [Hg_h]:	215,76	166,04	155,00	109,50	88,04	67,80	79,05	104,16	134,40	165,85	194,40	216,38	1696,38	[kWh/m2]
Clearness Index promedio [K]:	0,59	0,55	0,56	0,53	0,53	0,5	0,51	0,53	0,54	0,54	0,57	0,57	0,54	Adimensional
Insolación difusa sobre los paneles [Hd]:	70,35	58,38	51,41	38,70	29,16	25,02	27,06	34,58	44,52	60,73	67,21	73,96	581,08	[kWh/m2]
Insolación directa sobre los paneles [Hb]:	138,57	108,50	114,29	89,69	87,76	71,05	82,49	94,36	104,39	108,97	122,84	133,67	1256,59	[kWh/m2]
Insolación global sobre los paneles [Hg]:	208,92	166,89	165,71	128,39	116,93	96,07	109,55	128,93	148,91	169,70	190,05	207,63	1837,67	[kWh/m2]
Insolación global máxima mensual [Hg_max]:	214,83	161,00	166,78	135,90	128,65	108,00	121,21	134,85	152,40	168,95	195,60	215,76	1903,93	[kWh/m2]
Inclinación óptima mensual:	-3	-13	-27	-42	-52	-56	-55	-46	-33	-18	-5	-1	26,00	Grados

INSOLACIÓN BIMESTRAL PROMEDIO ACUMULADA							
Nombre	Bimestre 1	Bimestre 2	Bimestre 3	Bimestre 4	Bimestre 5	Bimestre 6	Unidades
Insolación global sobre los paneles [Hg]:	375,81	294,09	212,99	238,48	318,61	397,68	[kWh/m2]
Insolación global máxima bimestral [Hg_max]:	375,83	302,68	236,65	256,06	324,35	411,36	[kWh/m2]

INSOLACIÓN ANUAL PROMEDIO ACUMULADA	
Insolación global sobre los paneles [Hg]:	1837,67 [kWh/m2]
Insolación global máxima anual [Hg_max]:	1876,85 [kWh/m2]
Inclinación óptima anual:	26 Grados

7) Energía generada

A partir de la selección y los resultados de los cálculos de la cantidad y la inclinación de los paneles es posible obtener la energía generada final por el sistema del presente Proyecto, dato fundamental para conocer la energía que el sistema generará mes a mes y poder compararla con la energía consumida de la red previo a la implementación del sistema FV, conocer la energía resultante que el sistema permitiría ahorrar y para obtener en términos económicos el ahorro en el consumo y el desarrollo de la inversión de la instalación (ver Tópico 7).

La generación depende principalmente de los paneles elegidos, del montaje y la ubicación del sistema. En primera instancia se reúnen los datos calculados hasta aquí.

INGRESO DE DATOS DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	
	Valor
<i>Coefficiente de degradación [%/ °C]</i>	-0,43
<i>TONC [°C]</i>	45
<i>Tipo de montaje</i>	Inclinado sobre techo
<i>Cantidad de paneles</i>	340
<i>Potencia pico de los paneles [Wp]</i>	300

Se necesita conocer las temperaturas medias mensuales de la ciudad de Buenos Aires.

INGRESO DE DATOS CLIMÁTICOS													
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
<i>Temperatura ambiente media [°C]</i>	24,9	23,7	21,9	18	14,7	11,8	11	12,9	14,8	17,9	20,8	23,6	18

El fabricante del panel **Atersa A-300P** elegido proporciona los valores de los distintos tipos de rendimiento y pérdidas por suciedad y sombreado.

INGRESO DE DATOS DE EFICIENCIA		
	Denominación	Estimación
<i>Pérdida de eficiencia por suciedad</i>	η_{suciedad}	0,95
<i>Pérdida de eficiencia por tolerancia</i>	$\eta_{\text{tolerancia}}$	1,00
<i>Pérdida de eficiencia por sombreado</i>	$\eta_{\text{sombreado}}$	1,00
<i>Pérdida de eficiencia por cableado CA</i>	$\eta_{\text{cableado_CA}}$	0,9969
<i>Pérdida de eficiencia por cableado CC</i>	$\eta_{\text{cableado_CC}}$	0,9931
<i>Pérdida de eficiencia del inversor</i>	η_{inversor}	0,965

Se afectan estos valores por las temperaturas medias mensuales de Buenos Aires.

	Denominación	Bimestre 1	Bimestre 2	Bimestre 3	Bimestre 4	Bimestre 5	Bimestre 6	Anual
<i>Pérdida de eficiencia por temperatura</i>	$\eta_{\text{temperatura}}$	0,85	0,87	0,89	0,90	0,88	0,86	0,87
<i>Pérdida de eficiencia por suciedad</i>	η_{suciedad}	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
<i>Pérdida de eficiencia por tolerancia</i>	$\eta_{\text{tolerancia}}$	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<i>Pérdida de eficiencia por sombreado</i>	$\eta_{\text{sombreado}}$	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
<i>Pérdida de eficiencia por cableado CA</i>	$\eta_{\text{cableado_CA}}$	0,99690	0,99690	0,99690	0,99690	0,99690	0,99690	0,9969
<i>Pérdida de eficiencia por cableado CC</i>	$\eta_{\text{cableado_CC}}$	0,99310	0,99310	0,99310	0,99310	0,99310	0,99310	0,9931
<i>Pérdida de eficiencia del inversor</i>	η_{inversor}	0,965	0,965	0,965	0,965	0,965	0,965	0,965
<i>Coefficiente de Rendimiento bimestral (CR_{bimestral})</i>	CR _{bimestral}	0,76886	0,78584	0,81199	0,81706	0,79989	0,77706	0,79345

Reuniendo todos los coeficientes de rendimiento obtenidos a partir de la selección de los paneles e inversores y a partir de las temperaturas medias mensuales y la insolación media mensual (calculada previamente) se obtiene la energía media generada bimestralmente.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Anual
<i>Temperatura ambiente media [°C]</i>	24,9	23,7	21,9	18	14,7	11,8	11	12,9	14,8	17,9	20,8	23,6	18
<i>Temperatura ambiente media bimestral [°C]</i>	24,3	19,95	13,25	11,95	16,35	22,2	18						
<i>Temperatura de trabajo media bimestral [°C]</i>	60,55	56,20	49,50	48,20	52,60	58,45	54,25						
<i>Pérdida de eficiencia por temperatura bimestral [$\eta_{\text{temperatura}}$]</i>	0,85	0,87	0,89	0,90	0,88	0,86	0,87						
<i>Coefficiente de Rendimiento bimestral (CR_{bimestral})</i>	0,77	0,79	0,81	0,82	0,80	0,78	0,79						
<i>Insolación promedio bimestral [Wh/m²]</i>	375,81	294,09	212,99	238,48	318,61	397,68	1837,67						
<i>Energía media generada bimestralmente [kWh]</i>	29472,30	23573,30	17640,77	19875,00	25995,08	31520,23	148076,69						

Se obtiene un promedio bimestral de 24.680 kWh, es decir un promedio de 12.340 kWh mensual, con picos en verano de más de 15.760 kWh y mínimos en invierno de 8.820 kWh.

	Bimestre 1	Bimestre 2	Bimestre 3	Bimestre 4	Bimestre 5	Bimestre 6
<i>Energía media generada bimestralmente [kWh]</i>	29472,30	23573,30	17640,77	19875,00	25995,08	31520,23

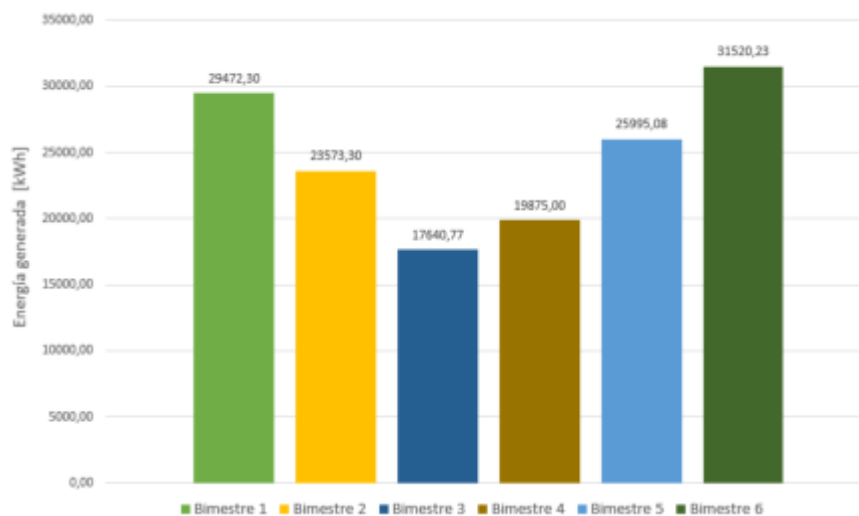


Figura 5.14 Energía generada [kWh] bimestral

8) Inversor

De acuerdo a lo desarrollado previamente durante el cálculo de la cantidad de paneles, se optó por considerar dos inversores trifásicos sobre los cuales se conectarán diez cadenas de paneles en serie en cada uno.

Recordando, la condición que se había tomado es que los inversores deben soportar al menos la sumatoria de la corriente de las cadenas de 82,1 A así como también debe de contar con las demás características tal como se verifica a continuación.

Se escogen dos inversores trifásicos de la marca ABB, de tipo modular, cada uno de ellos con una potencia de entrada asignada de 50 kW.

Los inversores trifásicos escogidos convierten la corriente continua en alterna mediante el control PWM y el puente IGBT. Tienen filtros de entrada y salida para la supresión de perturbaciones de emisión, tanto conducidas como radiadas, y tienen un sensor de aislamiento a tierra para los paneles FV. Están equipados con el seguidor del punto de potencia máxima MPPT (ver catálogo en Anexo).

❖ Marca: **ABB**

Modelo Inversor Modular: **TRIO-50.0**



Figura 5.10 Vista inversor ABB Trio 50.0.

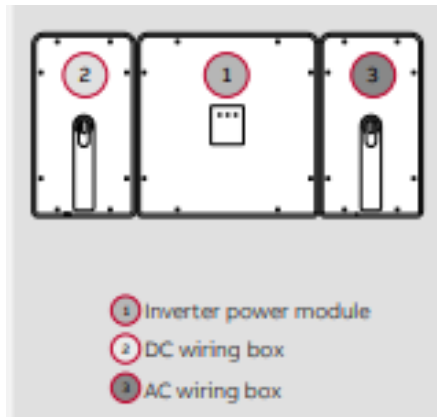


Figura 5.11 Constitución del inversor ABB Trio 50.0.

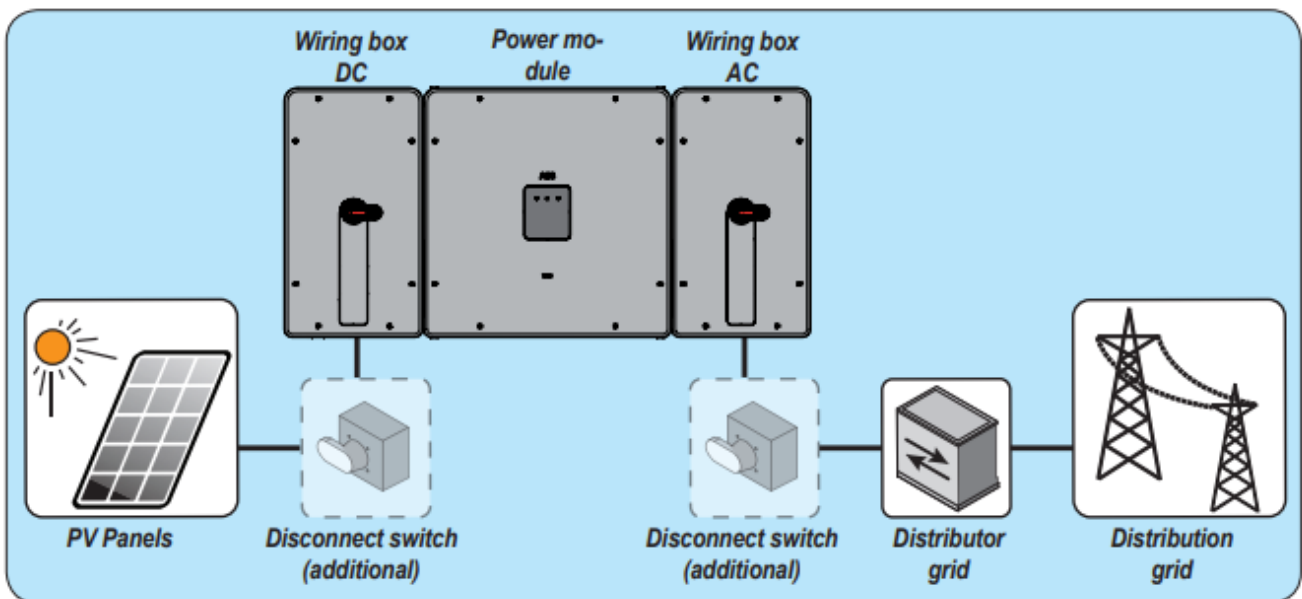


Figura 5.12 Esquema de conexión inversor ABB Trio 50.0.

Características técnicas:

- Potencia asignada de entrada: 51200 W
- Tensión de empleo MPPT en el lado CC: 480-800 V
- Tensión máxima en el lado CC: 1000 V
- Intensidad de entrada máxima en el lado CC: 110 A
- Potencia asignada de salida en el lado CA: 50000 W
- Tensión asignada en el lado CA: 400 V trifásico
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Factor de potencia: 0.99
- Eficiencia máxima: 97,5%

Type code	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
Input side		
Absolute maximum DC input voltage ($V_{max,abs}$)	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0,7xV _{start} ...950 V (min 300 V)	0,7xV _{start} ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage ($V_{dc,r}$)	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power ($P_{dc,r}$)	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	3 (SX and SX2 version) / 1 (standard and S version)	
Number of MPPT in parallel mode	1	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{MPPT,max}$)	17500 W	21000 W
MPPT input DC voltage range ($V_{MPPTmin}...V_{MPPTmax}$) at $P_{dc,r}$	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current ($I_{dc,max}$) for each MPPT	36 A	
Maximum input short circuit current for each MPPT	55 A (165 A in case of parallel MPPT)	
Number of DC input pairs for each MPPT	5	
DC connection type	Screw terminal block (Standard and -S version) or PV quick fit connector ²⁾ (-SX and SX2 version)	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 1 for each MPPT	
Input over voltage protection for each MPPT - plug-in modular surge arrester	Type 2 (option) with monitoring	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	60 A / 1000 V for each MPPT (180 A in case of parallel MPPT)	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	

Output side		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)	
Rated AC power ($P_{ac,r}$ @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum apparent power (S_{max})	50000 VA	60000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	384...571 V ¹⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	77 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	<3%	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection - varistor	Yes	
Output overvoltage protection - plug-in modular surge arrester	Type 2 (option) with monitoring	

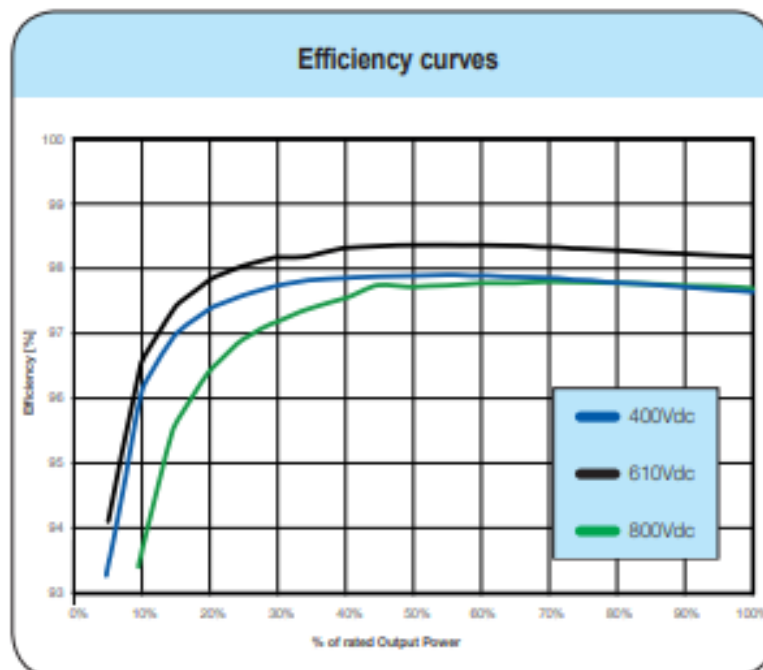


Figura 5.13 Curvas de eficiencia inversor ABB Trio 50.0.

Para verificar la correcta conexión cadena-inversor, ante todo, es necesario comprobar que la tensión sin carga en los extremos de las cadenas es menor que la tensión de entrada máxima soportada por el inversor:

$$917,38 \text{ V} < 1000 \text{ V (OK)}$$

Además, la tensión mínima MPP de la cadena no debe ser menor que la tensión mínima MPPT del inversor:

$$521,39 \text{ V} > 480 \text{ V (OK)}$$

mientras que la tensión máxima MPP de la cadena no debe ser superior a la tensión máxima MPPT del inversor:

$$698,19 \text{ V} < 800 \text{ V (OK)}$$

Finalmente, la intensidad de cortocircuito máxima total de las diez cadenas en paralelo y correspondientes a cada inversor no debe ser superior a la corriente de cortocircuito máxima soportada por el inversor a la entrada:

$$10 \times 11 = 110 \text{ A} \leq 110 \text{ A (OK)}$$

Con todas las condiciones cumplidas el modelo de inversor seleccionado es correcto.

Physical	
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)
Cooling	Forced air
Dimension (H x W x D)	725 mm x 1491 mm x 315 mm / 28.5" x 58.7" x 12.4"
Weight	95 kg / 209 lbs overall, 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (full optional), 14kg / 31 lbs DC wiring box (full optional)
Mounting system	Wall bracket, horizontal support

9) Cables

El diseño y la ingeniería de todo el sistema de cableado de la instalación es fundamental para un correcto funcionamiento y operación de la misma, en particular en este tipo de instalaciones en los que las altas temperaturas y la exposición al sol son factores determinantes a la hora del cálculo para la selección de los cables.

Para ello se deben realizar teniendo en cuenta varios criterios:

- Condiciones locales
- Factores de pérdida
- Corriente continua máxima ("ampacidad")

El diseño del cableado de una instalación fotovoltaica comúnmente está basado en dos niveles de agrupación de la potencia generada por los módulos solares: las conexiones entre las cadenas y las conexiones principales.

Se especifica a continuación las condiciones básicas que debe reunir los cables para cada uno de los niveles. Esta especificación es poco relevante ya que cualquier cable que se encuentra en el mercado ya está certificado, es decir, ya cumple estos puntos.

Conexiones de las cadenas:

- Tipo de cableado: PV1-F o similar
- Medio Conductor: Cobre-Estaño, clase 5 según IEC60228
- Doble Capa:
 - Aislamiento: XLPE, HEPR/EPR o similar
 - Cubierta: PE, CPE, EVA o similar
- Diseñado según norma IEC60502-1 y IEC60811-2-1
- Prueba de inflamabilidad según IEC60332-1
- Resistente a rayos UV, al ozono e hidrólisis

Conexiones principales:

- Medio Conductor: Cobre-Estaño
- Doble Capa:
 - Aislamiento: XLPE, HEPR/EPR o similar
 - Cubierta: PE, CPE, EVA o similar
- Diseñado según norma IEC60502-1 y IEC60811-2-1
- Prueba de inflamabilidad según IEC60332-1
- Resistente al ozono e hidrólisis

9.1) Cableado de paneles

Los paneles de una misma cadena se conectan en serie entre sí con un cable L_1 y a su vez cada cadena derivada se conecta a un tablero de distribución y aguas arriba del inversor mediante cables L_2 en dos canales con diez circuitos agrupados en cada una de ellas.

Siguiendo con las condiciones descritas previamente, se opta por que el cable L_1 reúna las siguientes características:

- Sección transversal: 4 mm²
- Tensión asignada U_0/U : 600/1000 V CA – 1500 V CC
- Temperatura de servicio: -40+90 °C
- Capacidad de transporte de corriente (al aire libre a 60 °C) I_0 : 55 A
- Factor de corrección de la capacidad de transporte de corriente a 70 °C: -0,91
- Temperatura máxima del cable en condiciones de sobrecarga: 120 °C

La capacidad de transporte de corriente I_Z de los cables agrupados en conducto a las temperaturas de servicio de 70 °C, de acuerdo a lo declarado por el fabricante, resulta igual a:

$$I_Z = 0,57 \times 0,9 \times 0,91 \times I_0 = 0,57 \times 0,9 \times 0,91 \times 55 \text{ A} \approx 26 \text{ A}$$

Donde 0,9 corresponde al factor de corrección para la instalación de cables solares en conducto o en canal, mientras que 0,57 es el factor de corrección para 6 circuitos en haces.

Se verifica que la capacidad de transporte de corriente es mayor que la intensidad de cortocircuito máxima de la cadena:

$$I_Z > 1,25 \times I_{SC} = 1,25 \times 8,89 \text{ A} = 11,12 \text{ A}$$

Donde I_{SC} : corriente de cortocircuito máxima del panel

9.2) Cableado de PAT

Los bastidores de los paneles y la estructura portante de cada cadena están puestos a tierra mediante un cable N07V-K (amarillo-verde) con una sección de 4 mm².

9.3) Cableado Tablero de distribución - Inversor

En referencia al diagrama eléctrico del tópico n°6, la conexión del tablero de distribución al inversor se realiza mediante dos cables unipolares P-SUN con una sección de 25 mm² y una longitud $L_3 = 1$ m en conducto, con capacidad de transporte de corriente de 140 A, que es mayor que la intensidad de cortocircuito de las diez cadenas conectadas en paralelo.

$$I_{Zpe} > 10 \times 1,25 \times I_{SC} = 111,25 \text{ A}$$

La conexión del inversor al cuadro de distribución en paralelo de los inversores se realiza mediante tres cables unipolares P-SUN de sección 10 mm² y longitud L4 = 1 m en conducto con capacidad de transporte de corriente de 82 A, que es mayor que la intensidad de salida nominal del inversor trifásico:

$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \vartheta} = \frac{51000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,99} = 74,44$$

9.4) Cableado Medidor - Interfaz

Las conexiones entre el contador y el dispositivo de interfaz (longitud L7 = 2 m) y el cuadro general de la industria (longitud L8 = 5 m) se realizan mediante tres cables unipolares P-SUN con una sección de 35 mm² en conducto, con capacidad de transporte de corriente de 174 A, que es mayor que la intensidad nominal de salida de la planta FV:

$$I_z > \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \vartheta} = \frac{102000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,99} = 148,88$$

El conductor de protección PE se realiza mediante un cable unipolar N07V-7 (amarillo-verde) de sección 16 mm².

Dispositivo de interfaz

El dispositivo de interfaz se monta en una tarjeta de panel adecuada y consiste en un contactor tripolar A63 con una intensidad nominal de empleo $I_c = 115 \text{ A}$ a 40 °C. Se asocia al contactor a un relé de interfaz con las protecciones 27, 59 y 81 y los ajustes mostrados.

10) Medidor

La Medición inteligente es una solución compuesta por nuevos equipos de medida, infraestructura de telecomunicaciones y sistemas centrales que permiten una gestión remota y automatizada de los medidores mediante un flujo bidireccional de información por las redes eléctricas, optimizando el funcionamiento de éstas, contribuyendo a mejorar la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio.

Un medidor bidireccional, además de poder medir el consumo de energía eléctrica de la compañía girando en el sentido normal puede girar de manera contraria, haciendo posible que la distribuidora reste al consumo la energía que se está generando y sume a favor la energía de exceso (ver Tópico 7).

Un medidor bidireccional es la manera más práctica de conocer el ahorro económico y obtener una bonificación tangente del provecho que se le está dando a los paneles.

Los medidores bidireccionales actuales incluyen un sistema de telelectura, lo que facilita el uso y registro por parte del usuario.



Figura 5.14 Ejemplo de medidor bidireccional

Son innumerables los beneficios asociados a instalar un medidor de este tipo, desde el impulso a la economía e industria nacional, desarrolla la industria inteligente, impulsa la innovación y la eficiencia energética, aumenta la calidad y confiabilidad del suministro de energía. Y en cuanto al servicio posibilita tarifas adaptadas, servicios diferenciados, realizar cualquier operación relacionada con su suministro (alta, baja, modificación de potencia o tarifa, etc.) de forma instantánea y remota, tener facturas de consumo real evitándose de esta forma los inconvenientes asociados a la lectura manual (errores de lectura, necesidad de que personal de terreno ingrese a las residencias, etc.), mayor rapidez en la detección e identificación de incidencias, limitación de carga y desconexión

remota mejoran significativamente cobranza de deuda / gestión de las redes, mayor información sobre el consumo de energía que favorecerá a la gestión de la demanda por parte del usuario aportándole un mayor ahorro y eficiencia gracias a la racionalización de su consumo de energía, tarifas más flexibles, mayor rapidez en los cambios de tarifas, optimiza la gestión operativa a través del control de pérdidas, suspensión y reconexión del suministro, balances de energía, facturación, reporte de eventos tales como identificación y atención de fallas, registrando su duración y número de interrupciones.



Figura 5.15 Instalación de medidor bidireccional

Los medidores a utilizar deberán contar con homologación de tipo en el INTI y aprobación de la Secretaría de Industria y Comercio (sin cuyo sello, los medidores no pueden instalarse). Esto es importante tener en cuenta ya que la introducción de estos productos en el mercado argentino es bastante reciente por lo que conviven productos de buena calidad (certificados) y nuevos oferentes que aún no cuentan con certificación. La selección del modelo debe ser atenta a esto.

Los medidores deben responder a las siguientes normas: IEC 61036, 61268, 61253-21, 61253-23, 61358, 2412, 61107.

En el mercado se encuentran productos de empresas nacionales e internacionales como *Discar, Plus Mobile, Circutor, Elster, IUSA, Intronica, MELECTRIC, Schneider, Trend Control Systems, Lovato Electric, Storey*.

Se opta por la marca *Elster* de industria nacional (ver en Anexos catálogo del fabricante).

❖ Marca: **Elster**

Medidor Electrónico Polifásico de Energía Eléctrica: **A1800**



Figura 5.16 Medidor bidireccional Elster

Este modelo cuenta con las siguientes características básicas y las que importan en este tipo de instalación:

- Precisión: 0,2% / 0,5%
- Tensión nominal: 58 - 415 VAC
- Temperatura en el interior de la cubierta: -40 - 85°C
- Consumo: 3 W
- Protocolo de comunicación: ANSI

Los indicadores de dirección de energía muestran el cuadrante y la dirección del flujo de energía para los últimos Wh (activa) y VARh (reactiva). El flujo de energía positiva corresponde a la energía entregada a la carga del consumidor, mientras que el flujo inverso de energía corresponde a la energía recibida desde la carga del consumidor. Los indicadores de dirección de energía se activan en la pantalla LCD, según la dirección del flujo de energía en cualquiera de las fases del medidor que estén midiendo energía (esto es, cuando una de las corrientes de línea está arriba del umbral de arranque del medidor).

11) Aparataje

Los aparatos de maniobra y seccionamiento son una pieza fundamental de una buena ingeniería y por ello su selección es menester para un correcto funcionamiento. Asimismo, deberán garantizar una operatividad sencilla, segura y una óptima coordinación junto con las protecciones.

En el diagrama unifilar se observa el aparataje seleccionado y su disposición en el circuito (ver Tópico 6).

11.1) Interruptores de corriente alterna

Para los circuitos de corriente alterna se debe optar por un interruptor automático de este tipo de corriente. Dentro de los tipos constructivos de interruptores automáticos se elige el de caja moldeada, típico en este tipo de instalaciones por su sencillez, su resistividad al ambiente exterior.

En el mercado se encuentran diversas marcas, aunque por la complejidad constructiva siempre es conveniente optar por aquellas más reconocidas para contar con un producto de buena calidad. En este caso se eligen interruptores automáticos de ABB.

❖ Marca: **ABB**

Modelo: **Tmax T**

Esta familia de interruptores automáticos en caja moldeada conforme a la norma IEC 60947-2 tienen un rango de aplicación de 1 a 1600 A, 690 V de tensión nominal de empleo y un poder de corte entre 16 y 200 kA (a 380/415V).



Figura 5.17 Interruptores de caja moldeada Tmax T.

11.2) Seccionadores de corriente alterna

Para los circuitos de corriente alterna se debe optar por un seccionador automático de este tipo de corriente. Dentro de los tipos constructivos de seccionadores automáticos se elige el de caja moldeada, típico en este tipo de instalaciones por su sencillez, su resistividad al ambiente exterior.

En el mercado se encuentran diversas marcas, aunque por la complejidad constructiva siempre es conveniente optar por aquellas más reconocidas para contar con un producto de buena calidad. En este caso se eligen seccionadores automáticos de ABB.

❖ Marca: **ABB**

Modelo: **Tmax T / Tmax XT**

Los seccionadores derivan de los correspondientes interruptores automáticos, distinguiéndose únicamente de ellos en que carecen de relés de protección. La función principal que realizan consiste en aislar el circuito en el que se insertan. Una vez abiertos, los contactos se encuentran a una distancia tal que evita la formación de un arco, según lo dispuesto por la normativa referente al comportamiento de aislamiento. La posición de la maneta de mando se corresponde completamente con la de los contactos (maniobra positiva).

Cada interruptor seccionador debe coordinarse con un dispositivo que pueda protegerlo contra cortocircuitos aguas arriba.



Figura 5.18 Seccionadores de caja moldeada Tmax T.

11.3) Interruptores de corriente continua

Para los circuitos de corriente continua se debe optar por un interruptor automático de este tipo de corriente. Dentro de los tipos constructivos de interruptores automáticos se elige el de caja moldeada, típico en este tipo de instalaciones por su sencillez, su resistividad al ambiente exterior.

En el mercado se encuentran diversas marcas, aunque por la complejidad constructiva siempre es conveniente optar por aquellas más reconocidas para contar con un producto de buena calidad. En este caso se eligen interruptores automáticos de ABB.

❖ Marca: **ABB**

Modelo: **Tmax- Tmax XT**

Estos interruptores automáticos en caja moldeada conforme a la norma IEC 60947-2 están equipados con relés termomagnéticos y tienen un rango de aplicación de 1,6 a 800 A y un poder de corte entre 16 y 150 kA (a 250V con dos polos en serie). La tensión asignada de servicio mínima es de 24 V CC.



Figura 5.19 Interruptores de caja moldeada Tmax.

11.4) Seccionadores de corriente continua

Para los circuitos de corriente continua se debe optar por un seccionador automático de este tipo de corriente. Dentro de los tipos constructivos de seccionadores automáticos se elige el de caja moldeada, típico en este tipo de instalaciones por su sencillez, su resistividad al ambiente exterior.

En el mercado se encuentran diversas marcas, aunque por la complejidad constructiva siempre es conveniente optar por aquellas más reconocidas para contar con un producto de buena calidad. En este caso se eligen seccionadores automáticos de ABB.

❖ Marca: **ABB**

Modelo: **TmaxPV**

Tmax PV es una nueva gama de la generación **T** de interruptores seccionadores tetrapolares, en versión fija, para aplicaciones con valores elevados de CC, adecuados para instalaciones fotovoltaicas.

Cumplen la norma IEC 60947-3, tienen una tensión nominal de aislamiento hasta 1150 V CC, intensidades de servicio hasta 1600 A y una intensidad nominal admisible de corta duración I_{cw} para 1 segundo hasta 19,2 kA.

La gama **Tmax PV** incluye seis tamaños distintos: del tamaño compacto T1D PV (que puede montarse sobre carril DIN) al T7D PV disponible en dos versiones, tanto con maneta de mando como con mando motor.

Los accesorios son los mismos que para la serie estándar. Toda la gama puede controlarse remotamente añadiendo mandos motores.



Figura 5.20 Seccionadores de caja moldeada Tmax PV.

11.5) Interruptor seccionador en corriente continua

Para los circuitos de corriente continua se debe optar por un interruptor seccionador automático de este tipo de corriente. Dentro de los tipos constructivos de interruptores seccionadores automáticos se elige el de caja moldeada, típico en este tipo de instalaciones.

En el mercado se encuentran muchas marcas, aunque por la complejidad constructiva siempre es conveniente optar por aquellas más reconocidas para contar con un producto de buena calidad. En este caso se eligen seccionadores automáticos de ABB.

❖ Marca: **ABB**

Modelo: **S800 PV-M**

El modelo **S800 PV M** ha sido especialmente concebido para su uso en aplicaciones FV. Es posible utilizarlo en redes hasta 1200 V CC.



Figura 5.21 Interruptor seccionador S800 PV-M.

11.6) Interruptores termomagnéticos

La elección del tipo de interruptor automático para la protección de una instalación en corriente continua depende esencialmente de varios criterios de selección: el tipo de red, la intensidad nominal que permite seleccionar el calibre, la tensión nominal que permite determinar el número de polos en serie que deben participar en el corte o la intensidad de cortocircuito máxima en el punto de instalación que permite definir el poder de corte.

❖ Marca: **ABB**

Modelo: **S280 UC Z**

La gama **S280 UC** de interruptores magnetotérmicos incluye un imán permanente en la cámara apagachispas que ayuda a extinguir un arco eléctrico hasta 484 V CC con $I_{cu} = 4,5$ kA. Sin embargo, este hecho establece polaridad en el interruptor automático, con lo cual, la alimentación debe conectarse específicamente a uno de los lados del interruptor. La conexión correcta entre la cadena y el inversor puede consultarse en el diagrama correspondiente

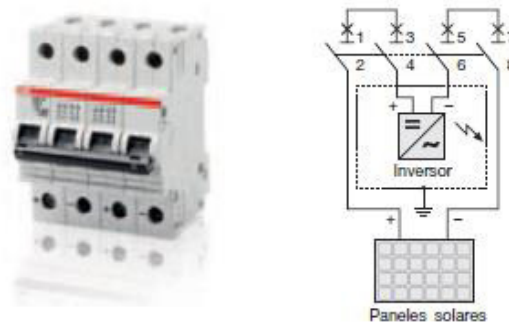


Figura 5.22 Interruptor termomagnético S280 UC Z.

❖ Marca: **Schneider Electric**

Modelo: **C32H-DC**

La familia **C32H-DC** es una gama de interruptores automáticos especial para utilizar en aplicaciones en redes de corriente continua como es el caso de instalaciones fotovoltaicas o alumbrado de seguridad, automatismos, electrólisis, telefonía, etc.



Figura 5.23 Interruptor termomagnético C32H-DC.

12) Protecciones

Lógicamente, la protección del sistema es fundamental para una correcta instalación y menester para garantizar una buena seguridad tanto para el personal competente al momento de realizar un mantenimiento, una operación o una reparación de los equipos, para las personas circundantes, así como para los dispositivos, los equipos y los propios paneles.

Tal lo desarrollado (ver Tópico 3), la falla principal que se produce en este tipo de instalaciones es la sobrecarga, por lo cual la protección principal será aquella que cumpla con esta función de protección.

12.1) Protección ante sobretensión

Existe una gama de protectores contra sobretensiones expresamente concebidos para sistemas fotovoltaicos tanto en la parte de corriente alterna como corriente continua protegiendo todos los componentes de la instalación (paneles, inversor, cables) contra los efectos de las sobretensiones transitorias.

Estos dispositivos se conectan aguas abajo hacia los paneles con una protección de corriente continua y aguas arriba hacia el tablero general con una protección de corriente alterna.

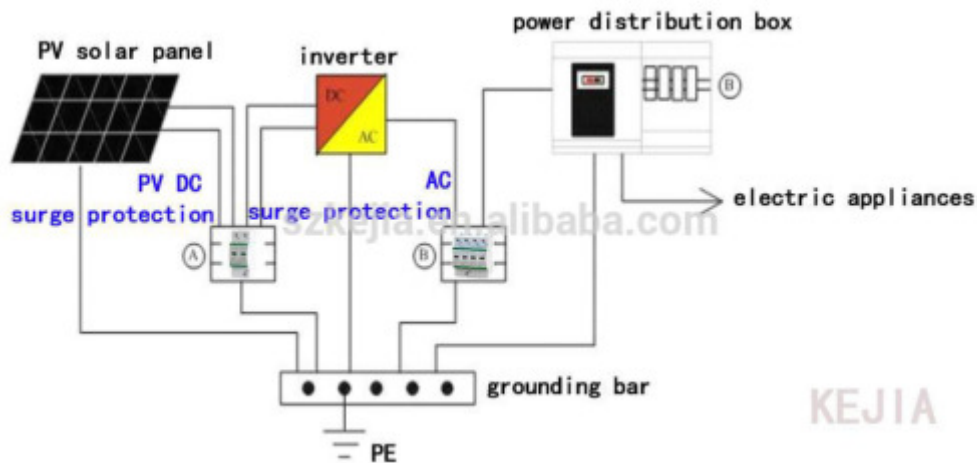


Figura 5.24 Conexión de protecciones contra sobrecarga.

En cuanto al inversor seleccionado, por ejemplo, ya está integrado por estos dispositivos de protección, tanto el de corriente alterna como el de corriente continua.



**DC overvoltage surge arresters ¹⁸ class 1+2
TRIO-50.0 wiring box -SY**

The DC overvoltage surge arresters installed in this wiring box model are of the CITEL DS60VGPV-1000 type. In the event of damage to the surge arresters caused by atmospheric agents, the protection device must be replaced as it is not equipped with interchangeable cartridges.



**AC overvoltage surge arresters ¹⁸ class 2
TRIO-50.0/60.0 wiring box -SX**

The AC surge arresters installed are type Dehn DG M TT 275 FM (or equivalent), composed of four interchangeable cartridges, type DG MOD 275 (D) and DG MOD NPE (C).

In the event of damage to the surge arresters caused by atmospheric agents, spare part kits may be ordered quoting code KIT SURGE AC SIDE TRIO

Figura 5.25 Protecciones incluidas en el inversor ABB Trio

Dispositivos semejantes a estos se pueden instalar en el sistema para la protección de los paneles, quizás los elementos más oportunos a proteger además del inversor.

A veces se utiliza la asociación de varistores en "Y" permite proteger instalaciones con tensiones en corriente continua de hasta 1000 V. Gracias a la desconexión térmica específica para sistemas fotovoltaicos, los equipos están protegidos en caso que se alcance el final de la vida útil del descargador.

- ❖ Marca: **ABB**
Modelo: **OVR PV**



Figura 5.26 Descargador OVR PV.

- ❖ Marca: **Schneider Electric**
Modelo: **PRD**



Limitador de sobretensiones PRD

Figura 5.27 Descargador PRD.

13) Accesorios

Se consideran en este apartado a todos aquellos materiales que no son parte fundamental para el funcionamiento y operación del sistema FV pero son necesarios e indispensables para una instalación correcta, segura y que, siguiendo con lo desarrollado a comienzos del presente tópico, cumpla con las normativas vigentes correspondientes.

Tomando este criterio en cuenta, quedará limitado del desarrollo al listado de materiales necesarios que se deben considerar sin abocarse a su selección, más que indicando las principales características que deba reunir, ya que no afecta de forma directa al funcionamiento del sistema.

13.1) Tableros

Tanto para el tablero general de corriente continua como para el tablero general de corriente alterna, en donde se montarán los relés, interruptores, borneras, y las protecciones correspondientes, los gabinetes utilizados seleccionados son los de tipo armario metálicos, tal como se predeterminó previamente. Para el caso de los tableros de corriente continua, en caso de instalaciones pequeñas se suele utilizar un tablero por cadena de paneles, pero en instalaciones un poco más grandes como este Proyecto esto no es tan conveniente por el espacio que implicaría destinar a tantos tableros, por lo cual se dispondrán dos tableros de corriente continua uno por cada inversor (ver Tópico 6). Los gabinetes serán de tipo estancos para módulo DIN con protección IP65. Cada uno de estos tableros contendrá los aparatos de maniobra, interruptores y seccionadores de corriente continua y las protecciones contra sobrecarga y sobretensiones de corriente continua. El acceso de cables se hará por el piso, mediante conductos de acero galvanizado y flexible con cubierta de PVC adecuada, que mantengan la condición de protección de grado IP65. Existe en el mercado un gran abanico de marcas y modelos de gabinetes de este tipo, útil para ser utilizados a la intemperie sin ser perjudicados por los efectos nocivos de las cambiantes condiciones atmosféricas y los rayos ultravioletas, condición que es muy importante en este Proyecto.



Figura 5.28 Gabinete estanco metálico para DIN IP65.

Para el caso del lado de corriente alterna, es decir aguas arriba de los inversores, generalmente se suele utilizar un tablero general por cada inversor, y aún en este tipo de Proyectos de gran tamaño, aunque siguiendo con el mismo criterio utilizado para los tableros de corriente continua, se dispondrá de un único tablero que albergue las conexiones de ambos inversores. Esto posibilita también una sencilla conexión aguas arriba hacia el aparataje general del sistema y el medidor. Por lo cual, se seleccionarán gabinetes de características semejantes a los seleccionados para los circuitos de corriente continua, estanco metálico para exterior, para rieles DIN y con grado de protección IP65.

13.2) Cajas de conexión

Las uniones y derivaciones del cableado exterior se realizarán en cajas preferentemente metálicas de acero galvanizado para uso en intemperie. Las dimensiones serán adecuadas teniendo en cuenta la necesidad de mantener un cableado ordenado y accesible. En el mercado existen, de la misma manera que los gabinetes, una gran variedad de ofertas de cajas. Actualmente los plásticos se han perfeccionado y permiten contar con este tipo de materiales aún en condiciones de ambiente exterior. Las cajas plásticas permiten también contar con la opción de tapas transparentes, útiles para facilitar el mantenimiento.

Se dispondrán entonces de cajas estancas de material termoplástico de alta resistencia al impacto, protección de rayos ultravioletas y libres de halógenos, con un grado de protección IP65 para garantizar una perfecta estanqueidad, con conos que permitan asegurar el grado de estanqueidad entrando directamente con el cable sin necesidad de utilizar un tubo de instalación rígido.



Figura 5.29 Caja de conexión plástica con cubierta transparente.

13.3) Cañerías

Las canalizaciones deberán mantenerse y considerarse como principio básico la segregación de los sistemas de modo que cualquier problema que afecte a uno de ellos no afecte al otro. Para cumplir con este objetivo y sin que pueda interpretarse como definición deberá considerarse, por ejemplo, la utilización de canalizaciones y zonas de tendido independientes, la obturación con materiales adecuados de las pasadas de bandejas y escalerillas a través de muros, losas y hacia los tableros.

Se dispondrán de canalizaciones a la vista, ya que facilita el montaje, evitando la obra de estructura, facilita la reposición y el mantenimiento y no existe riesgo de daño mecánico. Las canalizaciones en ductos serán metálicas en el ingreso a los tableros tanto de corriente continua como de corriente alterna y en tramos continuos próximos a los tableros y que estén en fuerte exposición al Sol.



Figura 5.30 Ejemplo de cañerías metálicas.

13.4) Accesorios de cableado

Para el cableado es menester contar con ciertos accesorios que son fundamentales para la conexión entre cables, a los paneles, a las protecciones, al aparataje, al sistema de puesta a tierra y cualquier otro elemento interviniente en la instalación.

Un producto indispensable para el armado de los tableros tanto de corriente alterna como de corriente continua y el conexionado de los equipos son las borneras. Las borneras deben ser de tipo de montaje para riel DIN, como suelen ser generalmente, adaptable a los gabinetes seleccionados. Se dispondrán de las diversas borneras que existen hoy en día para las diferentes aplicaciones como ser borneras de corriente, borneras de paso, borneras de puesta a tierra, borneras porta-fusibles, etc.

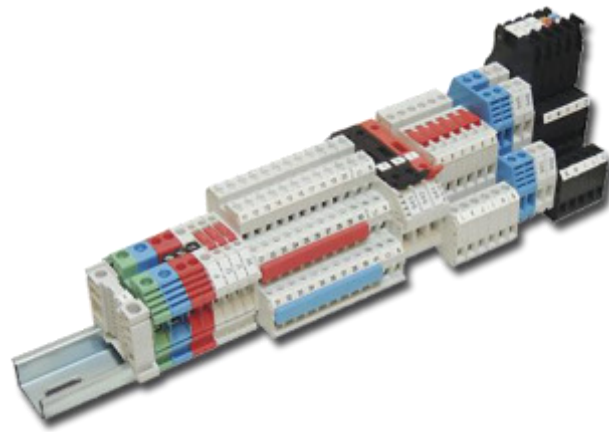


Figura 5.31 Ejemplo de borneras de riel DIN.

Fundamental para una instalación correcta y prolija son los terminales para cables y los conectores de borneras denominados en la jerga como peines.



Figura 5.32 Ejemplo de terminales ojal y horquilla.

De la misma manera la identificación de los cables y de todos los accesorios e incluso en los aparatos de maniobra y protección pequeños, es decir todo lo que está incluido dentro de los tableros tanto de corriente continua como de corriente alterna, es fundamental para una instalación prolija y de fácil mantenimiento.

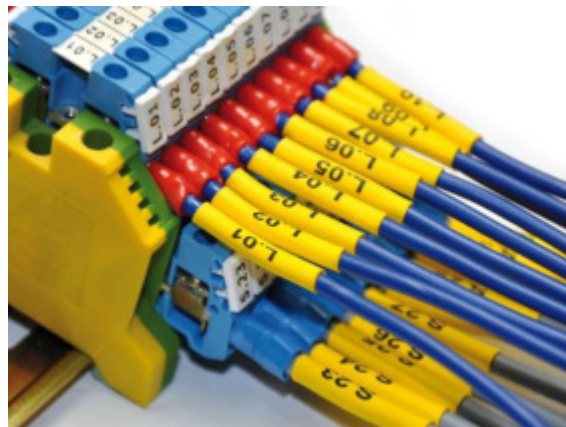


Figura 5.33 Ejemplo de identificación de cableado y borneras.

14) Bibliografía

- *Cuaderno de aplicaciones técnicas - Plantas Fotovoltaicas*, ABB.
- *Cuaderno tecnico- Plantas Fotovoltaicas*, Schneider.
- *Acabando con los mitos sobre las energías renovables*, MYTHBUSTERS. 2013
- *Análisis Comparativo De Inversores Fotovoltaicos*, Clara Ballesteros. Universidad Carlos III, 2012
- *Líderes en Energía Limpia: Países Top en Energía Renovable en Latinoamérica*, WWF Internacional. 2014
- *Celdas Fotovoltaicas En Generación Distribuida*, Soto Isidro Elvis. Universidad Católica de Chile, 2005
- *Curso de Energía Solar Fotovoltaica*, Fundación Energizar. 2018
- *Renovable, Opcion*, Or Dysac. [opcionrenovable.com.ar] publicado el: 3 de Agosto de 2015.
- *Tipos de Paneles Fotovoltaicos* [energiasrenovablesinfo.com] publicado el: 3 de Agosto de 2015
- *Reglamento*, Edesur. [edesur.com] publicado el: 3 de Agosto de 2015
- *Catálogo Productos*, Famatel. 2019
- *Catálogo Productos*, Forli. 2019
- *Catálogo Productos*, LCT - La Casa de los Terminales. 2019
- *Catálogo TRIO 50.0*, ABB. 2018
- *Aparatos de Maniobra BT*, ABB. 2018
- *Catálogo BT*, Prysmian. 2013
- *Catálogo Paneles*, Atersa. 2019
- *Catálogo Medidores*, Elster. 2019
- *Catálogo Soluciones Fotovoltaicas*, SolarTec. 2019
- *Energías Renovables*, Cátedra UTN FRA. 2014
- *Energías Renovables*, Cátedra UBA. 2015
- *Instalaciones eléctricas y Luminotecnia*, Cátedra UTN FRA. 2014



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 6 – Dimensionamiento Eléctrico

Alumnos:

Heguis, Braian

Giménez, Matías Francisco

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	3
2) Montaje de Paneles.....	4
3) Conexiones.....	6
3.1) Esquema Unifilar	6
3.1.1 Diagrama Unifilar.....	8
4) Disposición de la Instalación del Sistema	9
4.1) Disposición dimensional	9
4.1.1 Disposición por sombra propia.....	9
4.1.2 Disposición de la matriz.....	10
4.2) Disposición del cableado de Paneles.....	11
4.3) Disposición del cableado de los Inversores	12
4.4) Disposición del cableado (vista superior)	13
5) Disposición final	14
6) Bibliografía.....	16

1) Objeto

El objeto que posee el presente documento es el desarrollo de la conexión tanto entre las propias cadenas de paneles fotovoltaicos como entre estas y los inversores y los diversos equipamientos hasta la entrada de energía eléctrica desde la red.

A su vez, se expondrán las disposiciones que existirán para el montaje de los paneles (y los correspondientes soportes) por sobre la superficie del techo del edificio. Esto último permitirá dar una noción muy clara a través de diversas vistas de cómo será la disposición final de la instalación y obtener de esta sus conclusiones a desarrollarse.

2) Montaje de Paneles

Tal como se ha desarrollado en el precedente Tópico 5, en cuanto a la selección tanto de los paneles como de las estructuras soporte de estos, y por otro lado a la determinación del ángulo de inclinación azimut se procede al desarrollo esquemático del montaje de la placa fotovoltaica sobre el soporte.

Esto permitirá visualizar la estructura individual del panel completo para luego desarrollar la disposición del montaje de las cadenas y su interconexión.

De acuerdo con lo establecido previamente, entonces, la placa del panel fotovoltaico seleccionado A300-P posee unas dimensiones de 1965x990 mm. Este se dispondrá de forma horizontal con respecto al plano del terreno de la azotea, dando así una menor proyección de sombra propia en comparación con una posición vertical, lo que permitirá una menor distancia entre los paneles que se encuentren por delante y por detrás, optimizando así la disposición de las cadenas sobre la superficie.

De acuerdo así con los soportes seleccionados de la marca Sun Nest, el modelo elegido SNM3 es apto para tres paneles dispuestos de forma vertical, aunque, siguiendo con lo dicho anteriormente, las placas se dispondrán horizontalmente, haciendo que se disponga de un soporte para cada panel. Esto, si bien aumenta el número de soportes a considerar para la instalación del sistema, simplifica mucho el montaje y la obra en general. El fabricante permite modificaciones básicas en las dimensiones de la estructura, lo que ofrece una libertad de selección según los cálculos realizados. El pedido se hace con dimensiones de 1580 mm entre patas delanteras y traseras entre sí y 1250 mm entre las patas delanteras y las traseras. Y un ángulo de inclinación de 20 grados. La primera dimensión permite una estabilidad ideal para el largo de la placa, mientras que la segunda corresponde a la medida standard, verificando que esta pueda sostener de manera correcta la placa con el ángulo de inclinación seleccionado. Con el ángulo de 20 grados y las dimensiones de la placa, se obtiene una estructura de 672 mm de alto, al que se debe adicionar la altura de las patas, regulables según fabricante. Se aconseja que no sea nula, permitiendo por un lado así una corriente de aire por la parte inferior, lo que evita problemas en las presiones de aire que impacta sobre la placa, y consecuentemente la limpieza, evitando la acumulación de basura y restos que puedan provocar sombra sobre el panel. La altura de las patas debe ser la misma en todas las estructuras para asegurar la distancia correspondiente entre las filas de paneles evitando sombra propia.

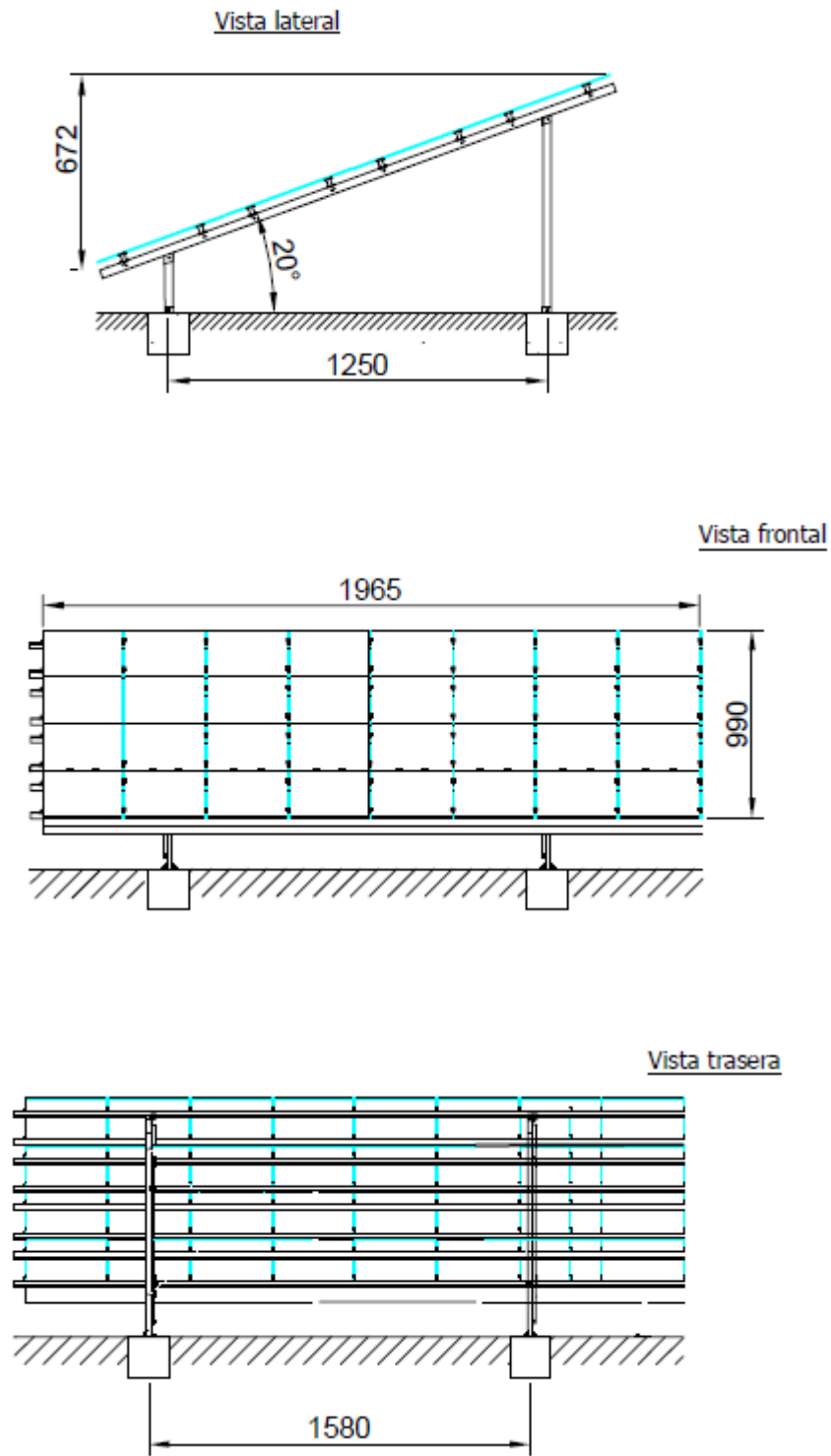


Figura 6.1 Vistas de Panel con Soporte

3) Conexiones

Tal como se desarrolló en el Tópico precedente, la conexión del sistema es bastante sencilla en primer lugar porque particularmente esta solución carece de una cantidad grande de aparatajes y equipos, ya que los elementos seleccionados a utilizar son de una tecnología tal que posibilita contar con un numero de elementos reducido a cualquier otra instalación de semejante envergadura. Y en segundo lugar debido a la simplicidad que se la ha buscado conseguir en este Proyecto a fin de demostrar la posibilidad de contar con un sistema de este tipo en instalaciones particulares sin menester de recurrir a enormes inversiones y pocas retribuciones.

3.1) Esquema Unifilar

A continuación se expone el esquema unifilar eléctrico de la instalación desde las cadenas de paneles, pasando por los inversores, los módulos de entrada y los de salida, el tablero general hasta llegar a la alimentación de la red por parte de la compañía distribuidora.

Específicamente se observan los símbolos que representan cada una de las cadenas (compuestas por diecisiete paneles fotovoltaicos A300-P en serie) tomadas de a diez, cableadas hacia el módulo de entrada del inversor TRIO 50.0 (módulo DC) mediante cables aptos para soluciones fotovoltaicas PVF-1 de 2x4mm².

El inversor de ABB TRIO 50.0 contiene en sí mismo, en su módulo de corriente continua, una serie de fusibles adaptables por el cliente a la solución particular para la entrada de terminales desde las cadenas de paneles, de lo que se ha optado por un calibre de 20 Amper. La llave seccionadora del módulo quedó definida con un calibre de 200 Amper y 1000 voltios de corriente continua.

Se pasa así hacia el módulo central del inversor, que compone al inversor corriente continua – corriente alterna propiamente dicho.

El TRIO 50.0 contiene en su módulo de salida una protección termomagnética y un interruptor diferencial. Se ha seleccionado que estos sean tetrapolares de 100 Amper.

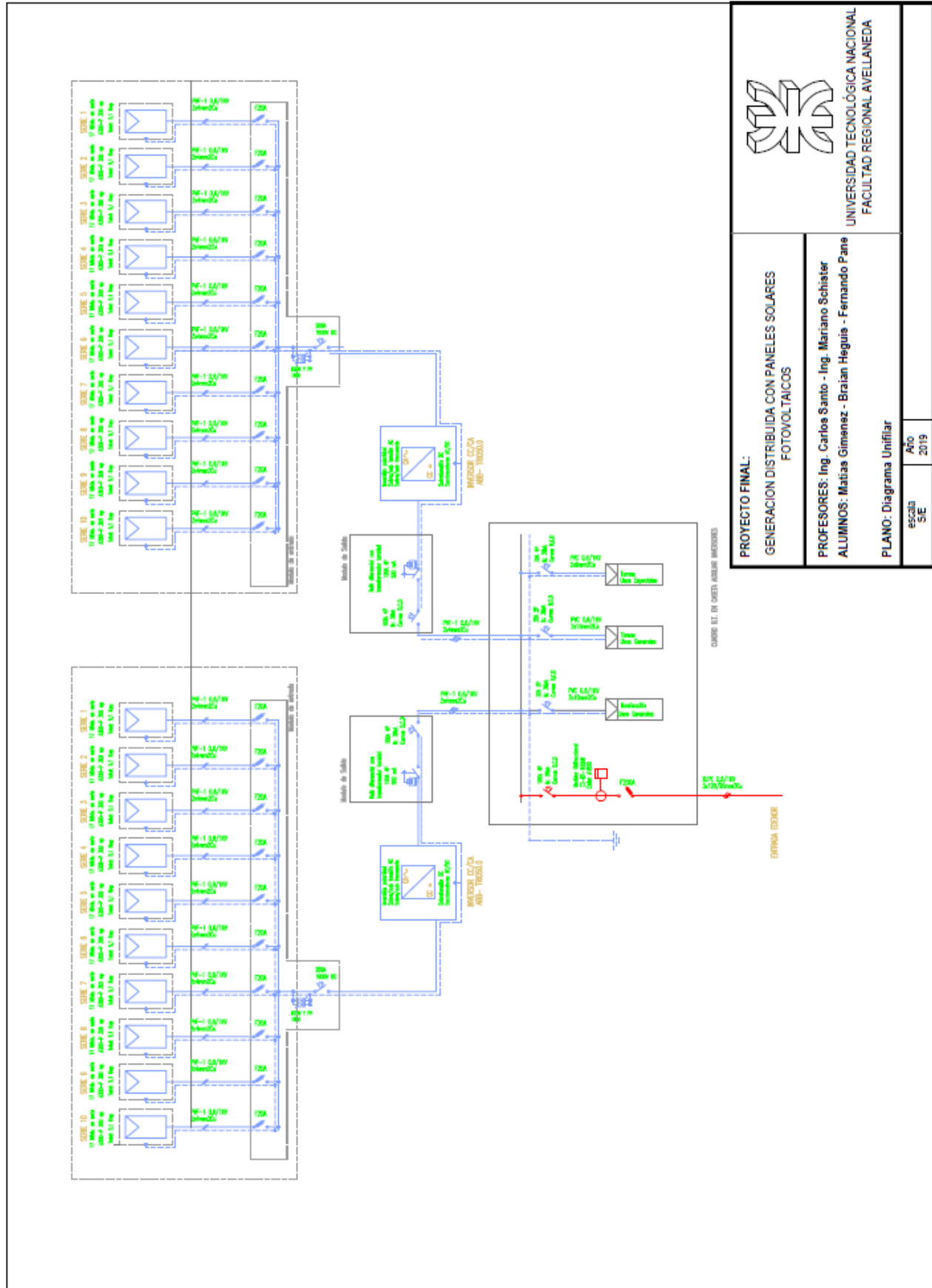
Todo esto, por supuesto que se da por duplicado, ya que nuestro sistema consta de veinte cadenas distribuidas en dos inversores, con conexiones y especificaciones equivalentes.

La salida de ambos módulos de corriente alterna, es decir las salidas de los inversores, se conectarán mediante cable PVF-1 de 2x4mm² al tablero general de la instalación.

Este tablero será compuesto de forma tradicional, mediante interruptores termomagnéticos bipolares para cada alimentación de los circuitos básicos de tomas e iluminación de usos generales. En el diagrama se observan llaves termomagnéticas de 32 Amper y una salida en cable convencional de PVC 2x10mm². Se observa asimismo una salida para la alimentación de las tomas de usos generales con una llave termomagnética tetrapolar de 32 Amper y una salida en cable de 2x6mm². En este tipo de edificios, de uso comercial para oficinas, este circuito se utiliza generalmente para la conexión eléctrica de los servicios generales.

De la misma forma que los tableros generales convencionales, como entrada de alimentación, en paralelo con la alimentación proveniente de la generación fotovoltaica, se conectará la alimentación proveniente de la empresa distribuidora, que se conecta mediante un interruptor termomagnético tetrapolar de 160 Amper. Pasando por el seleccionado medidor bidireccional trifásico de baja tensión Elster A1800 y un fusible de 200 Amper, comúnmente utilizado para las acometidas por la empresa Edenor mediante cable reticulado de 3x120/95mm² XLPE.

3.1.1 Diagrama Unifilar



 UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA	
PROYECTO FINAL: GENERACION DISTRIBUIDA CON PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS	
PROFESORES: Ing. Carlos Santo - Ing. Mariano Schiaster ALUMINOS: Matias Gimenez - Braian Heguis - Fernando Pane	
PLANO: Diagrama Unifilar	
escala S/E	Año 2019

4) Disposición de la Instalación del Sistema

Si bien la conexión entre paneles en serie para conformar cada una de las cadenas como la conexión de las diez cadenas que acometen a cada inversor son sencillas y se ha buscado que así sea para su simpleza en la obra de instalación, la gran cantidad de paneles que se montan y la superficie (por supuesto ya determinada) con la que se cuenta, hacen que el cableado sea algo complejo de determinar.

Por lo que se comienza seleccionando la mejor disposición de los paneles sobre la superficie, sabiendo: el número de placas, las dimensiones de cada placa (con su soporte), la distancia entre filas para garantizar la no sombra propia, y las dimensiones de la misma superficie utilizable de la azotea.

4.1) Disposición dimensional

Con todo lo anterior mencionado ya determinado, solo resta conocer la distancia que debe haber entre las filas de paneles para evitar la sombra propia entre las mismas filas. Conociendo ya las dimensiones de la placa con el soporte correspondientes y las medidas de su montaje, se procede al cálculo de distancia desarrollado en el Tópico 3.

4.1.1 Disposición por sombra propia

Siguiendo con el cálculo expreso en el Tópico 3 y reemplazando los datos ya obtenidos, se obtiene la distancia mínima entre filas.

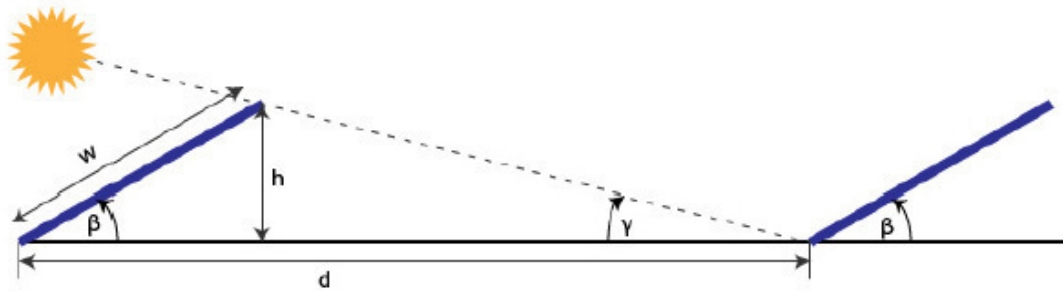
$$d_{min} = w \cdot \cos(\beta) + \frac{w \cdot \sin(\beta)}{\tan(\gamma)}$$

Dónde:

- w : Longitud de un panel solar [m].
- β : Ángulo de inclinación de los paneles solares.
- γ : Ángulo mínimo de incidencia del sol.
- D_{min} : Distancia mínima de separación entre filas de paneles [m].

$$d_{min} = [0.99m \cdot \cos(20^\circ) + 0.99m \cdot \sin(20^\circ)] / \tan(15^\circ)$$

$$d_{min} = 1.50 \text{ m}$$



Se obtiene así una distancia mínima entre filas de 1,50 metros aproximadamente, la cual se va a adoptar para el montaje, para optimizar lo mejor posible la superficie utilizable de la azotea.

4.1.2 Disposición de la matriz

De acuerdo con lo establecido en el precedente Tópico 5, la disposición de los paneles se hará en forma normal a la superficie rectangular de la azotea, por lo cual se facilita la disposición de estos en una matriz de filas y columnas.

La distribución de la matriz debe permitir que el acceso del personal sea apto y seguro por lo cual se opta por dividir la matriz en dos mitades, un ala derecha y un ala izquierda, con un boulevard intermedio de 2,50 metros.

De los 340 paneles de la instalación, cada ala contendrá entonces 170 placas. El ancho de las alas de paneles será el ancho de la superficie utilizable de la azotea menos el boulevard, y sabiendo que el ancho de la placa es de 1965 mm, cada ala podrá tener en su ancho hasta 6 paneles. Se opta por 5 paneles para poder tener un mejor y más seguro acceso a la hora del montaje. Para contar con las 170 placas, cada ala, con filas de 5 paneles cada una, se requieren unas 34 filas.

Por ende, se tienen dos alas de 34 filas de 10 paneles a lo ancho del terreno, 5 por cada ala.

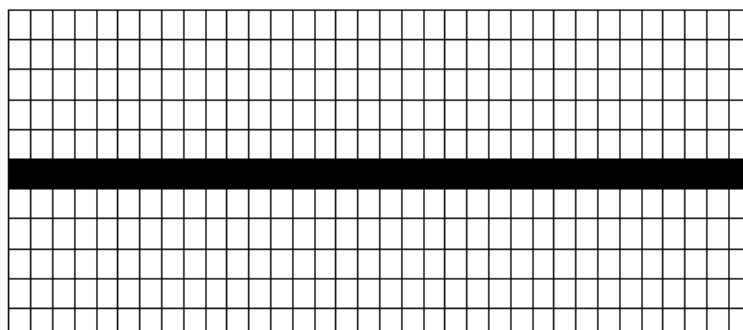


Figura 6.2 Matriz de Paneles

4.2) Disposición del cableado de Paneles

Una vez obtenida la matriz de paneles sobre la superficie utilizable de la azotea del edificio, se procede a la disposición del cableado entre paneles para la conformación de las cadenas y su conexión a los inversores.

Se sabe que el sistema dispone de dos inversores a los cuales se conectan diez cadenas de diecisiete paneles cada una. Es decir, para cada cadena se deben conectar en serie 17 paneles. Aquí se pueden determinar decenas de formas de conexión diversas, lo importante es optar por un cableado que sea sencillo de realizar, para una obra simple, que no dificulte las conexiones, que evite 'bucles' de cable, que evite cañerías por demás, que sea comprensible para cuando se necesite un mantenimiento, y a la vez que optimice la cantidad de cable utilizado, para evitar con esto costos elevados de material y una caída de tensión considerable por longitud de conductor.

La matriz es de forma rectangular, y para que luego se obtenga una distancia adecuada simétricamente hacia los inversores, cada inversor toma como área medio rectángulo de la matriz, es decir 17 filas tanto del ala derecha como del ala izquierda, ósea 85 paneles por cada ala.

Así, y en base a la matriz adoptada, una de las mejores soluciones para el cableado de paneles es la de tipo <lineal vertical> la cual, cada cadena se conforma por un panel de todas las columnas de las alas. Como hay 17 filas por área del inversor, la cadena tendrá sus 17 paneles. Como cada ala tiene 5 columnas, el inversor tiene así sus diez cadenas.

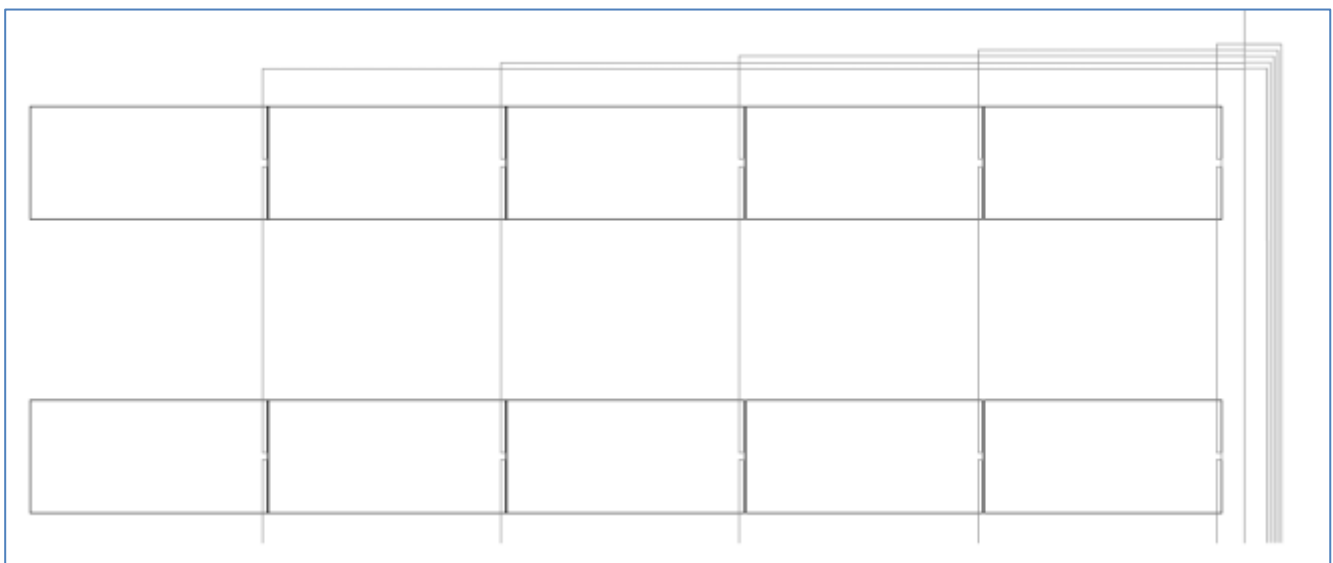


Figura 6.3 Vista de Conexión de Paneles

4.3) Disposición del cableado de los Inversores

Como se mencionó anteriormente, los inversores, serán ubicados en una posición simétricamente conveniente dentro del espacio que conforma su área, es decir el medio rectángulo de la superficie utilizable de la azotea del edificio. Esto se da en el propio centro del medio rectángulo, sobre el boulevard dispuesto en el medio, entre ambas alas. Por supuesto que ubicarlo en el centro del ancho del boulevard no es conveniente debido a la incomodidad al paso del personal, por lo cual se dispondrán sobre un costado del pasillo indistintamente.

El TRIO 50.0 de ABB es un módulo para montaje sobre pared, y esto es algo con lo que no se cuenta sobre la azotea del edificio, por lo cual, para este caso en particular, se deberán construir dos pilares o columnas (cemento o chapa de acero galvanizada) que puedan soportar el gabinete.

Al inversor entonces 'entran' y 'salen' dos grupos de cables, los cuales representan los lazos de cada una de las cadenas. Salen los dos grupos ubicados en la parte superior en la figura 6.4, con polaridad positiva, un grupo hacia un ala y otro hacia la otra ala. Entran dos grupos, ubicados en la parte inferior de la figura, con polaridad negativa, también uno hacia cada ala.

Las cañerías para los cableados y los terminales son los desarrollados en el precedente Tópico 5.

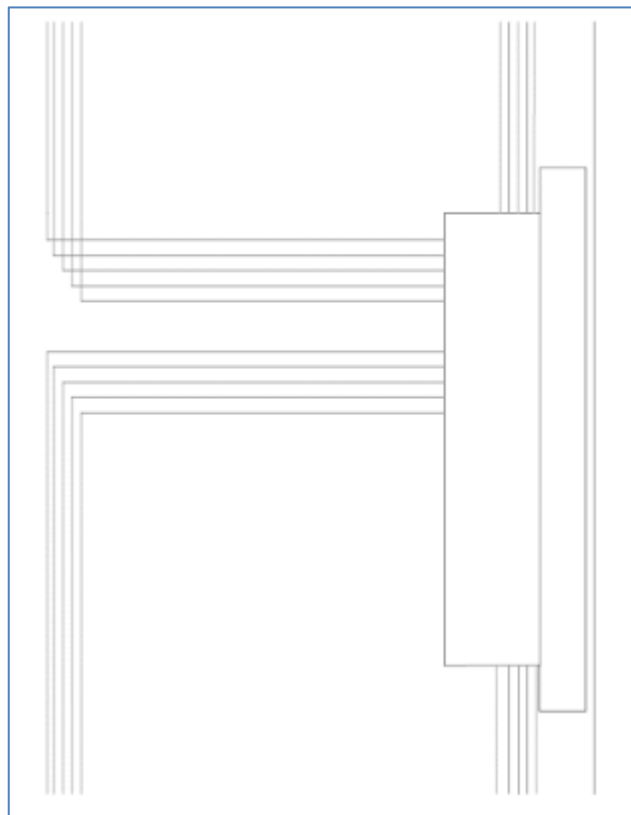


Figura 6.4 Vista de entradas Inversor

4.4) Disposición del cableado (vista superior)

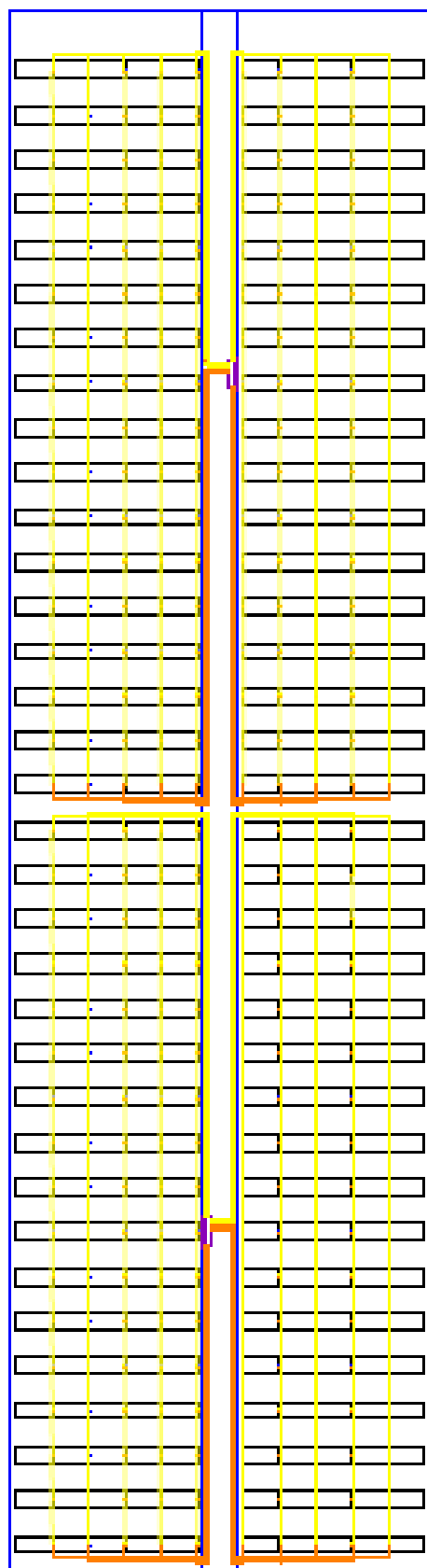


Figura 6.5 Vista superior cableado Paneles

5) Disposición final

En la figura 6.6 se observa un esquema de la superficie del edificio del Proyecto y su manzanado correspondiente ya con el sistema fotovoltaico instalado. Esto podrá dar noción de la dimensión de la instalación.



Figura 6.6 Vista superficie edificio con instalación FV

Asimismo, en la figura 6.7 se observa una vista aérea satelital del edificio con el sistema fotovoltaico ya instalado. Se puede concluir que toda la superficie del techo es utilizada para la disposición de los paneles, optimizando el espacio disponible y obteniendo una instalación prolija y agradable visualmente. De la misma manera se observa que a priori no hay incidencia alguna de sombra estructural por el propio edificio o por edificaciones, estructuras o arboledas aledañas.



Figura 6.7 Vista aérea edificio con instalación FV

6) Bibliografía

- *Cuaderno de aplicaciones técnicas - Plantas Fotovoltaicas*, ABB. 2018
- *Cuaderno técnico - Plantas Fotovoltaicas*, Schneider.
- *Acabando con los mitos sobre las energías renovables*, MYTHBUSTERS. 2013
- *Análisis Comparativo De Inversores Fotovoltaicos*, Clara Ballesteros. Universidad Carlos III de Madrid, 2012.
- *Celdas Fotovoltaicas En Generación Distribuida*, Isidro Soto. Universidad Católica de Chile, 2005.
- *Líderes en Energía Limpia: Países Top en Energía Renovable en Latinoamérica*, WWF INTERNACIONAL. 2014
- *Renovable, Opcion*, Or Dysac. 2015. [opcionrenovable.com.ar]
- *Energías Renovables*, Cátedra UTN FRA. 2014
- *Energías Renovables*, Cátedra FI UBA. 2015
- *Instalaciones eléctricas y Luminotecnia*, Cátedra UTN FRA. 2014



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 7 – Estudio Económico

Alumnos:

Heguis, Braian

Giménez, Matías Francisco

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	3
2) Descripción	3
3) Consumo Eléctrico.....	4
4) Liquidación.....	6
5) Proyección de costos	8
6) Balance Energético	10
7) Cálculo económico	13
7.1) Costos del Sistema fotovoltaico	13
7.2) Costos de reposición de equipos.....	14
7.3) Costos de mantenimiento	16
8) Alternativa de Cámara Transformadora	18
9) Flujo de fondos.....	19
10) Resumen y Conclusiones	22
11) Bibliografía.....	23

1) Objeto

El objetivo del siguiente tópico es obtener mediante el estudio económico, detallando todos los costos del sistema y su proyección durante los años, el retorno de inversión y realizar un análisis comparativo observando las ventajas y desventajas técnico-económicas del proyecto, garantizando su viabilidad.

2) Descripción

El desarrollo del tópico se llevará a cabo en tres partes, la primera el estudio del edificio sin la aplicación del sistema solar, explicando el consumo actual y los costos. En una segunda parte se estudiará la generación solar posible con el sistema aplicado para conocer la energía neta que se obtiene durante el día y la estimada para los años siguientes. Y por último se estudiarán los ahorros de energía al aplicar el sistema al edificio observando qué costos se reducirían.

Para desarrollar el siguiente tópico es necesario exponer los consumos energéticos del edificio antes y después de la instalación del sistema fotovoltaico para así poder realizar la comparación que demuestre si se ha logrado un ahorro en la energía suministrada por la distribuidora y por consiguiente sea posible una venta de excedente.

También se calculará la inversión inicial del sistema, dato fundamental para la viabilidad del Proyecto, teniendo en cuenta la construcción y puesta en servicio del equipo fotovoltaico.

3) Consumo Eléctrico

El edificio tomado como ejemplo tiene en la actualidad un suministro de tarifa T3, y debido a la ubicación geográfica dentro del Partido de Vicente López el mismo es suministrado por la empresa distribuidora Edenor SA.

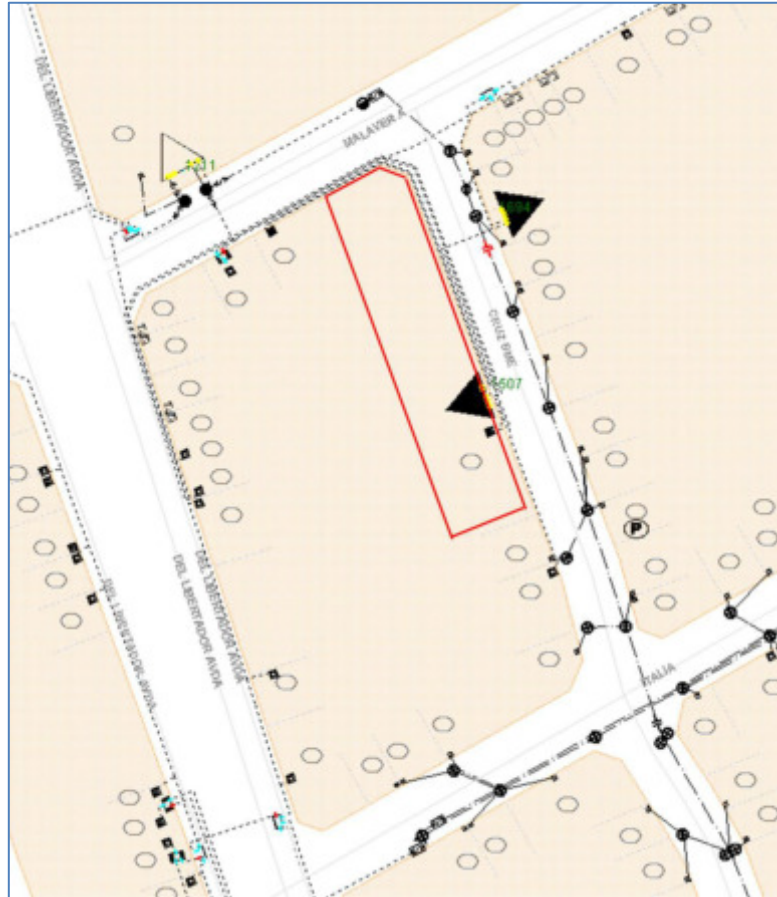


Figura 7.1 Red de BT y suministro del edificio.

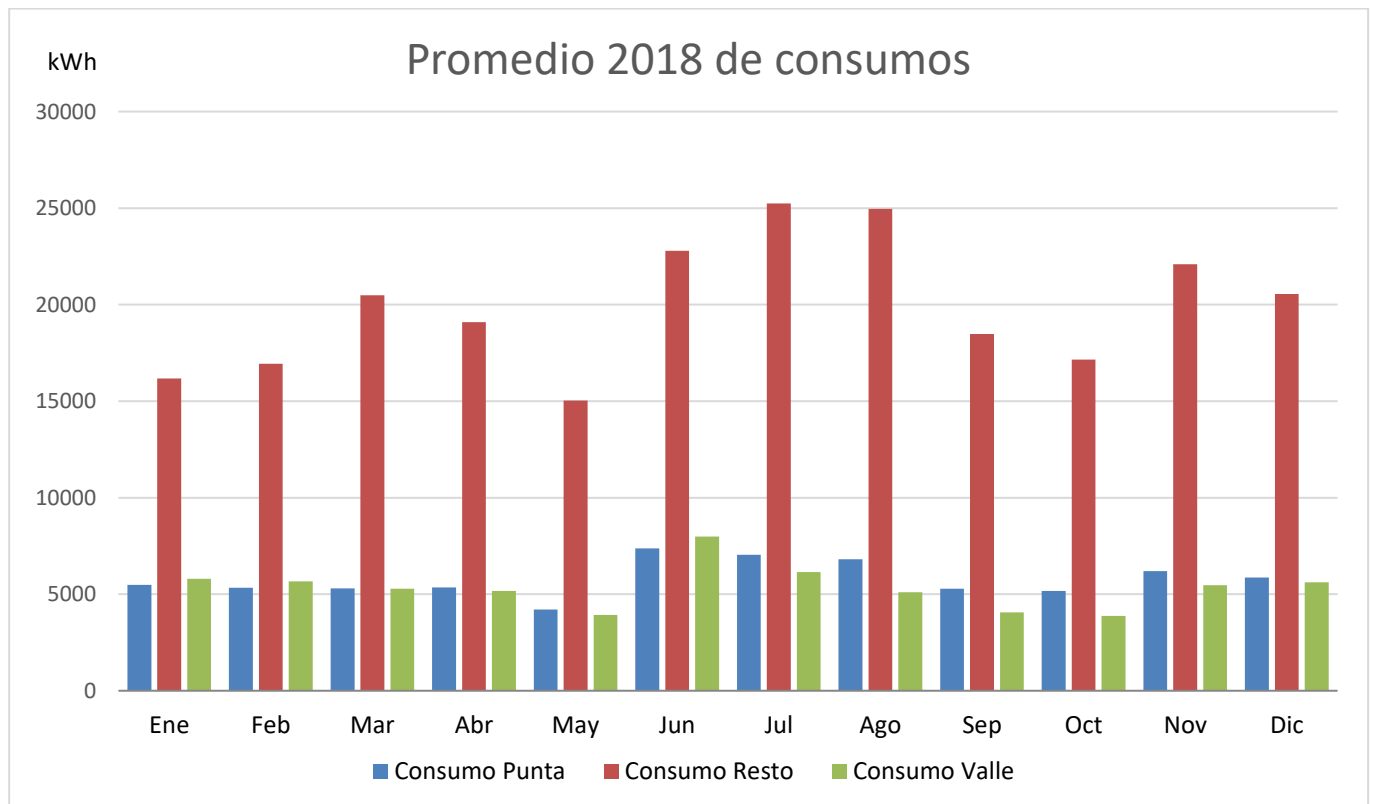
A continuación, se observa el detalle de la potencia contratada y los consumos que esta cuenta ha tenido a lo largo del 2018 en forma mensual, información recolectada a partir de las facturas de la empresa.

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
<i>Potencia contratada [kW]</i>	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
<i>Potencia punta [kW]</i>	86	92	74	75	66	93	97	93	69	75	85	73
<i>Potencia Fuera de punta [kW]</i>	110	109	110	118	104	117	182	167	124	108	147	126
<i>Consumo punta [kWh]</i>	5490	5327	5305	5351	4210	7377	7041	6811	5292	5168	6197	5860
<i>Consumo resto [kWh]</i>	16167	16939	20477	19095	15032	22793	25239	24960	18472	17147	22097	20555
<i>Consumo valle [kWh]</i>	5795	5663	5286	5168	3931	7992	6149	5108	4062	3878	5469	5621

De la tabla de datos anterior se puede observar que esta cuenta tiene un contrato hecho con Edenor por 270 kW, y el edificio tiene gran parte de su consumo durante las horas de resto, es decir desde las 6 hasta las 18 horas aproximadamente, y en las horas de punta y de valle (18 a 23 hs y 23 a 6 hs respectivamente) el consumo es mucho menor, cerca del 27%. Esto es totalmente razonable ya que el destino del edificio es comercial, por lo cual el horario de actividad se da en la franja de resto, mientras que tanto en la franja de punta como en la franja de valle la actividad cesa y solo permanecen parte de los servicios generales.

Llevando estos datos a un gráfico de barras es más sencillo visualizar la evolución que ha tenido el consumo a lo largo de los meses del año. De allí se observa que los mayores consumos se dan durante los meses invernales llegando a los 25 MWh. En los meses de las estaciones intermedias se registran consumos bajos de hasta casi 15 MWh. Durante los meses que están o fueron próximos al verano (marzo, noviembre), es decir donde aún persisten temperaturas elevadas, el consumo nuevamente asciende y logra estar por encima de los 20 MWh. Se da la particularidad que en los dos primeros meses del año se registran consumos bajos, muy poco por encima de los mínimos anuales.

Todo esto anterior es completamente comprensible si, igual que en el análisis previo, se tiene en cuenta que el edificio es de uso comercial. Esto en principio daría a suponer que, como la actividad de oficina es constante durante todo el año, el consumo sería constante también, pero se observa lo contrario. Se entiende que tanto en los meses de verano como en los de invierno se registren los mayores consumos dado por el uso de la calefacción y la refrigeración, con la excepción de los meses de enero y febrero en los que el consumo baja por la baja de la actividad debido a la época de vacaciones.



4) Liquidación

Se ha recolectado la información de la liquidación de las facturas mensuales del edificio a lo largo del año 2018 y se proyecta en el gráfico siguiente. Esta información es útil para poder observar y a partir de estos realizar el análisis de costos.



Se debe aclarar que, dentro de esta variación de precios, existió también durante el año 2018 una variación de los valores del cuadro tarifario vigente debido al aumento del costo de la energía.

El cuadro tarifario vigente de la distribuidora EDENOR SA es el siguiente.

Tarifa 3 (Grandes Demandas)		Pot < a 300 kW	Pot = > a 300 kW
Concepto	Unidad	Valor	Valor
• Baja Tensión			
Cargo Fijo	\$/mes	3,037,75	3,037,75
Cargo Potencia Contratada	\$/kW-mes	319,91	319,91
Cargo Potencia Adquirida	\$/kW-mes	9,49	9,49
Cargo Variable Pico	\$/kWh	1,741	2,658
Cargo Variable Resto	\$/kWh	1,662	2,535
Cargo Variable Valle	\$/kWh	1,583	2,412

Como el sistema fotovoltaico solo potencia durante el periodo de resto (horal Sol) se toma, para poder proyectar los costos, solo el valor de la energía consumida en ese periodo.

Se observa en la siguiente tabla la información de la liquidación mensual en su detalle diferenciando los cargos fijos y los cargos variables correspondientes a los costos de la potencia adquirida, la potencia contratada, la energía consumida dentro de la franja horaria de consumo pico, la consumida dentro de la franja de resto (que es la que interesa en este Proyecto) y la energía consumida dentro de la franja de valle. A su vez de detallan los diversos impuestos que conforman la liquidación incluyendo el IVA, hasta llegar al valor total por mes que se expuso previamente.

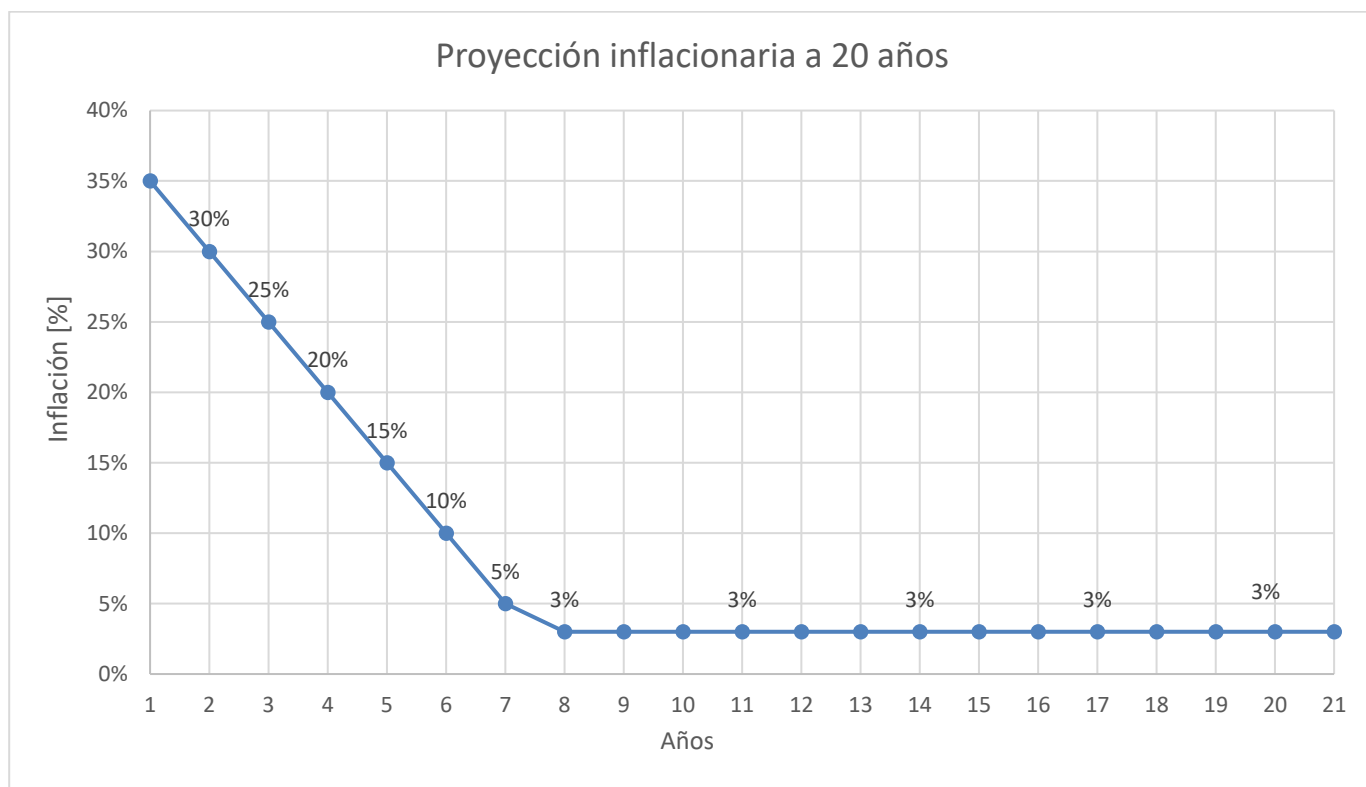
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
<i>Potencia contratada [kW]</i>	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
<i>Potencia punta [kW]</i>	86	92	74	75	66	93	97	93	69	75	85	73
<i>Potencia Fuera de punta [kW]</i>	110	109	110	118	104	117	182	167	124	108	147	126
<i>Consumo punta [kWh]</i>	5490	5327	5305	5351	4210	7377	7041	6811	5292	5168	6197	5860
<i>Consumo resto [kWh]</i>	16167	16939	20477	19095	15032	22793	25239	24960	18472	17147	22097	20555
<i>Consumo valle [kWh]</i>	5795	5663	5286	5168	3931	7992	6149	5108	4062	3878	5469	5621
<i>Consumo Total [kWh]</i>	27452	27929	31068	29614	23173	38162	38429	36879	27826	26193	33763	32036
<i>Cargo fijo [\$/mes]</i>	2588,15	2814,69	2814,69	2814,69	2814,69	2814,69	2814,69	3037,75	3037,75	3037,75	3037,75	3037,75
<i>Cargo por potencia adquirida [\$/kW]</i>	34,22	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99	9,49	9,49	9,49	9,49	9,49
<i>Cargo por potencia contratada [\$/kW]</i>	272,92	296,42	296,42	296,42	296,42	296,42	296,42	319,91	319,91	319,91	319,91	319,91
<i>Cargo variable Pico [\$/kWh]</i>	1,019	1,289	1,289	1,289	1,289	1,289	1,289	1,741	1,741	1,741	1,741	1,741
<i>Cargo variable Resto [\$/kWh]</i>	0,972	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,662	1,662	1,662	1,662	1,662
<i>Cargo variable Valle [\$/kWh]</i>	0,924	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,172	1,583	1,583	1,583	1,583	1,583
<i>RES SE N 1866/05</i>	111,46	113,39	126,14	120,23	94,08	154,94	156,02	149,73	112,97	106,34	137,08	130,07
<i>Contribución municipal + provincial</i>	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%
<i>IVA</i>	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%	27%
<i>Ajustes incluidos</i>	14513,11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total [\$]	157.716,7	157.696,8	162.841,1	160.561,0	149.854,5	174.640,0	175.372,1	204.552,4	183.734,2	179.889,5	197.234,7	193.058,3

5) Proyección de costos

Un dato a tener en cuenta, de relevante importancia en este tipo de economía actual, es la inflación, que afectará lógicamente el estudio impactando en la amortiguación y por ende la viabilidad del Proyecto.

A continuación se observa en un gráfico la evolución de la inflación a partir del año en curso hasta los siguientes veinte años. La inflación de los primeros cinco años son datos oficiales de las proyecciones hechas por el Banco Central de la República Argentina, los cinco años siguientes son perspectivas del actual poder ejecutivo, y los últimos años fueron tomados constantes por carecer de información que posibilite una proyección a tan largo plazo.

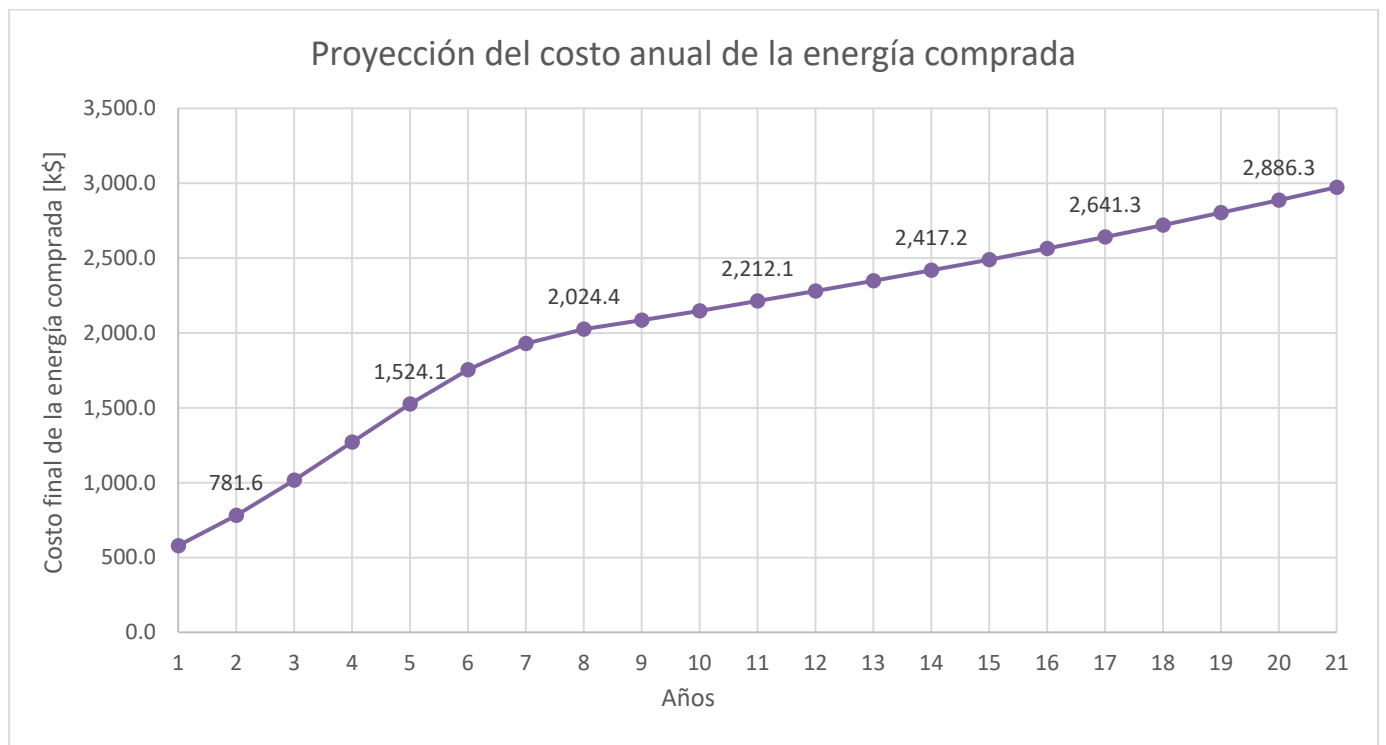
Por supuesto que estos valores son proyecciones que muy posiblemente no sean los reales a futuro, pero son menester tomarlos y tenerlos en consideración para el presente análisis.



Se observa que la inflación es una variable que impactará fuerte durante los primeros años del Proyecto, cesando a media vida útil de la instalación, logrando alcanzar de forma equilibrada un valor muy bajo que poco tendría consideración para los últimos diez años de funcionamiento del sistema.

Otro dato que se debe tener en cuenta, que obviamente es de fundamental importancia conocer, es el costo anual de la energía al valor que compra el usuario y su proyección desde el año en curso hacia los próximos veinte años.

Los valores expuestos para los primeros diez años son datos recojidos desde la empresa distribuidora y la Secretaría de Energía de la Nación (variables de ajuste tanto por inflación anual como por quita de subsidios prevista a las compañías distribuidoras que se ven reflejadas en aumento de costos de la energía para el usuario final). Los valores expuestos para los últimos diez años son valores extrapolados a partir de los diez años previos ya que no se cuenta con información a tan largo plazo pero son menester tomarlos y tenerlos en consideración para el presente análisis.



Se observa de la gráfica que el crecimiento mantiene una crecimiento lineal durante los primeros cinco o seis años bastante fuerte a razón de unos quinientos mil pesos promedio anual, deteniendose a un aumento lineal de menor pendiente a partir del año siete en adelante.

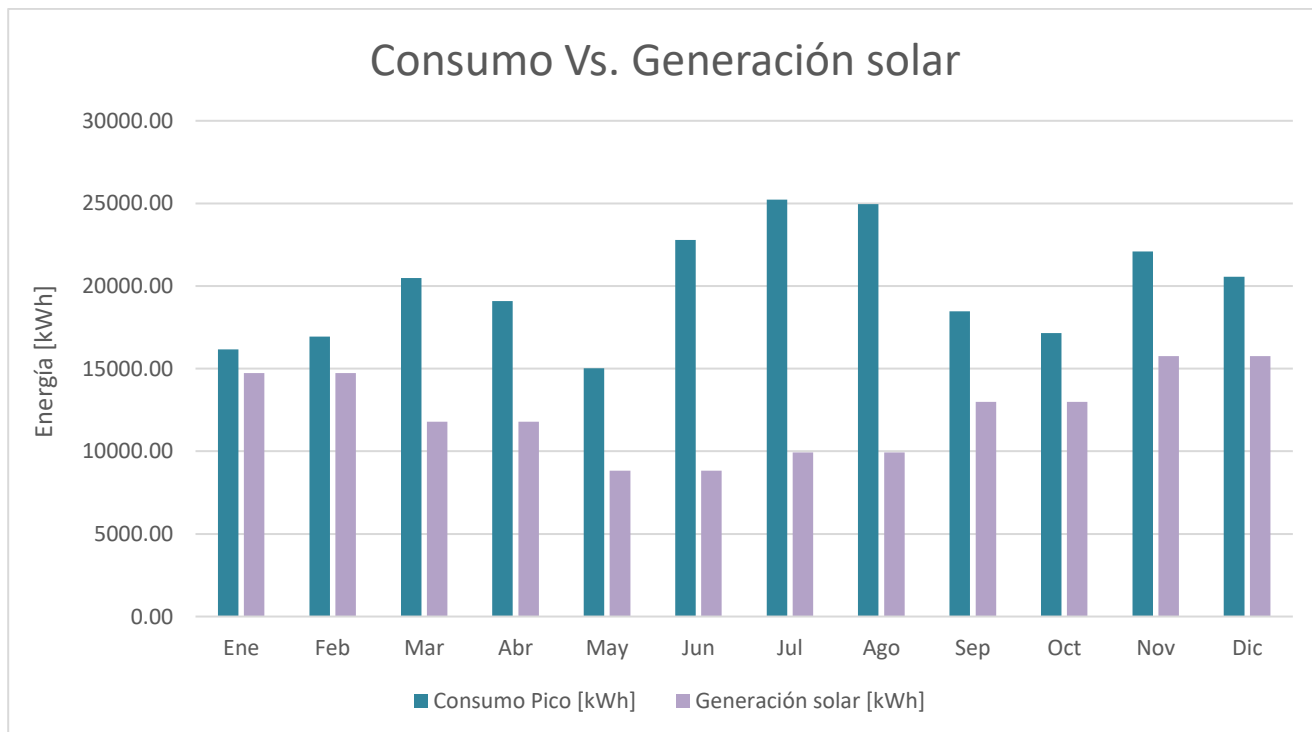
6) Balance Energético

Se supone el primer año de funcionamiento del sistema fotovoltaico denominado como Año 1. Ya son conocidos los valores mensuales de energía generada por el sistema fotovoltaico (ver Tópico 5). Conociendo los valores de consumo pico expuestos previamente a partir de la información recibida por parte de la distribuidora para el 2018 se supone un consumo idéntico para el Año 1. Se puede observar por diferencia entre ambos valores si resulta energía por exceso la cual se pueda inyectar a la red.

Resulta que la diferencia no es positiva para ninguno de los meses del año, es decir la energía consumida es mayor en cada mes que la generada por el sistema fotovoltaico, por lo cual no sería posible inyectar energía a la red. Por ende no habrá ganancias para el sistema.

Sin embargo, la generación representa un promedio anual nada menos que del 64% de la energía consumida. Se destaca que, en los meses de verano, la relación entre energía generada y energía consumida está por encima del 75%, llegando a un máximo de 91% en el mes de enero (16.167 kWh de consumo pico frente a 14.736 kWh de energía generada). En pocas palabras se puede decir que la liquidación del mes de enero pasaría a costar tan solo el 9%.

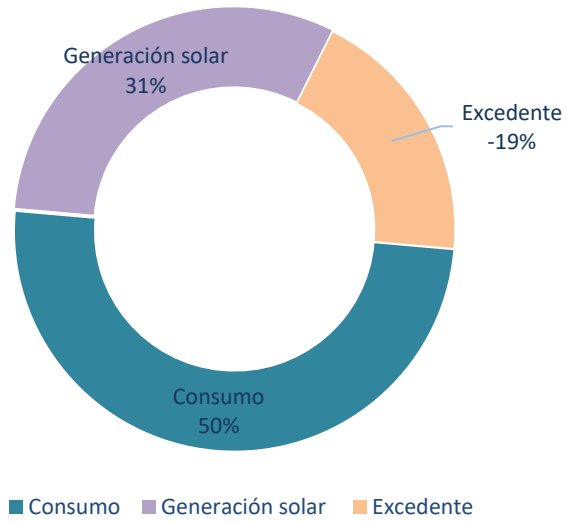
También se destaca que la relación mínima entre energía generada y energía consumida siempre está para todos los meses por encima del 40%, tocando este valor mínimo durante el trimestre invernal de junio, julio y agosto. Lo que es lógico ya que es el período en que la generación fotovoltaica cae (ver Tópico 5) y el consumo crece como se vio, producto de la calefacción. Esto permite concluir que la instalación va a posibilitar abastecer como mínimo, aún en época invernal, el 40% del consumo del edificio.



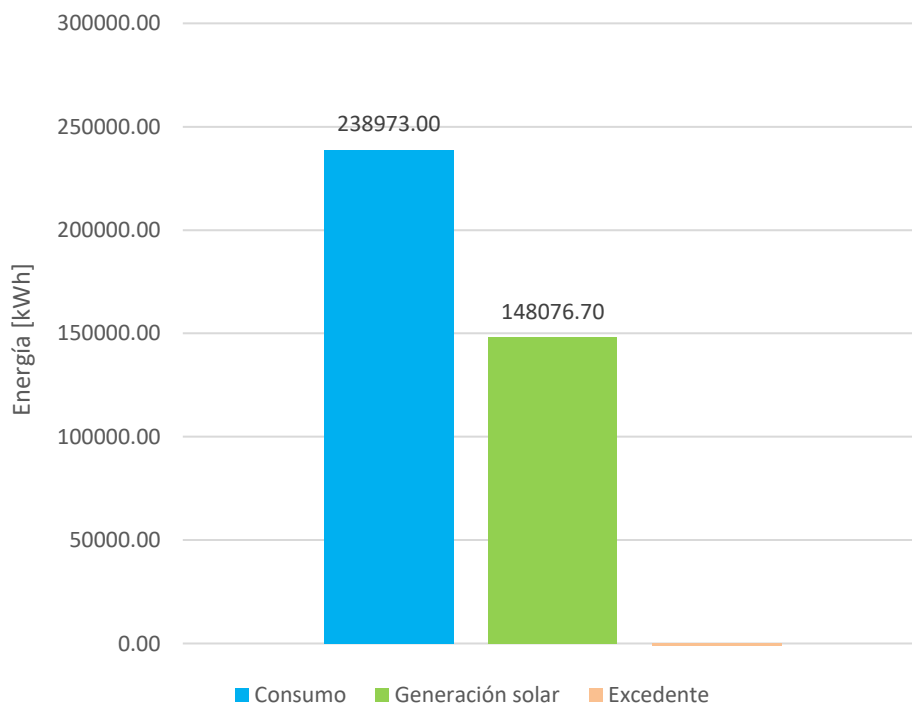
INGRESO DE DATOS - VALORES INICIALES DE GENERACIÓN SOLAR Y FIT (AÑO 1)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
<i>Consumo Pico [kWh]</i>	16.167	16.939	20.477	19.095	15.032	22.793	25.239	24.960	18.472	17.147	22.097	20.555	238.973
<i>Generación solar [kWh]</i>	14.736	14.736	11.787	11.787	8.820	8.820	9.938	9.938	12.998	12.998	15.760	15.760	148.077
<i>Excedente [kWh]</i>	(1.431)	(2.203)	(8.690)	(7.308)	(6.212)	(13.973)	(15.302)	(15.023)	(5.474)	(4.149)	(6.337)	(4.795)	(90.896)
<i>Energía inyectada [kWh]</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Energía comprada [kWh]</i>	(1.431)	(2.203)	(8.690)	(7.308)	(6.212)	(13.973)	(15.302)	(15.023)	(5.474)	(4.149)	(6.337)	(4.795)	(90.896)
<i>Cargo variable sin impuestos [\$/kWh]</i>	0,972	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,662	1,662	1,662	1,662	1,662	1,662
<i>Cargo variable con impuestos [\$/kWh]</i>	1,30	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	1,65	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23	2,23
<i>Feed in tariff (FIT) [C. inyectada/C. consumida]</i>	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
<i>Energía inyectada [\$]</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Energía consumida con impuestos [\$]</i>	-1864,58	-3632,54	-14323,43	-12051,59	-10243,05	-23041,07	-25219,93	-33472,89	-12198,10	-9245,76	-14119,73	-10683,87	-65156,26
<i>Ganancia anual [\$]</i>	-65156,26												

Balance energético anual



Balance energético anual



7) Cálculo económico

Por un lado, ya se han reunido todos los datos y proyecciones de cada una de las variables para cada año desde el Año 1 hacia los siguientes veinte años de funcionamiento del sistema. Por otro lado, se adentra en el análisis de los costos del sistema teniendo en consideración todos los equipos que fueron seleccionados (ver Tópico 5): paneles, soportes, inversores, aparatos, cableado, etc., así como su reposición y el mantenimiento de la instalación.

7.1) Costos del Sistema fotovoltaico

A partir de la selección de los paneles, estructuras soporte e inversores realizada en el Tópico 5 y por consulta al fabricante, se obtienen los costos unitarios de cada uno y, de acuerdo a la cantidad calculada en el mismo estudio, se obtienen los costos totales. De la misma manera se detallan los costos de los materiales eléctricos y accesorios, entendiéndose como la sumatoria de los costos de los componentes secundarios de la instalación (medidor, aparataje, protecciones, cableado, accesorios de cableado, etc.).

Se expone también el costo de la instalación, este valor es un dato muy relativo ya que depende de la empresa instaladora y su costo por la mano de obra. Al ser aún en Argentina un tipo de instalación fuera de lo habitual y que, por la normativa vigente (ver Tópico 9), el instalador debe ser un electricista matriculado, estos costos se encarecen.

Asimismo, se expone el costo por la conexión a la red de energía eléctrica, este dato es proporcionado por la empresa distribuidora y está sujeto al tipo de usuario, T3 es este caso.

Finalmente, se obtiene un costo inicial total de los equipos que ronda los cinco millones de pesos argentinos incluyendo impuestos, unos 133 mil dólares aproximadamente.

INGRESO DE DATOS - COSTO INICIAL DE EQUIPOS

	Valor	Comentario
<i>Tasa de cambio</i>	38	Tasa de cambio AR/USD
N_p	340	Cantidad total de paneles fotovoltaicos
N_{INV}	2	Cantidad total de inversores

	Valor [AR\$]	IVA	Valor Final [AR\$]	Comentario
CP	8,000.0	10.5%	8,840.0	Costo unitario paneles fotovoltaicos
C_{EST}	105,000.0	21%	127,050.0	Costo total de estructuras soporte
C_{INV}	277,400.0	21%	335,654.0	Costo unitario inversores
C_{MAT}	425,000.0	21%	514,250.0	Costo total materiales eléctricos y accesorios
C_{INST}	595,000.0	21%	719,950.0	Costo total mano de obra de instalación
C_{CNX}	12,194.9	21%	14,755.8	Costo de conexión a la red de la distribuidora

	Valor [AR\$]	Valor Final [AR\$]
CC_{FV}	4,411,994.9	5,052,913.8

7.2) Costos de reposición de equipos

Hasta aquí se ha dicho y se ha analizado el caso teniendo en cuenta una vida de veinte años para la instalación. Esto es debido a que es el tiempo a priori estimado de la vida útil de los paneles solares, el elemento quizás cabecera del sistema, y que reponerlos implicaría una renovación casi completa de la instalación y por ende de su nueva vida útil, dejando de lado que los elevados costos merecerían un nuevo estudio de viabilidad para ese entonces. Dicho esto, se establece como vida útil del Proyecto unos veinte años.

Sin embargo, no todos los equipos restantes logran alcanzar una vida útil de tanto tiempo por lo cual se pasa a analizar la vida útil particular para el equipamiento y de qué manera impacta en costos tener que reponer un equipo dentro de los veinte años.

Analizar la vida útil de todos y cada uno de los elementos constitutivos de la instalación se torna muy engorroso y la gran mayoría de los mismo son de valores bajos por lo cual no representan grandes impactos en cuanto a su reposición, su consideración resulta poco relevante. Destacamos así solamente los equipos de costos importantes, o de costos unitarios no tan elevados, pero sí sus costos totales por ser de grandes cantidades. Son estos las placas fotovoltaicas, las estructuras soporte y los inversores.

La vida útil tanto de los paneles como la de las estructuras soporte según la información brindada por el fabricante es de veinticinco años, y la del inversor diez años. Esto quiere decir que durante la vida útil del Proyecto solo se deberá reponer y por única vez los dos inversores de la instalación.

Conociendo ya el costo de los inversores, se obtiene un costo total final con impuestos por reposición cercano a los 670 mil pesos argentinos, unos 17 mil dólares, a realizarse diez años después del Año 1.

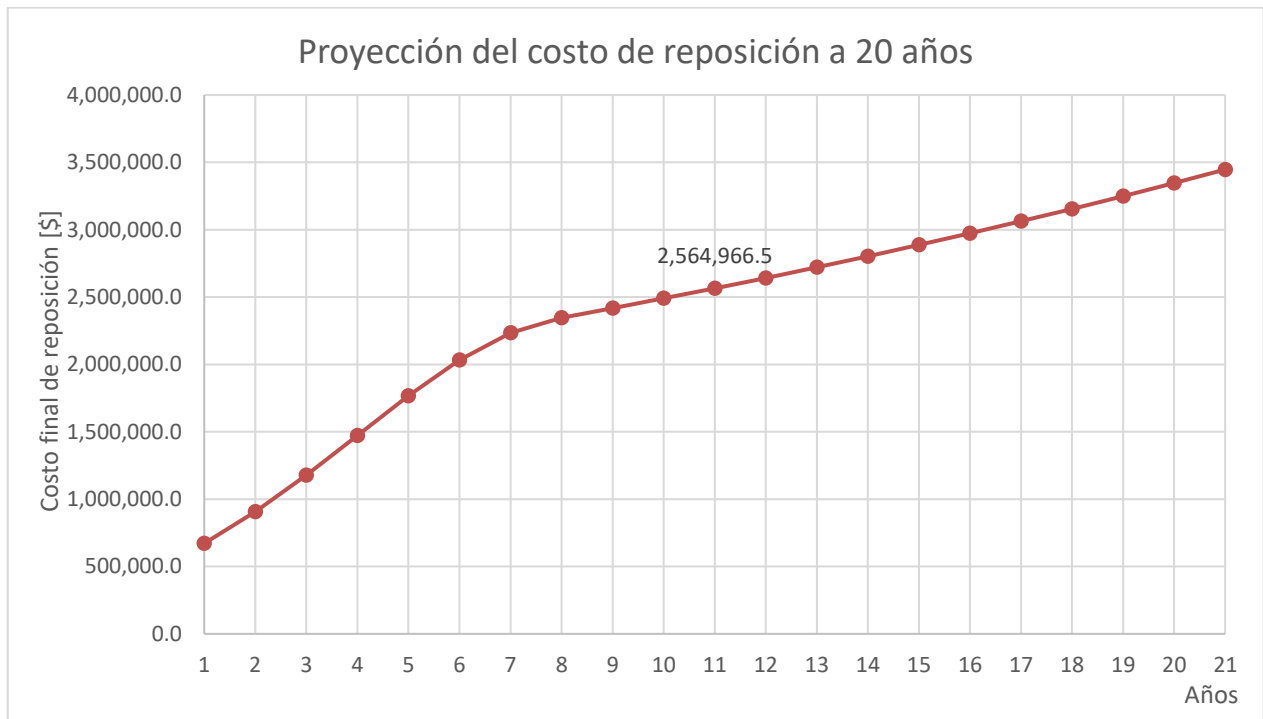
INGRESO DE DATOS - VALORES Y TIEMPO DE REPOSICIÓN

Vida útil del proyecto [años]	20					
<i>Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)</i>						
	Vida útil [años]	Reposiciones	Valor de reposición total [AR\$]	IVA	Valor Final [AR\$]	Comentario
<i>Paneles Fotovoltaicos</i>	25	0	2720000,0	10,5%	0,0	Ciclo de vida del proyecto fotovoltaico
<i>Estructuras de soporte</i>	25	0	127050,0	21%	0,0	Costo total de las estructuras de soporte
<i>Inversores</i>	10	1	554800,0	21%	671308,0	Costo total de los inversores
	Valor [AR\$]	Valor Final [AR\$]				
<i>CR_{FV}</i>	3.401.850	671.308				

Ahora bien, dicho valor de reposición es considerado al día de hoy, sin embargo, el valor no será el mismo al momento de la reposición ya que se verá afectado por la inflación acumulada desde el Año 1 hasta el año de reposición. Otra alternativa sería considerar el costo desde el inicio del Proyecto para poder ‘ahorrar’ el aumento del costo, no obstante, esto haría que se incremente la inversión inicial. En este caso se ha optado por la primera opción. Entonces, conociendo los valores de la inflación año a año, teniendo así la inflación acumulada y el año de reposición del equipo, se obtiene el costo final de la reposición al momento de la misma.

Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)		
	π [%/año]	Valor Final [AR\$]
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el primer año	35%	671.308,0
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el segundo año	30%	906.265,8
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el tercer año	25%	1.178.145,5
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el cuarto año	20%	1.472.681,9
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el quinto año	15%	1.767.218,3
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el sexto año	10%	2.032.301,1
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el séptimo año	5%	2.235.531,2
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el octavo año	3%	2.347.307,7
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el noveno año	3%	2.417.727,0
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo año	3%	2.490.258,8
$CR_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo primer año	3%	2.564.966,5

El valor es cercano a los 2.5 millones de pesos, unos 67 mil dólares aproximadamente.



7.3) Costos de mantenimiento

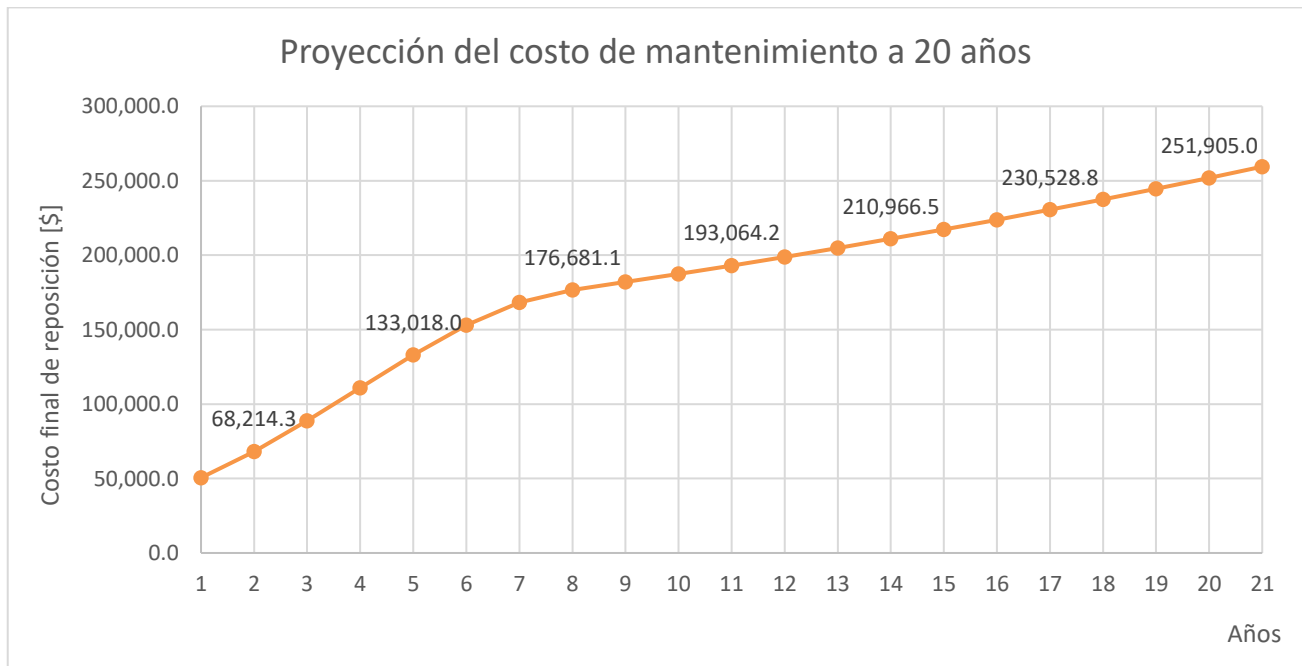
Para el estudio económico del Proyecto es menester también conocer los costos destinados al mantenimiento de la instalación, sobre todo en las que están destinadas a perdurar varios años y en particular las que están expuestas a condiciones que hagan necesidad de un mantenimiento cuidadoso como el caso de las instalaciones en el exterior como el presente Proyecto. Sin embargo, por lo ya visto en cuanto a limpieza y mantenimiento (ver Tópico 3), las instalaciones fotovoltaicas carecen de un mantenimiento relevante.

Se suele considerar para estos casos un índice de mantenimiento del 1% del costo inicial del Proyecto. En este caso el mantenimiento inicial representa entonces cerca de 50 mil pesos. A lo largo de los veinte años de vida útil del Proyecto el costo de mantenimiento totaliza un valor próximo al millón de pesos.

INGRESO DE DATOS - COSTO PORCENTUAL DE MANTENIMIENTO	
<i>Vida útil del proyecto [años]</i>	20
<i>Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)</i>	
	Valor Final
CC_{FV} [\$]	5,052,913.8
i_M [%/año]	1%
CV_{FV} [años]	20
CM_{FV} inicial [\$ /año]	50529.14
	Valor Final [AR\$]
CM_{FV} [\$]	1,010,582.8

Sin embargo, nuevamente aquí, los costos mencionados no son tales de forma constantes año a año, sino que son afectados por la inflación anual acumulada a lo largo de los veinte años de la vida útil del Proyecto. Por supuesto que, a diferencia del caso del costo de reposición, en el costo de mantenimiento no hay alternativas de trasladar los costos al Año 1 o a otro momento ya que está sujeto a las propias tareas de mantenimiento que solo pueden realizarse cuando es debido. A continuación se expone cómo evoluciona el costo de mantenimiento anual durante la vida útil de Proyecto teniendo en cuenta el impacto inflacionario acumulado.

Valores en base al ciclo de vida del proyecto fotovoltaico (20 años)		
	π [%/año]	Valor Final [AR\$]
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el primer año	35%	50.529,1
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el segundo año	30%	68.214,3
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el tercer año	25%	88.678,6
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el cuarto año	20%	110.848,3
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el quinto año	15%	133.018,0
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el sexto año	10%	152.970,6
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el séptimo año	5%	168.267,7
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el octavo año	3%	176.681,1
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el noveno año	3%	181.981,5
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo año	3%	187.441,0
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo primer año	3%	193.064,2
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo segundo año	3%	198.856,1
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo tercer año	3%	204.821,8
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo cuarto año	3%	210.966,5
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo quinto año	3%	217.295,5
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo sexto año	3%	223.814,3
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo séptimo año	3%	230.528,8
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo octavo año	3%	237.444,6
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el décimo noveno año	3%	244.568,0
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar el vigésimo año	3%	251.905,0
$CM_{FV(\pi)}$ al comenzar vigésimo primer año	3%	259.462,2



8) Alternativa de Cámara Transformadora

Hasta aquí se han analizado todos los costos en detalle de la instalación del Proyecto. Ahora bien, resulta interesante no solo esto sino también conocer la solución convencional al suministro de energía eléctrica para realizar una comparativa y estudiar cuán conveniente resultaría considerar el sistema fotovoltaico en este caso.

Se debe tener en cuenta en primer lugar que al solicitar a la empresa distribuidora una potencia superior a los 60 kW según la resolución del ENRE (135/2002) la distribuidora de energía tiene la posibilidad de solicitarle al cliente un recinto en el predio del edificio para la colocación de un transformador MT-BT. Y si la potencia solicitada supera los 150 kW por normativa de la distribuidora (IT1232) se debe proporcionar el recinto sin excepciones.

Los recintos comúnmente tienen una dimensión requerida de 4m x 4m x 3,5m de altura, es decir una superficie de unos dieciséis metros cuadrados, y deben tener una entrada independiente sobre la línea municipal libre las 24 horas. La construcción civil del recinto está a cargo del cliente el cual luego tiene un resarcimiento económico por la construcción de la misma.

Los costos de la construcción (por observación y de acuerdo a la experiencia en trabajos de esta índole) pueden elevarse aproximadamente a 190 mil pesos y el resarcimiento de la distribuidora es aproximadamente del 30% del costo real de la obra, es decir unos 57 mil pesos.

Se debe considerar para realizar una correcta comparativa entre ambas soluciones el costo de la superficie cedida para la construcción de la cámara. Este costo se puede tomar como el valor de la superficie en metros cuadrados de la zona ribereña de Vicente López, donde se ubica el edificio del Proyecto (que ronda un valor alrededor de 6.400 dólares el metro cuadrado). Esto no es tan cierto ya que la superficie destinada a la cámara no es habitacional por lo que el valor se reduce mucho. Otra manera de obtener el valor es teniendo en cuenta el costo de oportunidad perdido por el edificio al ceder tal superficie. Utilizaremos este último camino. Es muy común que el espacio cedido sea de la planta baja o primer subsuelo del edificio y en el edificio del Proyecto estos niveles están destinados a cocheras. Por ende, la superficie de la cámara representa al costo de oportunidad de venta de (de acuerdo al área) dos espacios en la cochera. Esto representa un valor de alrededor 230 mil pesos. Se obtiene entonces el costo total aproximado en la construcción de la cámara transformadora subterránea en el edificio.

OBRA CIVIL – RESARCIMIENTO + OPORTUNIDAD CEDIDA = COSTO TOTAL

$$\$ 190.000 – \$ 57.000 + \$ 229.500 = \$ 362.500$$

Al aplicar el sistema fotovoltaico es posible bajar el consumo del edificio y con esto contratar menor potencia y no realizar cámara transformadora MT-BT. Como el edificio tiene un consumo de 150kW se debe restarle al costo inicial del sistema solar el costo de la construcción civil de la cámara ya que contratando menor potencia no será necesario la construcción del recinto para la colocación del transformador.

9) Flujo de fondos

A partir de reunir todos los valores de las variables técnico - económicas a tener en consideración tales como la inflación acumulada anual, la energía consumida, la energía generada, el precio de contrato con la distribuidora y los precios unitarios con y sin impuestos (datos proporcionados por la empresa en la facturación del tipo de cuenta) se puede obtener el costo variable total anual a pagar a la distribuidora. Este valor resulta así cercano a los 533 mil pesos para el Año 1. Para los años siguientes dependerá únicamente (ya que se considera el consumo y la generación anual constantes a lo largo de los años de la vida útil del Proyecto) de la inflación anual.

INGRESO DE DATOS - PROYECCIÓN FIT	
Año	1
Inflación [%]	35%
Consumo [kWh]	238973,00
Generación solar [kWh]	148076,70
Balance energético anual [kWh]	-90896,30
Costo Fijo contrato T3 BT (150 kW) [\$]	547648,50
Precio variable sin impuestos [\$/kWh]	1,66
Precio variable con impuestos [\$/kWh]	2,23
Costo variable distribuidora con impuestos [\$]	532909,79
Feed in tariff (FIT) [C. inyectada/C. consumida]	5

Conociendo el valor del costo de inversión inicial, el costo de la Cámara Transformadora, el costo de la reposición de equipos (que se ve en el Año 11), los costos de mantenimiento, el costo de contrato y el costo de la energía comprada se obtiene un flujo resultante de fondos anual. Lógicamente, el flujo del Año 1 está impactado por la inversión inicial mientras que los años siguientes solo son impactados por el mantenimiento y los gastos fijos con la distribuidora. La variación que habrá será por la variación de la inflación anual.

Proyecto generación solar

Año	1	2
Inversión [\$]	-5052913,78	
Costo arando de Camara trasformadora [\$]	362500,00	
Costo de reposición de equipos [\$]		
Costo de mantenimiento [\$]		-68214,34
Costo Fijo contrato T3 BT (100 kW) [\$]		-492883,65
Energía inyectada [\$]		0,00
Energía comprada [\$]		-273643,31
Flujo de fondos [\$]	-4690413,8	-834741,3

De acuerdo al costo fijo del contrato para usuario categoría T3 de 150 kW y al costo total anual de la energía consumida se obtiene un flujo de fondos anual impactado por la evolución de la inflación.

Proyecto compra de energía a la distribuidora

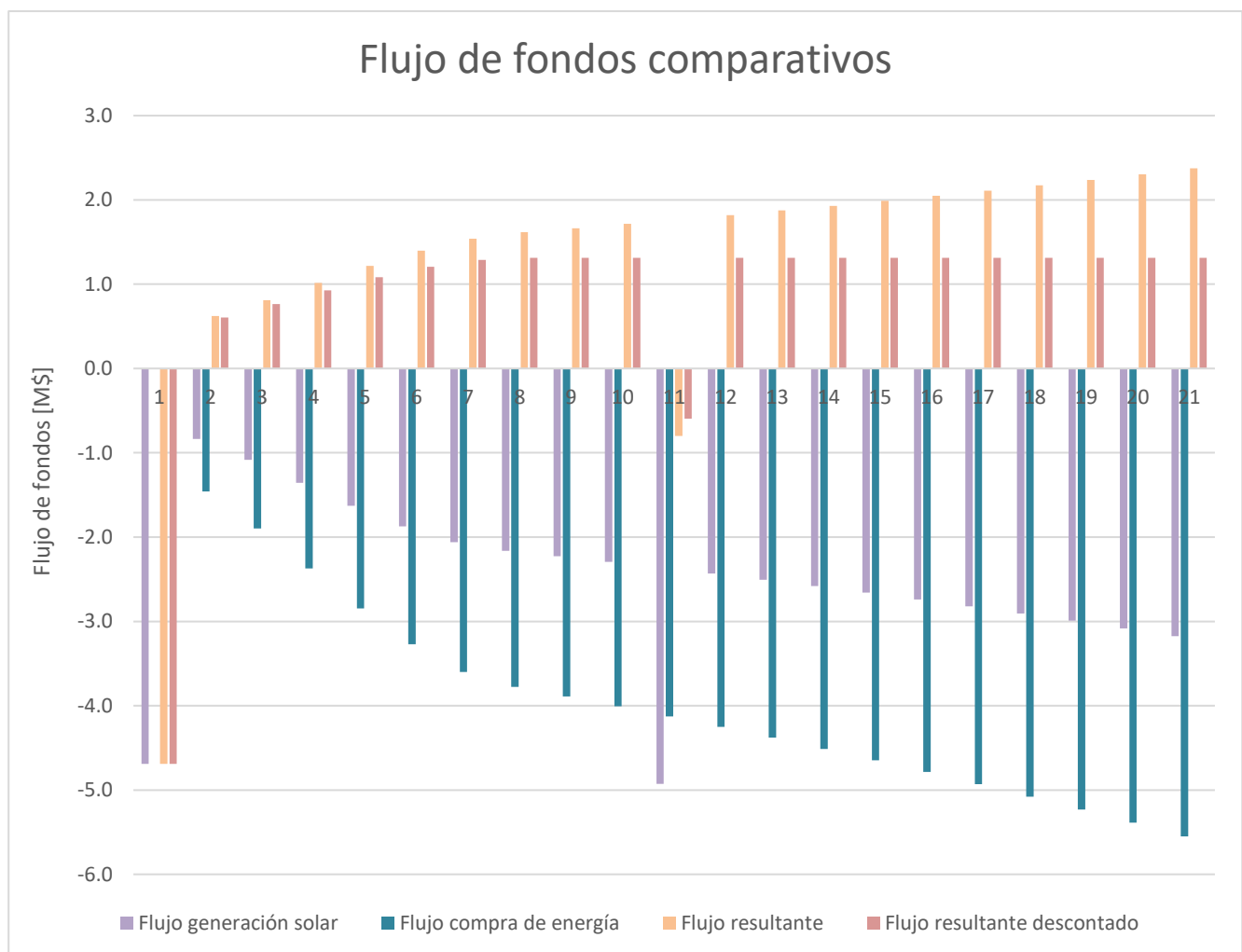
Año	1	2	3	4	5
Costo ahorrado por cambio de contrato [\$]		-739325,48	-961123,12	-1201403,90	-1441684,68
Costo variable distribuida con impuestos [\$]		-719428,22	-935256,68	-1169070,85	-1402885,02
Flujo de fondos [\$]		-1458753,7	-1896379,8	-2370474,7	-2844569,7

Mediante cálculos económicos, el estudio arroja una Tasa Interna de Retorno (TIR) que ronda el 24%, lo que indica una positiva viabilidad del Proyecto.

VAN [€]	17675006,3
TIR	23,8%

De la misma manera se obtiene un payback descontado de 6 años. Se puede afirmar que es un valor muy bueno teniendo en cuenta una vida útil del Proyecto de 20 años.

<i>Payback [años]</i>	5
<i>Payback descontado [años]</i>	6



10) Resumen y Conclusiones

El edificio del Proyecto tiene un contrato hecho con Edenor por 270 kW, y gran parte de su consumo se da durante las horas de resto.

La generación del sistema fotovoltaico representa un promedio anual del 64% de la energía consumida, 75% en los meses de verano, 91% en enero (16.167 kWh de consumo pico frente a 14.736 kWh de energía generada). Así la liquidación del mes de enero pasaría a costar tan solo el 9%.

El costo de inversión inicial total ronda los cinco millones de pesos argentinos incluyendo impuestos, unos 133 mil dólares aproximadamente.

El valor de reposición es cercano a los 2.5 millones de pesos, unos 67 mil dólares aproximadamente.

El mantenimiento inicial representa entonces cerca de 50 mil pesos. A lo largo de los veinte años de vida útil del Proyecto el costo de mantenimiento totaliza un valor próximo al millón de pesos.

Los costos de una cámara transformadora pueden elevarse aproximadamente a 190 mil pesos y el resarcimiento de la distribuidora es aproximadamente del 30% del costo real de la obra, es decir unos 57 mil pesos.

De acuerdo al flujo de fondos el playback es de 6 años.

11) Bibliografía

- Curso Energía Fotovoltaica - Fundación Energizar, 2018
- *Cuadro Tarifario vigente* - Edenor [<http://www.edenor.com.ar>] 2018
- *Información de cuentas* – Base de Datos Edenor, 2019
- *Conexiones a Red* – Instructivos y Normas Edenor, 2019
- *Centros de Transformación* – Instructivos y Normas Edenor, 2019
- *Proyecto Final*, Cátedra UTN FRA. 2015
- *Economía General*, Cátedra UTN FRA. 2014



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 8 – Estudio de Impacto ambiental

Alumnos:

Heguis, Braian

Gimenez, Matías Francisco

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	3
2) Definición.....	3
3) Impacto ambiental de las distintas fuentes energéticas de generación eléctrica	4
3.1) Impactos locales	4
3.2) Impactos globales.....	5
4) Reglamentación Técnica del Estudio de Impacto Ambiental	7
5) Cámara transformadora convencional (MT/BT)	8
5.1) Factores	8
6) Sistema fotovoltaico.....	11
6.1) Factores	11
7) Conclusiones	13
8) Bibliografía.....	14

1) Objeto

En el presente Tópico se estudia el impacto ambiental generado por la instalación de un sistema de generación fotovoltaico. A su vez, se mide en comparación con un centro de transformación de tipo cámara dentro del predio del edificio, lo que representa la solución convencional equivalente. De esta manera no solo se observarán las características ambientales de este tipo de sistemas sino también la conveniencia frente no realizar el Proyecto, es decir a través de una alimentación típica.

2) Definición

Un impacto ambiental es cualquier cambio en el medio ambiente, sea adverso o beneficioso, como resultado total o parcial de los aspectos ambientales. Una evaluación de impacto ambiental es el procedimiento técnico-administrativo destinado a identificar e interpretar, así como a prevenir o recomponer los efectos de corto, mediano y largo plazo que actividades, proyectos, programas o emprendimientos públicos o privados, pueden causar al ambiente, en función de los objetivos fijados en la ley. La misma puede o no requerir de la presentación de un Estudio de Impacto Ambiental. Un estudio de impacto ambiental describe detalladamente las características de un proyecto o actividad que se quiere llevar a cabo. En él se deben aportar antecedentes fundados para predecir, identificar e interpretar sus impactos negativos o positivos. Describe las acciones a implementar para impedir, minimizar o mitigar los efectos adversos.

Sin duda, el Sol es un gran recurso de energía que permite la generación de electricidad aparentemente sin contaminantes tóxicos o un efecto sobre el calentamiento global. Algunos sostienen que las placas fotovoltaicas son la forma más limpia de generación de electricidad y pocos van tan lejos como para afirmar que es la única forma sin efecto sobre el medio ambiente en todos.

Esta idea sin embargo es algo errónea, la energía solar tiene impactos ambientales significativos y multidimensionales, durante la fase de construcción y operación, en especial cuando se trata de plantas fotovoltaicas donde incumben superficies de suelo muy extensas. La escala y la tecnología de la instalación fotovoltaica tiene un efecto directo sobre el nivel de cada impacto. Por ejemplo, sistemas fotovoltaicos integrados en edificios, como este Proyecto, pueden requerir un uso del terreno nulo o casi nulo, pero pueden afectar negativamente a la estética del sitio.

3) Impacto ambiental de las distintas fuentes energéticas de generación eléctrica

La principal preocupación de los países para la configuración de su sistema energético futuro es el impacto ambiental que éstas puedan ocasionar. Para ello se evalúan y comparan distintas fuentes energéticas que pueden ser utilizadas para la producción de electricidad de forma limpia y segura para el medio ambiente. Los principales daños ambientales se pueden dividir en dos grupos, los impactos locales derivados de la producción, transporte y consumo de la energía eléctrica, y los impactos globales que afectan mundialmente. A continuación, se detallan los más importantes para cada grupo.

3.1) Impactos locales

- El agotamiento progresivo de los recursos no renovables: la mayoría de las fuentes actuales de energía son recursos no renovables, con riesgo de agotamiento, con el consiguiente impacto en las generaciones futuras.
- Las emisiones a la atmósfera: la producción, transporte y consumo de energía es fuente de emisiones atmosféricas; el dióxido de carbono, los óxidos de azufre y de nitrógeno, el metano, el monóxido de carbono, los metales pesados, las partículas en suspensión y los clorofluorocarbonos, son algunos de los contaminantes principales de las fuentes de energía actuales.
- La contaminación del agua y de los suelos: como complemento del punto anterior, también se producen vertidos que contaminan el agua y los suelos con consecuencias para la salud humana y los ecosistemas.
- La generación de residuos: la producción y consumo de energía produce residuos sólidos, los cuales son, en su mayoría, de difícil y costoso tratamiento para evitar impactos ambientales significativos. Los residuos radioactivos representan un problema importante.
- La utilización del suelo: la producción, transporte, almacenamiento y consumo de energía suponen una importante ocupación de suelos, y desplazan otros usos de la corteza terrestre.

- La generación de ruidos: la polución acústica es particularmente importante en el caso de algunas fuentes energéticas.
- Los impactos visuales sobre el paisaje: En ocasiones, las instalaciones energéticas dañan el paisaje y representan un impacto visual negativo.

3.2) Impactos globales

El cambio climático, como consecuencia de la acentuación del efecto invernadero, es quizás el impacto del ser humano más acentuado y más preocupante del tiempo moderno, y que consecuentemente provoca muchísimas y muy diversas problemáticas, entre otras, de descongelamiento de glaciares, subidas del nivel del mar, extensión de tierra árida, difusión de enfermedades. La disminución de la capa de ozono estratosférico con posibles consecuencias para la salud humana, pueden ser mayores cánceres de piel y enfermedades de visión, por ejemplo. La lluvia ácida, con consecuencias negativas para los ecosistemas y para las infraestructuras humanas. Los efectos negativos sobre la biodiversidad, es un grave problema no sólo estético y cultural, sino también, sobre todo, de disminución de la información genética que necesitamos para producir nuevos fármacos y nuevos materiales.

En la figura 8.1, se expone un gráfico de cómo influyen las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica sobre problemas ambientales concretos, según un estudio realizado por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía). Éste estudio se basa en una asignación de puntos según la influencia negativa que se tiene sobre el medioambiente.

Ordenándolas de menor a mayor impacto quedarían como se observa en la figura 8.2. Como se puede ver las tecnologías consideradas fuentes de energías renovables y limpias quedan bien posicionadas, mientras que las diferencias con el carbón y con el petróleo son muy significativas.

Sistemas energéticos	Lignito	Petróleo	Carbon	Nuclear	Solar Foto-voltaico	Gas Natural	Eolico	Mini-hidráulica
Impactos ambientales								
Calentamiento Global	135,00	97,00	109,00	2,05	15,40	95,80	2,85	0,41
Disminución Capa de Ozono	0,32	53,10	1,95	4,12	3,66	0,86	1,61	0,05
Acidificación	920,00	261,00	265,00	3,33	97,00	30,50	3,49	0,46
Eutrofización	9,83	9,76	11,60	0,28	1,97	6,97	0,27	0,06
Metalos pesados	62,90	244,00	728,00	25,00	167,00	46,60	40,70	2,58
Sustancias Cancerígenas	25,70	540,00	84,30	2,05	75,70	22,10	9,99	0,76
Niebla de Invierno	519,00	135,00	124,00	1,50	53,30	3,08	1,48	0,15
Niebla Fotoquímica	0,49	36,90	3,05	0,32	3,03	3,47	1,25	0,06
Radiaciones Ionizantes	0,02	0,02	0,05	2,19	0,12	0,00	0,01	0,00
Residuos	50,90	0,62	12,90	0,28	1,84	0,58	0,29	0,52
Residuos Radiactivos	5,28	7,11	10,60	565,00	34,90	1,34	1,83	0,32
Agotamiento Recursos Energéticos	5,71	13,60	5,47	65,70	7,06	55,80	0,91	0,07
Total	1735,16	1398,11	1355,92	671,82	460,98	267,11	64,67	5,43

Figura 8.1 Impacto en la utilización de energía.

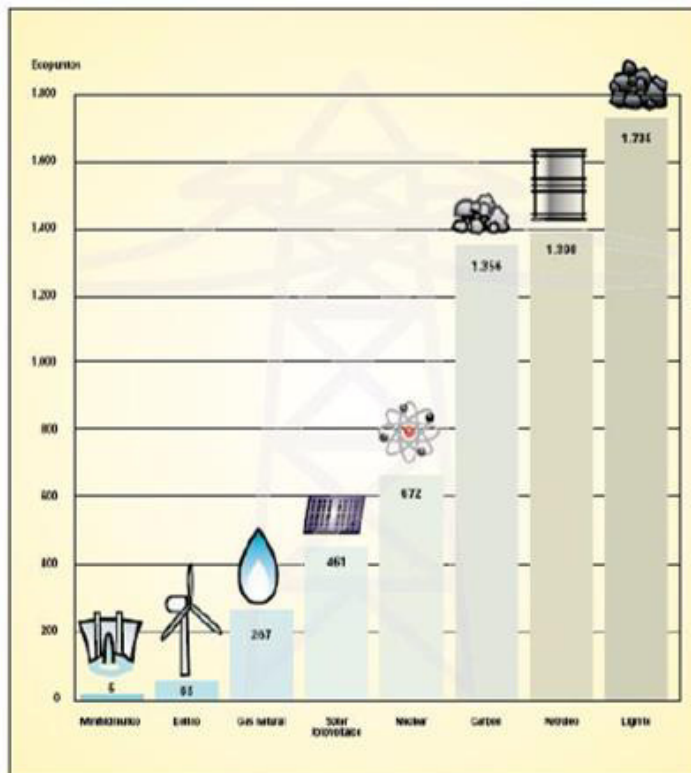


Figura 8.2 Impacto en la generación de energía.

4) Reglamentación Técnica del Estudio de Impacto Ambiental

Al respecto, el Artículo 19 de la Ley N° 123, modificada por Ley N° 452, establece que: El Estudio Técnico de Impacto Ambiental debe contener, como mínimo y sin perjuicio de los requisitos que se fijen en la reglamentación de la presente ley, los siguientes datos:

- a. Descripción general del proyecto y exigencias previsibles en el tiempo, con respecto al uso del suelo y otros recursos (combustibles, aguas, etc.). Relación del proyecto con el cuadro de usos del C.P.U. (Código de Planeamiento Urbano) o con la norma que lo reemplace y/u otras normas vigentes. Análisis de la normativa específica relacionada con la materia del proyecto.
- b. Estimación de los tipos y cantidades de residuos que se generarán durante su funcionamiento y las formas previstas de tratamiento y/o disposición final de los mismos.
- c. Estimación de los riesgos de inflamabilidad y de emisión de materia y/o energía resultantes del funcionamiento, y formas previstas de tratamiento y control.
- d. Descripción de los efectos previsibles, ya se trate de consecuencias directas o indirectas, sean éstas presentes o futuras, sobre la población humana, la fauna urbana y no urbana, la flora, el suelo, el aire y el agua, incluido el patrimonio cultural, artístico e histórico.
- e. Descripción de las medidas previstas para reducir, eliminar o mitigar los posibles efectos ambientales negativos.
- f. Descripción de los impactos ocasionados durante las etapas previas a la actividad o construcción del proyecto. Medidas para mitigar dichos impactos.
- g. Informe sobre la incidencia que el proyecto acarreará a los servicios públicos y la infraestructura de servicios de la Ciudad.
- h. Descripción ambiental de área afectada y del entorno ambiental pertinente.
- i. Identificación de Puntos Críticos de Control y Programa de Vigilancia y Monitoreo de las variables ambientales durante su emplazamiento y funcionamiento. (Conforme texto Art. 9° de la Ley N° 452, BOCBA N° 1025).
- j. Programas de recomposición y restauración ambientales previstos.
- k. Planes y programas a cumplir ante las emergencias ocasionadas por el proyecto o la actividad.
- l. Programas de capacitación ambiental para el personal.
- m. Previsiones a cumplir para el caso de paralización, cese o desmantelamiento de la actividad.

5) Cámara transformadora convencional (MT/BT)

En los edificios con potencias consumidas mayores a 150 kW la empresa distribuidora de energía eléctrica necesita colocar en el predio una cámara transformadora, estas cámaras pueden ser subterráneas o a nivel dependiendo el tipo de emprendimiento. La colocación de este tipo de recintos para la transformación de media tensión a baja tensión contiene un impacto ambiental medio.



Figura 8.3 Instalación de Cámara Transformadora.

5.1) Factores

- Suelo: Para la construcción civil de la cámara es necesario realizar un movimiento de suelo el cual será permanente al finalizar la construcción.
- Aguas superficiales y subterráneas: No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.
- Flora y fauna: la repercusión sobre la vegetación es nula.
- Paisaje: Las cámaras transformadoras producen un impacto visual al paisaje ya que son realizadas a nivel y sobre la línea municipal del predio.
- Ruidos: El transformador produce un ruido constante parecido a un zumbido debido a las vibraciones producidas por el campo magnético en el núcleo.
- Medio social: La construcción civil de la cámara se realiza dentro del predio utilizando una superficie de 16m² mínimos.

Se desarrollan matrices de ponderación de impactos, contemplando las distintas fases de proyecto (construcción, operación) y las alternativas planteadas. En el eje horizontal (filas), se especifican todas las actividades susceptibles de generar impactos en el entorno, mientras que en el eje vertical (columnas), se ordenan todos los factores ambientales tanto del medio físico como antrópico que pueden llegar a sufrir alguna afectación. Una vez determinadas las actividades y factores ambientales, se procede a identificar todos los impactos susceptibles de producirse en función del “cruce” de unos y otros. Luego de identificar los posibles impactos en la matriz, se lleva a cabo la ponderación de los mismos. Esta se realizará teniendo en cuenta los criterios especificados en la Resolución ENRE 1725/98: teniendo en cuenta su:

- **SIGNO:** Si las actividades generan un impacto beneficioso (+) o perjudicial (-) para el entorno.
- **DURACIÓN:** Se considera si el impacto se encuentra acotado al período de obra o el mismo continúa su afectación en la fase de operación. En el primer caso, se trata de un impacto temporal (T) y en el segundo, un impacto permanente (P).
- **INTENSIDAD:** Si se trata de un impacto leve (L), medio (M) o elevado (E), en cuanto a las potenciales consecuencias que puede tener sobre los distintos factores del ambiente.
- **DISPERSIÓN:** Se tiene en cuenta si el impacto se encuentra restringido a un sector particular o si el mismo trasciende la obra y, por lo tanto, tiene influencia en una zona más amplia. Se pueden encontrar, entonces, impactos focalizados (F) o dispersos (D).

Combinando estas últimas tres características (duración, intensidad y dispersión) se obtienen doce combinaciones (PED, PEF, TED, etc.), de las cuales seis se definen como impactos significativos y otros seis no significativos según el criterio que se detalla en la siguiente tabla. Esto se aplica a los impactos beneficiosos (+) y a los perjudiciales (-).

Criterio de Ponderación de Impactos Ambientales

Tipo de Impacto	Descripción
PED	(Permanente, Elevado, Disperso)
PEF	(Permanente, Elevado, Focalizado)
TED	(Temporal, Elevado, Disperso)
TEF	(Temporal, Elevado, Focalizado)
PMD	(Permanente, Medio, Disperso)
PMF	(Permanente, Medio, Focalizado)
TMD	(Temporal, Medio, Disperso)
TMF	(Temporal, Medio, Focalizado)
PLD	(Permanente, Leve, Disperso)
PLF	(Permanente, Leve, Focalizado)
TLD	(Temporal, Leve, Disperso)
TLF	(Temporal, Leve, Focalizado)

	IMPACTOS SIGNIFICATIVOS
	IMPACTOS NO SIGNIFICATIVOS

Centro de transformación MT/BT a Nivel

Factores Ambientales / Acciones		Construcción Civil	Montaje electromecánico	Puesta en servicio	Falla	Mantenimiento	
Aire	Emisiones				TEF		
	Ruido/vibraciones	TMF		PMF			
Suelo	Topografía y estructura	PMF					
	Erosión	PMF	TMF				
	Uso de suelo	PMF	TMF				
Agua	Superficial	Curso					
		Calidad					
		Drenaje					
	Subterránea	Recurso					
		Nivel					
	Calidad						
Paisaje	Paisaje Natural	PMF					
Clima	Emisión / Sumidero CO2				TEF		
	Emisión de CH4						
	Balace de carbono						



Figura 8.4 Vista de Cámara Transformadora.

6) Sistema fotovoltaico

En el edificio del Proyecto se colocarán paneles solares en el techo generando aproximadamente unos 100 kW evitando así la colocación de un centro de transformación convencional. La colocación del sistema fotovoltaico tiene un impacto ambiental mínimo.



Figura 8.5 Ejemplo de instalación sobre techo.

6.1) Factores

- **Clima:** la generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero.
- **Geología:** Las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, elemento obtenido de la arena, muy abundante en la Naturaleza y del que no se requieren cantidades significativas. Por lo tanto, en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.
- **Suelo:** al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características fisico-químicas del suelo o su erosionabilidad es nula.
- **Aguas superficiales y subterráneas:** No se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos o vertidos.
- **Flora y fauna:** la repercusión sobre la vegetación es nula, y, al eliminarse los tendidos eléctricos, se evitan los posibles efectos perjudiciales para las aves.

- Paisaje: los paneles tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual.
- Ruidos: el sistema fotovoltaico es absolutamente silencioso, lo que representa una clara ventaja frente a los generadores de motor en viviendas aisladas.
- Medio social: El suelo necesario para instalar un sistema fotovoltaico de dimensión media, no representa una cantidad significativa como para producir un grave impacto. Además, en gran parte de los casos, se pueden integrar en los tejados de las viviendas.

Sistema Fotovoltaico

Factores Ambientales / Acciones		Construcción Civil	Montaje electromecánico	Puesta en servicio	Falla	Mantenimiento	
Aire	Emisiones			TMF			
	Ruido/vibraciones						
Suelo	Topografía y estructura						
	Erosión						
	Uso de suelo						
Agua	Superficial	Curso					
		Calidad					
		Drenaje					
	Subterránea	Recurso					
		Nivel					
	Calidad						
Paisaje	Paisaje Natural			PLF			
Clima	Emisión / Sumidero CO2						
	Emisión de CH4						
	Balance de carbono						

Por otra parte, la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos lugares a los que se quiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno; como es el caso por ejemplo de los Espacios Naturales Protegidos.



Figura 8.6 Vista de Sistema FV.

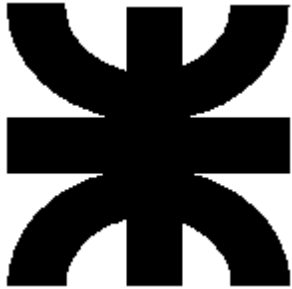
7) Conclusiones

A partir de lo desarrollado se verifica que el impacto ambiental de los paneles solares es prácticamente nulo. El único impacto destacado es el visual por las dimensiones de los propios paneles, pero al ser colocados juntamente con la fachada del edificio o sobre su techo este impacto se reduce al mínimo.

Por ello se concluye que el sistema fotovoltaico es beneficioso para el medio ambiente y también mediante la colocación de este tipo de sistemas es posible reducir la colocación de otras instalaciones. En estos términos, en comparativa con la alternativa convencional es sin duda la mejor opción. Este tipo de sistemas fotovoltaicos aplicado a gran escala en varios edificios ayudaría a la reducción de energía generada por quema de combustible fósil reduciendo las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

8) Bibliografía

- *Impacto Ambiental* [prezi.com/impacto-ambiental-de-la-energia-fotovoltaica-paneles-solares/] 2018.
- *Impacto Ambiental* [cne.gob.sv] 2018.
- *Curso "Impacto ambiental"*, Capacitarte UBA, Nicolás Bardera, 2018.
- *Impacto Ambiental* [riunet.upv.es/bitstream/handle/] 2018.
- *Proyecto Final*, Cátedra UTN FRA, 2016.



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 9 – Marco legal actual en la Argentina

Alumnos:

Heguis, Braian

Giménez, Matías Francisco

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	3
2) Generación distribuida y nuevos modelos de negocio	3
3) Modelos de negocio forzados	4
4) Experiencias y Exploración de Modelos de Negocio en Argentina	5
4.1) Provincias con normativa para Generación Renovable.....	6
4.1.1 Caso de Estudio: Empresa Provincial de Energía de Santa Fe	11
5) Espíritu Competitivo Generación Renovable Vs. Monopolio de Distribuidores.....	13
6) Políticas de Estímulo con Feed-In-Tariffs	15
7) Criterios para Prevenir Fallas de Mercado	16
8) Métodos de Cómputo de Transacciones Mediante Balance Neto	18
9) Proceso de Alta de Usuario Generador.....	20
10) Normativas Legales y Técnicas para Generación Renovable	22
11) Bibliografía.....	23

1) Objeto

El objeto que tiene este apartado es enumerar y comentar la legislación, tanto su evolución como su estado en la actualidad y su proyección a futuro, sobre las energías renovables en la República Argentina, las leyes y regulaciones vigentes, resoluciones ministeriales tanto provinciales como nacionales, desarrollando casos pioneros que se dieron en ciertas regiones que son ejemplo para otras provincias. Es oportuno destacar que la legislación de la generación de 'energías limpias', el consumo sustentable y la eficiencia energética es un tema en actual abordaje y sobre el que se tienen avances incluso mientras este documento es elaborado.

2) Generación distribuida y nuevos modelos de negocio

Si se imagina un futuro con una alta fracción renovable, la generación distribuida se transforma en una componente importante. Con la inserción de nueva tecnología de generación modular, surge el rol de los pequeños generadores como nuevo paradigma y esto plantea nuevos modelos de negocio que históricamente no existían o no estaban definidos.

Y con todo esto, ¿cómo hace el pequeño generador para interactuar con la red eléctrica pública y vender sus excedentes? ¿Quién administra estas transacciones? ¿Qué procedimientos y regulaciones deben crearse para que pueda insertarse esta figura en el mercado? ¿Cómo convive este nuevo rol con los roles existentes en el mercado, a saber: grandes generadores, distribuidoras, transportistas, etc.? ¿Puede o debe el pequeño generador vender directamente energía en el mercado eléctrico y ser tratado como un generador? ¿O debe venderla a través de agentes mayoristas que optimicen las transacciones de manera competitiva? ¿A qué precio se pagarían los excedentes del prosumidor? ¿Serán atractivas las remuneraciones de energía para el prosumidor? ¿Recuperará el prosumidor su inversión? ¿Qué criterios de costeo deben suponerse para desarrollar incentivos?

3) Modelos de negocio forzados

Durante las últimas décadas del siglo XX y primeras del XXI, han surgido normativas que regulan la generación distribuida en diversos países de Europa y Norteamérica. Estas normativas generan modelos de negocio nuevos que, según el caso del país, han sido o bien forzados, o bien competitivos y naturalmente implementados.

Un modelo de negocio puede considerarse de introducción forzada si: a) crea un rol nuevo para los generadores distribuidos que no se desarrolla con una política de incentivos al precio o b) se inserta por definición de manera adecuada en el esquema de roles o modelos de negocio del mercado existente; inadecuadamente aplicada a lo largo del tiempo, sin combinarla con un modelo de cuotas de máxima de potencia anual o de reducción pautada del incentivo en el tiempo.

El caso español de generación distribuida es un ejemplo de introducción forzada de generación distribuida, producto de un desarrollo incompleto de política de incentivos. En 2008, España sobreestimuló con subsidios el mercado de distribuida en un período de 2 años, llegando a los 3,2 GWp instalados durante ese plazo, y luego con el advenimiento de la crisis financiera global, debió recortar esos incentivos de manera abrupta, destruyendo en poco tiempo a aproximadamente el 70% del nuevo mercado creado. Luego de esto y parcialmente influenciado por su experiencia, el país ibérico ha modificado sus políticas para contrarrestar el sobre-estímulo a la generación distribuida, introduciendo impuestos, reduciendo tarifas, y esto ha provocado fricciones internas en la nueva industria.

4) Experiencias y Exploración de Modelos de Negocio en Argentina

En Argentina, entre los años 2013 y 2016 se han desarrollado regulaciones provinciales de generación distribuida que no han sido suficientes para propulsar la inserción de estas tecnologías de forma. Un motivo posible es que no se ha definido adecuadamente el rol para que el prosumidor se inserte dentro del modelo de negocio del mercado eléctrico argentino existente. Tres distribuidoras provinciales han innovado (de las provincias de Santa Fe, Salta y Mendoza), buscando implementar regulaciones similares a las del mercado europeo, aunque éste difiere al argentino en la naturaleza los agentes que interactúan en él y, por lo tanto, en sus roles, integración vertical, normativas y procedimientos.

Emulando a la iniciativa europea, las nuevas normativas argentinas han buscado responsabilizar a los distribuidores de energía por la gestión y la compra de las inyecciones de excedentes de energía de los *Prosumidores*.

Sin embargo, por definición, en el mercado eléctrico argentino las empresas de distribución son monopolios naturales y sólo están abocadas a desarrollar y mantener las redes de distribución, cubriendo dichos costos mediante la compra de energía al mercado mayorista y su venta al minorista, obteniendo un margen de la diferencia de precios. Su modelo de negocio no posee definida la modalidad de compra minorista y venta minorista de energía – que no presenta margen por diferencia de precios y, por lo tanto, encuentran dificultad en diseñar o adherirse por propia voluntad a regulaciones para adquirir energía de pequeños generadores.

Ley 26.190

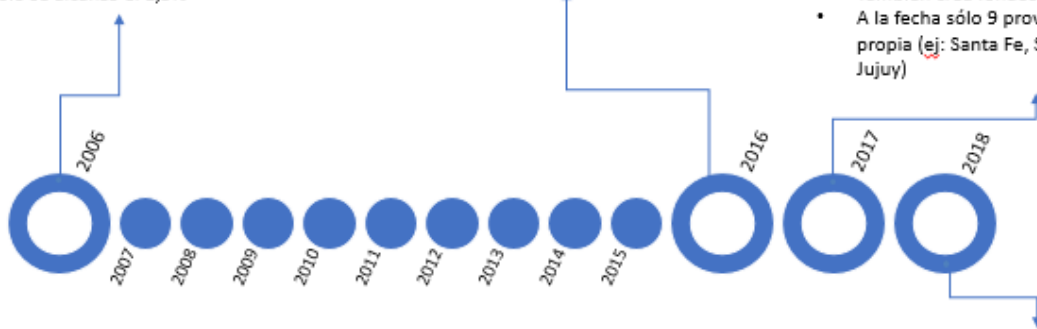
- Objetivo: Alcanzar que el 8% de la energía eléctrica consumida en 2016 provenga de fuentes renovables
- Solo se alcanzó el 1,5%

Ley 27.191

- Se esperaba tener en 2018 un 8% y a 2020 un 20%
- A la fecha solo hay un 2%

Ley 27.424

- Habilita a todos los usuarios con potencia contratada < 300 kW a instalar GD de origen renovable para autoconsumo y vender los excedentes de generación a la distribuidora
- También crea fondos de incentivo
- A la fecha sólo 9 provincias cuentan con ley propia (ej: Santa Fe, San Luis, Mendoza y Jujuy)



- Decreto 986/2018 (Noviembre 2018)

- Resolución 314/2018 de la Secretaría de Energía. (Diciembre 2018)

- Al día de la fecha se debe continuar con la reglamentación de varios aspectos.
- el ENRE no formuló ni comunicó formalmente cual será la regulación para dicha ley.

4.1) Provincias con normativa para Generación Renovable

Santa Fe, Mendoza, Salta, San Luis, Neuquén y Misiones son las seis provincias argentinas que cuentan hoy con normativa de generación distribuida de energía proveniente de fuentes renovables. La inyección de energía a la red pública de forma distribuida es habilitada mediante normativa específica o dentro de un paquete que incluye la promoción de las energías renovables en general. Las tres primeras ya cuentan con su normativa reglamentada, mientras que San Luis y Neuquén se encuentran en la instancia de la reglamentación. Misiones aprobó su propia ley de balance neto hacia fines de agosto del año 2017.

Las legislaturas locales han optado mayoritariamente por el instrumento tarifario del balance neto (net metering). No obstante, debido a los primeros resultados obtenidos, dos provincias, Santa Fe y Salta, han reorientado su estrategia hacia un sistema de tarifa diferencial (feed in tariff). Santa Fe, a través de un programa específico y Salta, a partir de la reglamentación de la norma local. Por su parte, la legislación aprobada en Neuquén autoriza a la Autoridad de Aplicación a establecer precios diferenciales durante distintos plazos, a favor de los usuarios para distintos niveles de generación.

Santa Fe fue la primera provincia argentina en habilitar la conexión a la red de sistemas distribuidos de energía renovable mediante la Resolución N° 442 de octubre de 2013, de la Empresa Provincial de Energía (EPE), que establece el procedimiento para el tratamiento de solicitudes de generación en isla o en paralelo con la red de la empresa. A través del Procedimiento PRO-103-101, se establecen los requerimientos técnicos. Podrán conectarse generadores con potencia nominal menor que 300 kW y el instrumento tarifario elegido fue el de balance neto.



No obstante, la provincia lanzó en el 2017 el Programa *Prosumidores*, con una duración de dos años y un cupo de 100 proyectos, incorporando otro instrumento, el de la tarifa diferencial, que es de \$5,50 (cinco pesos con cincuenta centavos) por kW/h generado a ser percibido por el lapso de ocho años. Para acceder al plan, el límite de potencia instalada es de 1,5 kW y los procedimientos para su instalación son los mismos dispuestos en la Resolución 442/13. Si se da el caso de que durante tres bimestres consecutivos la energía consumida por un prosumidor es inferior al 60 por ciento de la energía generada, se suspenderá el aporte hasta que esa relación iguale o supere el 60%.

También en 2013, la legislatura de la provincia de Mendoza sancionó la Ley N° 7549 mediante la cual autoriza a los usuarios de energía eléctrica conectados a una red de distribución a transformarse en autogeneradores y cogeneradores de energía eólica y solar. El Ente Provincial Regulador Eléctrico de Mendoza (EPRE) reglamenta quiénes pueden inyectar a la red de distribución los excedentes generadores y dispone de las condiciones técnicas para ellos y su forma de facturación. La forma de facturación se determinó mediante Resolución del EPRE 019/15 y establece la modalidad de balance neto como instrumento tarifario. A la vez se puso un límite expreso de potencia instalada de 300 kW.



A fin de promover la actividad, mediante la ley se desgravan los impuestos inmobiliarios a los predios utilizados como parques eólicos con una capacidad mínima instalada de 100 kW por hectárea con equipos de fabricación nacional y se exime del canon de concesión a las distribuidoras por el porcentaje de facturación del servicio eléctrico que corresponda a agentes de energía eléctrica de origen eólico y solar por el plazo que el poder ejecutivo determine.

Por su parte, en junio de 2014, la legislatura provincial de Salta sancionó la Ley N° 7.824 de “Balance Neto, Generadores Residenciales, Industriales y/o Productivos”. La norma se enmarca en el Plan Provincial de Energías Renovables, y establece las condiciones administrativas, técnicas y económicas para que los usuarios puedan conectar hasta 100 kW de potencia a la red de baja tensión.

El Ente Regulador de los Servicios Públicos (Enresp) será el encargado de determinar el valor que se deberá abonar por la generación de energía. A priori, la legislación establece que deberá ser acorde a la referencia que se abone en el mercado eléctrico nacional para generaciones de igual tipo y origen al momento en que se inyecte la energía en la red.



El gobierno provincial creó además un Régimen Promocional de Inversiones, por el que busca brindar créditos de hasta un 70 por ciento del costo de los equipos a devolver en 5 cuotas anuales, a partir del sexto año a valor histórico.

A pesar de que el instrumento tarifario establecido por la norma es el de balance neto, y al igual que lo hicieron las autoridades santafecinas, Salta avanzó hacia la tarifa diferencial. Mediante la Resolución N° 1.315/14 que reglamenta a la Ley N° 7.824, el gobierno estableció el instrumento “feed in tariff” por un período de dos años con la consideración de: tipo de tecnología, cantidad de horas y el precio estacional de la energía no subsidiada. Estas tarifas se actualizarán trimestralmente según los precios estacionales de energía no subsidiados del MEM y los cambios en los precios que se abonen en el mercado eléctrico nacional para generaciones de igual tipo y origen. A eso se le suman, además, los cargos fijos y por potencia que debe abonar el usuario a la distribuidora según su categoría tarifaria.

Provincia	Santa Fe	Salta	Mendoza
Normativa	Resolución N° 442	Resolución N°1315/14	Resolución EPRE N° 19/15
Organismo	EPE (Empresa Provincial de la Energía)	Ente Regulador de los Servicios Públicos (ENRESP)	Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE)
Fecha	Octubre de 2013	Noviembre de 2014	Marzo de 2015
Especificaciones Técnicas	MANUAL DE PROCEDIMIENTOS PRO-103-101 ANEXO 1 "PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA LA CONEXIÓN DE GRUPOS GENERADORES EN ISLA O EN PARALELO CON LA RED DE LA EPESF "	Reglamentación de la Ley N° 7824. Balance Neto. GGER Residenciales, Industriales y/o Productivos	"Reglamento de las Condiciones Técnicas de Operación, Mantenimiento, Medición y Facturación para el vuelco de excedentes de energía a la Red Eléctrica de Distribución" Anexo II: Requisitos Técnicos
Límite de potencia	< 300 kW	< 100 kW	< 300 kW
Balance Neto	Net Metering	Net Metering	Net Metering
Incentivos	Programa Prosumidores (< 1,5kW). Duración de dos años y un cupo de 100 proyectos. Tarifa diferencial de \$5,50/kWh a ser percibido por ocho años.	Créditos blandos de hasta un 70 por ciento del costo de los equipos a devolver en 5 cuotas anuales, a partir del sexto año a valor histórico. Tarifa diferencial. Mediante la Resolución N° 1.315/14 por dos años en base a requisitos.	Desgravación de impuestos inmobiliarios a parque eólicos de fabricación nacional > 100kW/hectárea. Exención de canon de concesión a las distribuidoras por el porcentaje de facturación del servicio eléctrico que corresponda a agentes de renovables.

En el mismo año, la provincia de San Luis sancionó la Ley N° IX-0921-2014 de “Promoción y Desarrollo de Energías Renovables”, en la que la generación distribuida está incluida en un modelo de promoción de las renovables mucho más amplio.



La ley plantea que los generadores de energía de forma distribuida de fuentes renovables podrán solicitar el otorgamiento de un crédito fiscal por un importe de hasta el cincuenta por ciento (50%) de los impuestos provinciales a devengar por el contribuyente en hasta cuatro ejercicios fiscales, incluyendo aquel en el que inicie la ejecución del proyecto, de acuerdo con lo que se determine en la reglamentación en función de la inversión total y mano de obra afectada a este, el que en ningún caso podrá ser superior al monto total de la inversión comprometida.

En el caso específico de la generación distribuida, el proyecto de ley establece que la Autoridad de Aplicación promoverá los sistemas necesarios que permitan a los generadores, generadores distribuidos y autogeneradores distribuidos, conectarse a la red para inyectar la energía proveniente de fuentes renovables.

En el 2017, el gobierno de la provincia de Neuquén publicó en su Boletín Oficial hacia finales del mes de julio la Ley Nº 3.006 que promueve la generación distribuida de energía eléctrica a partir de fuentes renovables para ser inyectada a las redes de media y baja tensión, así como también para autoconsumo.



La norma establece, además, que el Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales deberá crear una estructura institucional específica para llevar adelante los objetivos planteados por la norma.

La autoridad de aplicación definirá las tarifas y las compensaciones y pagos a los usuarios, y definirá los cupos a otorgar y los mecanismos de acceso para acogerse a los beneficios de la ley. En relación con este tema, la norma detalla que “los volúmenes y el costo generado, por la compra de la energía a los usuarios de la red, serán remunerados como costo de abastecimiento de la distribuidora, en la forma que determine la reglamentación, sin alterar los cálculos de los cuadros tarifarios que correspondan, según el contrato de concesión vigente”.

La autoridad de aplicación también deberá crear líneas de créditos especiales y de largo plazo a través del Estado provincial o de convenios con bancos públicos y privados para la adquisición de equipos. Asimismo, puede establecer precios diferenciales durante distintos plazos, a favor de los usuarios para distintos niveles de generación, que produzcan acreencias mediante la inyección de energía eléctrica a partir de recursos renovables.

Por su parte, la legislatura de Misiones aprobó la Ley de Balance Neto. Micro Generadores Residenciales, Industriales y/o Productivos. En su artículo 4º, la norma establece que “para la inversión en equipamiento de generación de energía renovables, los usuarios podrán ser comprendidos con Ley Nacional Nº 25.019, la Ley Nº 20.190 (léase 26.190) y su modificatoria (Ley Nº 27.191), en lo que concierne a beneficios impositivos. A tal efecto la Autoridad de Aplicación incluirá en la reglamentación la metodología de gestión de implementación de la exención/o diferimiento que corresponda. De igual manera accederán a los beneficios previstos en la Ley Provincial LEY XVI – 97.



Mediante la reglamentación se determinará los requisitos técnicos y los límites de generación que deberán cumplirse para conectar el equipamiento a las redes de distribución e inyectar los excedentes de energía a estas.

Buenos Aires fue la provincia pionera en dictar una normativa que habilitara la generación distribuida, pero en su momento la legislación no tuvo grandes resultados y finalmente la norma fue derogada.

Mediante una norma del año 2001, la Ley Nº 12.603, que acompañó la sanción de la Ley Nacional Nº 25.019 de Energía Eólica y Solar, y su Decreto Reglamentario Nº 2.299/2009 se habilitaba la comercialización de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en la red pública dentro de un paquete más amplio de promoción. Dentro de los beneficios promocionales, la ley eximía del pago del impuesto inmobiliario a las instalaciones de equipamiento para la generación y determinaba una compensación tarifaria hoy desactualizada.

La Ley Nº 12.603 fue derogada por la ley provincial de adhesión al régimen de fomento a las energías renovables establecido por la Ley Nacional Nº 26.190 y su modificatoria, la 27.191.

En 2009, la provincia de Buenos Aires creó el Programa Proinged mediante Resolución 827/09 (sus Anexos I, II y III), que nace través de un convenio entre el Ministerio de Infraestructura de la provincia y el Foro Regional Eléctrico de Buenos Aires (Freba). El programa tuvo como objetivo promover inversiones eficientes y económicamente sustentables en materia de generación de energía eléctrica distribuida, para priorizar la utilización de fuentes renovables y admitiendo también la cogeneración. Además, brindó asistencia técnica para el desarrollo de proyectos así como de financiamiento para los estudios previos, los proyectos ejecutivos y la inversión. A partir de esta iniciativa, se realizó la ampliación del mapa eólico de la provincia de Buenos Aires.

4.1.1 Caso de Estudio: Empresa Provincial de Energía de Santa Fe

Es interesante analizar el caso de la empresa distribuidora provincial de energía de Santa Fe (EPESF), que permite observar cómo desarrolló un procedimiento interno para regular y remunerar la inyección a red de prosumidores de acuerdo a su rol y modelo de negocio propios, sin tener en cuenta el beneficio para que el prosumidor recupere su inversión en períodos de tiempo razonables.

Según dicho procedimiento, la EPESF establece que:

“a los PC [pequeños consumidores] que hubieran conectado generadores en paralelo con la red de la EPESF, se les facturará la suma de la energía neta (entregada menos recibida) suministrada por la EPESF y la energía entregada por el generador al precio de venta de la EPESF y se les descontará la energía entregada por el generador al precio de compra de la EPESF” (EPESF, 2013).

En otros términos, esta afirmación puede traducirse a la fórmula aquí expresada:

$$\text{Facturación} = \text{Precio venta} * (\text{Energía Consumida} + \text{Energía Generada}) - \text{Precio compra} * \text{Energía Generada}$$

Donde la Energía Neta Consumida es igual a lo generado menos lo consumido suponiendo que el prosumidor es un consumidor neto, o sea, que genera menos de lo que consume.

Es interesante observar que los dos últimos términos de la fórmula son equivalentes al VAD por unidad de energía generada:

$$\text{Precio venta} - \text{Precio compra} = \text{VAD}$$

En otras palabras, según el reglamento de la EPESF, el prosumidor debe abonar la energía neta que consume al precio corriente, y debe pagar asimismo el VAD por toda la energía generada. Dicho de otra forma, el prosumidor debe pagar, además de su consumo neto, el costo que le representa a la EPESF por la construcción, operación, administración y mantenimiento de sus redes (VAD), por sus unidades de energía generada.

Otra forma de verlo también es la siguiente: el prosumidor paga a la EPESF por la energía que consume a precio corriente, y también debe abonar lo que la EPESF deja de ganar (el VAD, precio menos costo) por la energía que el prosumidor deja de consumirle, por el hecho de éste generar su propia energía. Si bien este procedimiento está correctamente pensado para prevenir la falla de mercado denominada “espiral de la muerte”, ha probado no ser atractivo al prosumidor.

Este procedimiento fue publicado en agosto de 2013, y durante los dos años y medio siguientes registró sólo un caso de solicitud de interconexión debido a que la normativa no generaba condiciones atractivas para que los prosumidores recuperaran su inversión.

Por este motivo, en mayo de 2016 la Secretaría de Estado de la Energía de la Provincia de Santa Fe se comprometió a desarrollar junto a la EPESF un programa de fomento llamado “Programa Prosumidores”, por el que por el plazo de los primeros 8 años desde la instalación de su sistema se remunera a los prosumidores por toda su energía generada a un valor de 5,5 ARS/kWh (cinco veces superior al precio de venta del distribuidor) (SEESF, 2016).

Con esta remuneración, el prosumidor puede recuperar su inversión en los primeros 8 años desde puesto en marcha el sistema.

Luego de estos ocho años, el programa cesa y el prosumidor entra en el régimen especificado en el procedimiento de la EPESF.

TARIFA PROMOCIONAL

PRODUCTOR CONSUMIDOR

¿Sabías que podés generar energía renovable y volcarla a la red de la EPE?

Así podés recuperar la inversión en las instalaciones mientras ahorrás energía y contribuís al cuidado del medio ambiente.

Santa Fe, pionera en políticas de Estado que fomentan el uso y generación de energías renovables.

• info: T. 0341 4772558 - sser@santafe.gob.ar
santafe.gob.ar/energia

SANTA FE

EPE
Energía de Santa Fe

5) Espíritu Competitivo Generación Renovable Vs. Monopolio de Distribuidores

Más allá de los tres casos de distribuidores provinciales que desarrollaron procedimientos de interconexión a red de pequeños generadores en Argentina, durante casi tres años de ejemplo de funcionamiento de estos esquemas no ha existido pro actividad en las restantes provincias para regular esta implementación. Puede explorarse la causa de esta “falta de pro actividad en el modelo de negocio del distribuidor para aceptar prosumidores” en el hecho de que la generación en Argentina es un negocio competitivo por definición y está claramente separada de las demás actividades de distribución y transporte, con lo cual se presenta una incompatibilidad al asignar la responsabilidad de la compra, administración y control del precio de la generación a cada distribuidor (monopolio geográfico).

Esta incompatibilidad proviene de la naturaleza de la estructura del Mercado Eléctrico Argentino. Según la ley 24.065 de 1992, por la cual se desregula el mercado eléctrico argentino (Poder Legislativo Argentino, 1992), se definen 5 agentes en el nuevo Régimen de la Energía Eléctrica, a saber:

- 1) Generadores o productores, auto generadores y cogeneradores,
- 2) Transportistas,
- 3) Distribuidores,
- 4) Grandes Usuarios,
- 5) Comercializadores.

Estos agentes son coordinados administrativa y transaccionalmente por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). De entre ellos, los generadores, comercializadores y grandes usuarios operan de manera competitiva, comprando y vendiendo energía mediante contratos a término y directamente en el mercado mayorista de CAMMESA. Por otro lado, los Transportistas y Distribuidores operan como monopolios naturales en las zonas geográficas asignadas bajo concesión. Dada esta configuración de agentes del mercado, no se alinea naturalmente al espíritu competitivo de la generación el hecho de asignar la administración de los prosumidores a las terminales de los distribuidores. De desarrollarse esta asignación, los prosumidores quedarían limitados a celebrar acuerdos de venta de energía únicamente con sus terminales de distribución en su zona geográfica, y esto dificultaría el ejercicio de su derecho a poseer capacidad amplia de elección sobre a quién, a qué precio y cómo vender su energía.

Este derecho existe por definición y de acuerdo con la Ley 24.065 de 1992, a partir de la cual:

“la actividad de generación se concibió como actividad de riesgo sometida a condiciones de competencia. La misma se desenvuelve en un sistema de declaración de costos sujetos a un Price-Cap. 4, donde la generación más barata desplaza a la más cara y por lo tanto se garantiza el uso eficiente de los recursos. Las unidades son despachadas económicamente por CAMMESA a los efectos

de abastecer la demanda al menor costo económico posible, y son remuneradas al precio spot horario en el nodo correspondiente. [...] La Organización Comercial del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sobre la que se estructura el conjunto de transacciones de energía eléctrica que se realizan a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI), se compone de un MERCADO A TÉRMINO, con contratos por cantidades, precios y condiciones libremente pactadas entre vendedores y compradores, y un MERCADO SPOT, con precios sancionados en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo medido en el Nodo Mercado” (Suazo, 2005).

Por todo esto, si un distribuidor administra las transacciones de compra de energía de un prosumidor puede restringir su capacidad y derecho individual de elección y fijación de precios.

En varios países de Europa han implementado exitosamente procedimientos de interconexión asignando la gestión de los prosumidores a los distribuidores debido a que allí existe la figura del “*Gentailer*”, que es un modelo de negocio inexistente en Argentina. Esta figura es un Generador-Distribuidor (“gen”, de “generator” o generador y “-tailer” de “retailer” o distribuidor) que posee ambas prerrogativas de generar y distribuir la energía a cliente final sin ser propietario de las redes, pero sí enfocando su negocio en los activos de generación, y por lo tanto posee un modelo de negocio integrado de comercialización con una base de rentabilidad proveniente de un margen competitivo.

En contraste, en Argentina, los generadores sólo se dedican a generar y son lo que se denomina “Pure Play Merchants” (“Comerciantes Puros” en español): el foco de su negocio está en los activos de generación y su base de rentabilidad proviene de un margen competitivo por la venta de energía de manera mayorista o a grandes usuarios. Por otro lado, los distribuidores argentinos sólo se dedican a distribuir energía a clientes finales y son lo que se denomina “Network Managers” (“Gestores de la Red” en español), que como ya se ha descrito, enfocan su negocio en ser propietarios monopólicos de la red de distribución, y por lo tanto su margen no es competitivo, sino regulado.

6) Políticas de Estímulo con *Feed-In-Tariffs*

Habiendo recorrido algunas ideas de forzamiento de la introducción de la generación distribuida mediante la inadecuada alocaación del rol del prosumidor dentro del mercado, es conveniente ahora realizar una revisión de los conceptos existentes de estímulo a la inserción de estas nuevas tecnologías.

A propósito, las políticas más comunes de estímulo a la generación distribuida se basan en incentivos denominados *feed-in-tariffs* (o tarifas preferenciales por inyección a red), que son precios diferenciales que se pagan a los pequeños generadores para que puedan recuperar la inversión en sus sistemas renovables en un período corto de tiempo (comúnmente entre 5 y 8 años). Los *feed-in-tariffs* se ofrecen cuando no existe la paridad de red o, en otras palabras, cuando no cuesta lo mismo (de hecho, cuando cuesta menos) consumir energía de la red que generar la propia con un sistema pequeño.

Es importante observar que en mercados donde no hay paridad de red, no puede desarrollarse la generación distribuida si no se introducen políticas de incentivo con *feed-in-tariffs*. Es por esta razón que muchos gobiernos eligen pagar la energía distribuida a una tarifa más cara que la electricidad de la red. Normalmente, la primera gran barrera en un mercado sin generación distribuida es – además de la falta de regulación para admitir a pequeños generadores – que no existe esta condición económico-competitiva de paridad de red y, por lo tanto, no es atractivo para un pequeño consumidor invertir en su sistema de generación sabiendo que no recuperará su inversión. La paridad de red implica que el precio del distribuidor de energía sea igual al costo equivalente de energía de generación distribuida (costo equivalente entendido como aquel al cual la inversión en el sistema renovable distribuido se recupera en un plazo de entre 5 y 8 años).



7) Criterios para Prevenir Fallas de Mercado

Los objetivos de implementar renovables, diversificar la matriz y descentralizar la generación son claros para todos los Estados, aunque no tanto así las políticas que deben llevarse a cabo para, partiendo de la situación actual de las matrices, estimular la inserción y desarrollo de las nuevas tecnologías. Las preguntas que surgen al pasar a la acción son: ¿por qué estimular? y ¿cómo y qué estimular?

Las tarifas diferenciales o *feed-in-tariffs* deben aplicarse con criterios de cómputo y asignación de costos adecuados y ser revisadas en el tiempo. De no aplicarse con criterios comprensivos, la evolución de los nuevos roles de negocio puede ocasionar fallas de mercado no deseadas.

Una falla comúnmente discutida es la “espiral de la muerte”, que se produce cuando el costo de mantenimiento de las redes eléctricas no es asignado correctamente en el precio de la generación distribuida, produciendo como resultado que a medida que más prosumidores adoptan este tipo de energía, los costos para operar y mantener las redes se distribuyan entre una base menor de consumidores. Esto hace que los precios de electricidad de red aumenten y que los consumidores de esta electricidad paguen injustamente por la entrada en inyección de los prosumidores.

Un criterio de estímulo con creciente implementación en muchos países es subsidiar la tarifa de inyección a red temporalmente hasta que las condiciones competitivas de precios de mercado de la energía distribuida se alcancen por el crecimiento y la escala de la industria, mientras en paralelo se estimula la inversión para la mejora competitiva de la producción de tecnología en escala, lo cual indirectamente va reduciendo los precios de la energía generada con estas nuevas tecnologías.

Las tecnologías renovables son competitivas y maduras a nivel internacional, por lo que el estímulo prolongado o indefinido a la tarifa no encuentra lugar en lo que es la innovación de productos ni su maduración tecnológica, sino más bien sirve temporalmente a los fines de ayudar en la implementación en escala en el mercado.

Por lo expuesto, y con el fin de prevenir las fallas de mercado, junto con asignar adecuadamente los roles de los prosumidores dentro del modelo de negocio eléctrico en general, es interesante analizar los siguientes criterios para calcular los *feed-in-tariffs*:

1. debería procurarse que el prosumidor cubra el costo de acondicionamiento o mantenimiento de red por su fracción de energía que inyecta a la red. Existen diversos métodos de cálculo que permiten esto, y son desarrollados más adelante;
2. los incentivos al precio (*feed-in-tariffs*) deberían ser temporales, para no distorsionar las señales de precio del conjunto del mercado fuera de tiempo.

Si los incentivos no son correctamente gestionados en el tiempo, este hecho podría afectar la capacidad de innovación tecnológica del sistema en su conjunto. En este sentido, pueden enumerarse los siguientes criterios interesantes:

1. posibilidad de sujetar la vigencia del incentivo a la paridad de red en el nodo de conexión. Si existe paridad de red, no debería haber feed-in- tariffs vigentes, y sí debería haber en el caso contrario;
2. alternativa de no definir un feed-in- tariff fijo, sino variable y en función de la diferencia entre la tarifa de electricidad del distribuidor y el costo equivalente de la energía generada con los sistemas distribuidos;
3. opción de determinar que el feed-in- tariff se compute hasta tanto el prosumidor recupere la inversión de su sistema al cabo de un período fijo de tiempo (espíritu del concepto de *feed-in-tariff*).
4. a nivel macro, los incentivos de feed-in- tariffs deberían ser acompañados por políticas de cuotas o límites de potencia distribuida que pueden instalarse anualmente en la matriz energética. Esto permite gestionar la innovación de mercado de manera más iterativa y aplicar correcciones de normativas a medida que se registran las variables de evolución del mercado.

8) Métodos de Cómputo de Transacciones Mediante Balance Neto

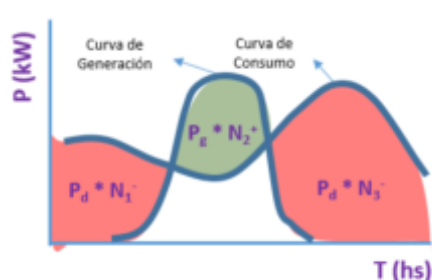
En mercados donde existe un régimen estacionario y competitivo de asignación de precios a la energía distribuida inyectada, comúnmente se utilizan las metodologías de Balance Neto para computar las transacciones entre prosumidores y comercializadores de energía.

Estos métodos funcionan adecuadamente sin *feed-in-tariffs* en mercados que han alcanzado la paridad de red. Pueden observarse dos modalidades principales que consisten en realizar:

- un Balance Neto de Energía (*Net Metering*) antes de computar los costos de la transacción, y
- un Balance Neto de los costos de transacción (*Net Billing*) desde el primer momento.

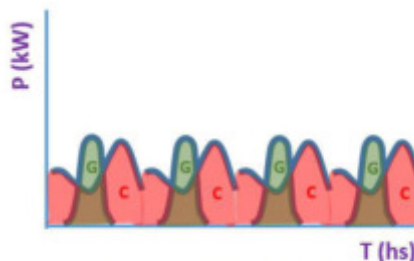
Las diferencias entre uno y otro método radican en la tecnología de medición que se utilice (tipos de medidores inteligentes o smart meters), la precisión de las asignaciones económicas de la transacción y su correlación con la física del flujo real de energía, y por lo tanto en lo justas que sean para representar lo que realmente sucede entre las partes.

En el *Net Metering* o Balance Neto de Energía, primero se calcula el balance de energía generada menos la consumida, y luego se multiplica este balance por el precio que corresponde al signo del saldo. El cálculo da diferentes resultados si las mediciones del saldo se realizan de manera horaria, a si se realizan de modo mensual. La lectura horaria es una forma más precisa y justa de calcular el balance neto, porque tiene en cuenta toda la energía que entra y que sale para el cómputo de la tarifa. De este modo, a pesar de que el balance mensual dé cero, el balance horario bien podría dar saldo a favor o en contra en el caso en que no haya paridad de red.



NET METERING HORARIO

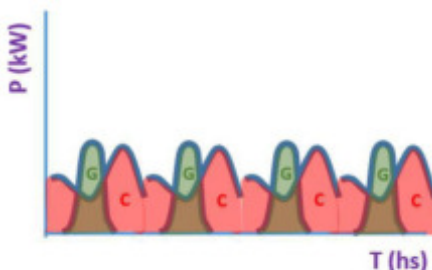
$$\$/ = N_2^+ * P_g - (N_1^- + N_3^-) * P_d$$



NET METERING MENSUAL:

$$\$/ = \sum (G-C) * P_g \text{ si } G > C$$

$$\$/ = \sum (C-G) * P_d \text{ si } C > G$$



NET BILLING HORARIO/MENSUAL:

$$\$/ = \sum G * P_g - \sum C * P_d$$

REFERENCIAS:

- G: Energía Generada
- C: Energía Consumida
- P_g : Precio por la Energía Generada
- P_c : Precio por la Energía Consumida
- N^- : Balance Neto de Energía Negativo, o energía neta consumida (C-G)
- N^+ : Balance Neto de Energía Positivo, o energía neta inyectada (G-C)

En el *Net Billing* o Balance Neto de Facturación, primero se calcula el valor monetario de manera independiente sobre lo generado y sobre lo consumido, y luego se balancean estos saldos monetarios. Como los cálculos de valor se realizan sobre el total generado menos el total consumido, no existe diferencia si las lecturas se realizan de manera horaria o mensual. Este método es análogo en precisión al Net Metering horario, de modo que es más justo que el Net Metering mensual.

Existe un tecnicismo adicional para la clasificación del *Net Metering*, que puede ser *Time-of-Use* (tiempo de uso) y/o *Market Rate* (tasa de mercado). El hecho de que sea *Time-of-Use* (TOU) implica que el precio de la energía transada se compute a su valor variable según la banda horaria del día. Por otro lado, el hecho de que sea *Market Rate* (MR), implica que el Balance neto resulta de multiplicar los flujos de energía neta inyectados y consumidos respectivamente por los precios de mercado de la energía entregada y recibida, para cada banda horaria. O sea, que en la modalidad MR, los medidores inteligentes tienen la capacidad de mapear el precio de mercado de la energía momento a momento. Este último método de MR es quizás más complejo de implementar en mercados nuevos.

9) Proceso de Alta de Usuario Generador

Se detalla a continuación la metodología para el alta de una cuenta de un usuario con generación fotovoltaica conectada a la red con la empresa distribuidora de energía.



El cliente deberá crear una solicitud de reserva de potencia a la Secretaria de Energía, especificando entre otras cuestiones: lugar, potencia de instalación, distribuidora correspondiente y categoría de usuarios-generadores (UG):

- UG-pequeños: sistema de generación hasta 3 kW
- UG-medianos: sistema de generación de 3 a 300 kW
- UG-mayor: sistema de generación de 300 kW a 2 MW

Dependiendo de la potencia, esta solicitud debe aceptarse automáticamente si no se llega a un porcentaje determinado de EDR preexistente en el alimentador. Los pedidos de instalación por potencias menores a 3 kW se autorizarán automáticamente hasta un cupo del 20% de la potencia nominal del alimentador correspondiente (no se aclara si es BT o MT). Pasado el 20%, la autorización de nuevos pedidos queda a criterio técnico de la distribuidora. Los mayores a 3kw, hasta un 10% y mayores a 300 kW se realiza un estudio caso a caso. A partir de dicha solicitud, la distribuidora deberá contestar (incluye realizar un análisis de factibilidad técnica), en los mismos plazos de “una instalación de medidor”, pudiendo:

Rechazar: La potencia solicitada supera los 2MW o afecta la calidad de producto de la red.

Aceptar la solicitud

Aceptar parcialmente: Aceptar solo una parte de la potencia solicitada que no afecta la red.

Dicha potencia otorgada deberá ser reservada al cliente por un plazo de 1 año.



A partir de la aprobación el cliente podrá realizar la instalación de los paneles y un electricista matriculado deberá aprobar la instalación realizada. El cliente deberá informar la finalización y certificación de la instalación con la declaración jurada del matriculado y la información de los elementos instalados. Esto implica la “solicitud de medidor”.



A partir de entonces, la distribuidora deberá comenzar el proceso de instalación (cambio) del nuevo medidor (bidireccional) cumpliendo con los plazos de un NNSS. El cargo de conexión de un nuevo medidor queda a cargo del cliente y no deberá ser superior a un “cargo por cambio de medidor”.



La distribuidora deberá realizar el cambio del medidor convencional por un medidor bidireccional y dar el alta de dichas modificaciones en sus sistemas comercial y técnico e informarlo en a la secretaria.



Deberá acondicionarse el procedimiento, sistema y hardware (TPL) de lectura para un medidor bidireccional, ejemplo: crear un nuevo registro de lectura: “energía activa generada” (con sus respectivos valores de estimaciones). LA facturación es de acuerdo a la fórmula:

$$E. Consumida * Precio de Venta Distribuidora + Impuestos - E. generada * Precio de Generación$$

Precio de Venta Distribuidora: Según cuadro tarifario actual

Precio de Generación: Similar a Precio estacional de mercado (MEM).

Dichos conceptos deberán estar explícitos en la factura. En caso de que un cliente posea saldo a favor por generar energía, se deberá ajustar dicho monto en su próxima factura. Los procedimientos de suspensión y corte no se ven afectados por la instalación de un medidor bidireccional.



El cliente puede solicitar baja o modificación comercial / técnica y deberán ser gestionados por la distribuidora de acuerdo a los procedimientos actuales, por ejemplo: cambio de titularidad, aumento y disminución de potencia, cambio de tarifa.

10) Normativas Legales y Técnicas para Generación Renovable

Se detallan a continuación las leyes y normativas actuales vigentes que hacen a la generación de energías renovables y a la solar fotovoltaica en particular para su conexión a la red de energía eléctrica en el territorio nacional.

A nivel nacional:

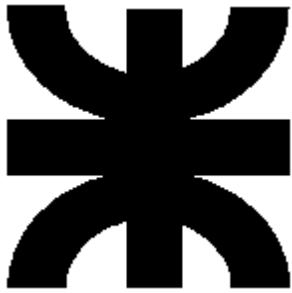
- Ley N° 27.424 y su modificatoria, y el Decreto N° 986 del 1 de noviembre de 2018
- Resolución 314/2018
- Decreto 986/2018: Régimen De Fomento A La Generación Distribuida De Energía Renovable Integrada A La Red Eléctrica Pública

A nivel provincial:

- Empresa Provincial de Energía (EPE), Santa Fe. - Procedimiento PRO-130-101
- Ente Provincial Regulador Eléctrico (EPRE), Mendoza. - Ley n°7.549
 - Resolución EPRE 019/15
- Legislatura Provincial de Salta. - Ley n°7.824
- Legislatura Provincial de Neuquén- Ley n° IX-0921-2014
- Legislatura Provincial de Misiones - Ley n° XVI - °97

11) Bibliografía

- *Cuaderno de aplicaciones técnicas - Plantas Fotovoltaicas*, ABB. 2017
- *Cuaderno tecnico- Plantas Fotovoltaicas*, Schneider. 2018
- *Acabando con los mitos sobre las energías renovables*, Mythbusters. 2013.
- *Análisis Comparativo De Inversores Fotovoltaicos*, Clara Ormaechea. Universidad Carlos III. 2012.
- *Líderes en Energía Limpia: Países Top en Energía Renovable en Latinoamérica*, WWF, Internacional. 2014.
- *Renovable, Opcion*, Or Dysac. [opcionrenovable.com.ar] publicado 3 de agosto 2015.
- *Energias Renovables*, Cátedra UTN FRA. 2014.
- *Instalaciones electricas y Luminotecnica*, Cátedra UTN FRA. 2014
- *Energias Renovables*, Catedra FI UBA. 2015.
- *Celdas Fotovoltaicas En Generación Distribuida*, Isidro Elvis. Universidad Católica de Chile. 2005.
- *Generación de Energías Renovables*, Edenor. 2019
- *Poder Legislativo Nacional*, [www.infoleg.gob.ar] 2019



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

FACULTAD REGIONAL AVELLANEDA

PROYECTO FINAL

Generación Solar Distribuida en edificios de oficina

Tópico 10 – Sinopsis

Alumnos:

Heguis, Braian

Giménez, Matías

Pane, Fernando

Tutor:

Ing. Schister, Mariano

INDICE

1) Objeto.....	3
2) La energía solar dentro de las energías renovables	3
3) Paneles solares e Inversor: Principio de funcionamiento y Selección.	5
4) Medidor	11
5) Aplicación y Montaje	12
6) Generación.....	18
7) Economía	19

1) Objeto

El objeto del presente documento es la recopilación de todo lo concluido, desarrollado y obtenido en todos los tópicos precedentes con el fin de expresar en resumidas partes el diseño y la ingeniería de una instalación solar fotovoltaica para edificios de oficinas. De manera tal que el presente Proyecto pueda ser tanto un material de consulta para cualquier persona interesada en este tipo de sistemas como un antecedente de estudio para cualquier persona interesada en llevar a cabo una instalación de esta índole.

2) La energía solar dentro de las energías renovables

En el mundo las fuentes globales potenciales de recursos renovables son bastante amplias. Se estima que el potencial técnico total de energía renovable puede exceder en cien veces el consumo de energía mundial actual. Alrededor del 95% de este potencial proviene de tecnologías solares. El Sol es sin duda una fuente de energía renovable con un enorme potencial y posible utilizar con el máximo respeto al medio ambiente. Entre los diferentes sistemas que utilizan fuentes de energía renovables los basados en tecnología fotovoltaica son muy prometedores gracias a sus cualidades intrínsecas: tienen unos costes de funcionamiento muy reducidos (el "combustible" es gratis) y unas necesidades de mantenimiento limitadas, son fiables, no producen ruido y son fáciles de instalar. Además, la energía fotovoltaica en algunas aplicaciones aisladas es definitivamente mejor que otras fuentes energéticas, sobre todo allí donde la instalación de líneas eléctricas tradicionales resulta difícil y costosa.

A nivel mundial, la energía fotovoltaica está aumentando enormemente gracias a las tarifas reguladas, un mecanismo para financiar el sector que subvenciona, por medio de incentivos concedidos por los gobiernos, la energía eléctrica producida por plantas conectadas a la red.

Energías Renovables							
FUENTE DE ENERGÍA	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	Total GWh	Total MW Medios
Biodiesel	32	170	2	2	0	206.6	4.7
Biomasa	98	127	134	114	155	626.9	14.3
Eólica	16	348	447	613	593	2017.5	46.0
Hidro <= 50MW	1350	1566	1376	1543	1713	7548.4	172.2
Solar	2	8	15	16	15	55.3	1.3
Biogas	0	36	108	103	84	330.8	7.5
Total GWh	1498.2	2255.2	2082.9	2390.0	2559.1	10785.4	246.1
DEMANDA ENERGÍA [GWh]	AÑO 2011	AÑO 2012	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	Total GWh	Total MW Medios
Demanda MEM	116349	121293	125166	126397	131995	621201	28350
Porcentaje de la Demanda MEM cubierta con Generación Renovable	1.3%	1.9%	1.7%	1.9%	1.9%	1.7%	

Figura 10.1 Evolución de la generación y la demanda de energías renovables.

La irradiación solar es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [kW/m²]. Esta intensidad es igual a la integral de la potencia asociada a cada valor de la frecuencia del espectro de radiación solar. Por tanto, la radiación que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiación sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo.

Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida (sobre todo por el vapor de agua y el resto de gases atmosféricos). La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas en él suspendidas.

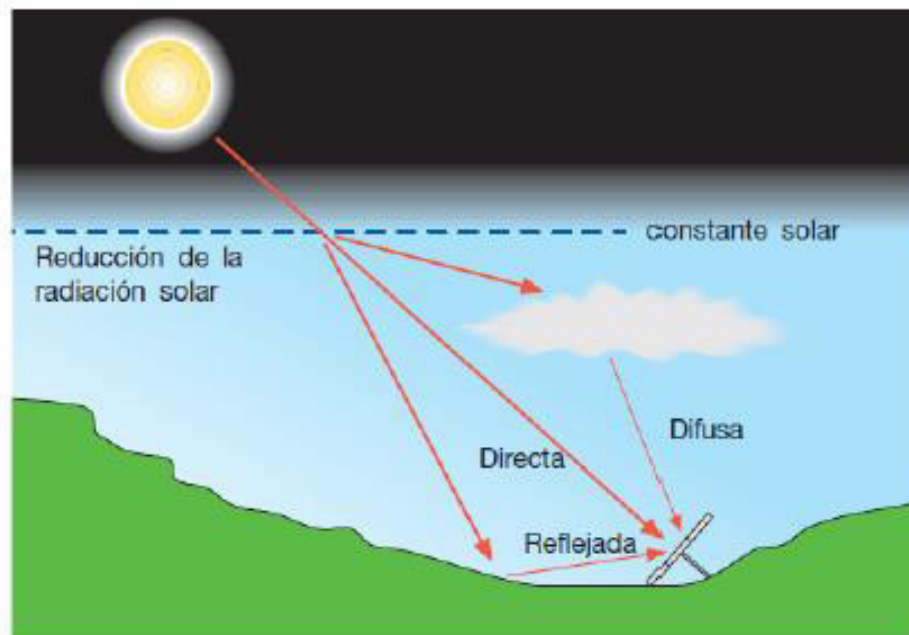


Figura 10.2 Componentes de la Radiación Solar

3) Paneles solares e Inversor: Principio de funcionamiento y Selección.

La tecnología fotovoltaica (FV) se aprovecha del efecto fotoeléctrico, a través del cual algunos semiconductores dopados generan electricidad al ser expuestos a la radiación solar.

La electricidad anual generada por una planta FV depende de distintos factores, entre ellos:

- Radiación solar incidente en el lugar de instalación;
- Inclinación y orientación de los paneles;
- Presencia o no de sombras;
- Rendimientos técnicos de los componentes de la planta (principalmente módulos e inversores).

El componente elemental de un generador FV es la célula fotovoltaica, donde se lleva a cabo la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. La célula está compuesta por una delgada capa de material semiconductor, normalmente silicio tratado.

El silicio, con cuatro electrones de valencia, se dopa con átomos trivalentes (p. ej. boro – dopaje Positivo) en una capa y cierto número de átomos pentavalentes (p. ej. fósforo – dopaje Negativo) en la otra. La región tipo P tiene exceso de huecos, mientras que la de tipo N tiene exceso de electrones. En el área de contacto entre las dos capas con diferente dopaje (unión P-N), los electrones tienden a desplazarse desde la mitad con exceso de electrones (N) hacia la mitad con déficit de electrones (P), generando así una acumulación de carga negativa en la región P. Para los huecos de electrones ocurre un fenómeno equivalente, con acumulación de carga positiva en la región N. De esta forma se crea un campo eléctrico en la unión que se opone a la difusión de cargas eléctricas. Al aplicar una tensión desde el exterior, la unión permite el flujo de corriente únicamente en una dirección (funcionamiento como un diodo).

Cuando se expone la célula a la luz, a causa del efecto fotovoltaico se crean algunos pares electrón-hueco tanto en la región N como en la P. El campo eléctrico interno hace que el exceso de electrones (resultado de la absorción de fotones por parte del material) se separe de los huecos y los impulsa en direcciones opuestas. Como consecuencia, una vez que los electrones han superado la región de agotamiento no pueden regresar ya que el campo evita el flujo en la dirección inversa. Al conectar la unión a un conductor externo se obtiene un circuito cerrado, en el que la corriente fluye de la capa P, con un potencial mayor, a la capa N, con un potencial menor, siempre que la célula esté iluminada.

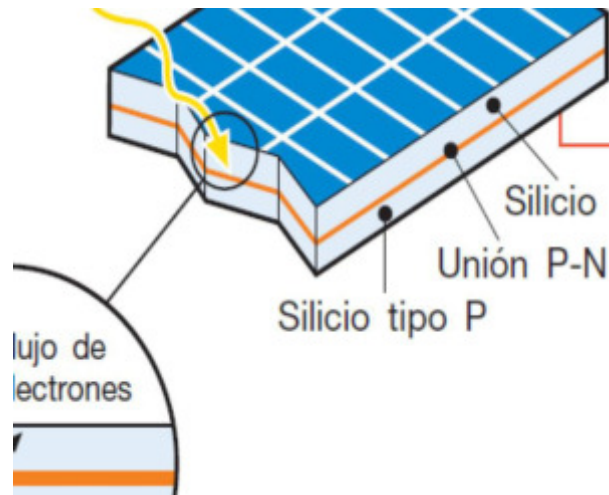


Figura 10.3 Célula fotovoltaica.

En el mercado se comercializan módulos fotovoltaicos compuestos por un conjunto de células separadas en hileras paralelas conectadas en serie comprendiendo una cierta área. Varios módulos conectados mecánica y eléctricamente componen un panel, entiendo como una estructura común que puede fijarse al suelo o a un edificio. Varios paneles conectados eléctricamente en serie componen una cadena, y varias cadenas conectadas en paralelo para generar la potencia necesaria constituyen el generador fotovoltaico.

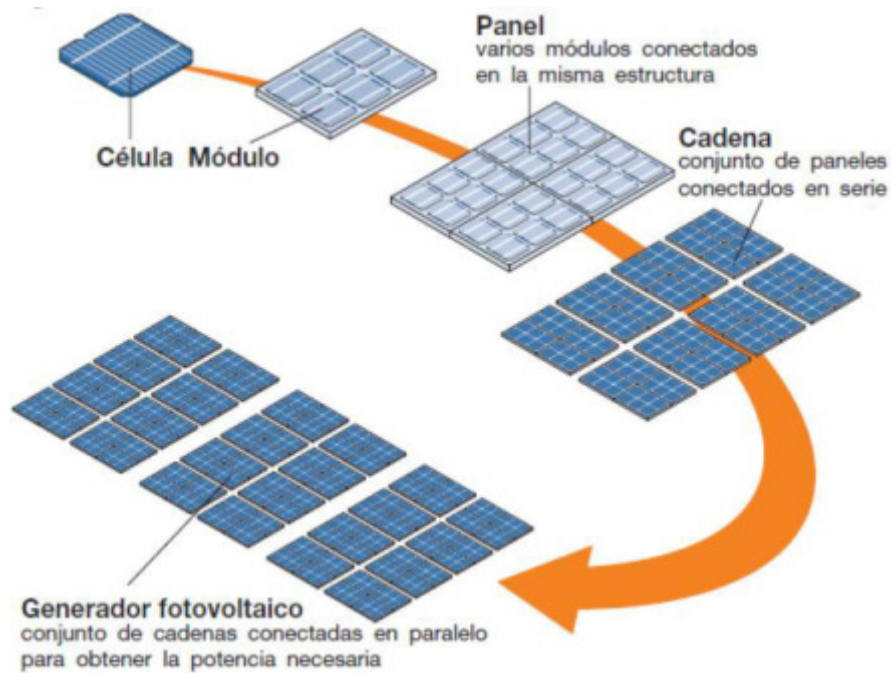


Figura 10.4 Conformación de un generador fotovoltaico.

Un panel está constituido por la asociación en serie o paralelo de varias células fotovoltaicas de tal forma que se obtengan los valores de tensión y corriente deseados. La asociación en paralelo permite alcanzar el valor de tensión (V) requerido, mientras que la asociación serie lo consigue del valor de corriente (I).

Es por esto que una de las características fundamentales de los paneles fotovoltaicos es su curva de trabajo I-V. Tanto los valores de tensión como de corriente dependen de la insolación, la temperatura de la célula, la masa de aire atravesada por la radiación solar y la resistencia de la carga conectada.

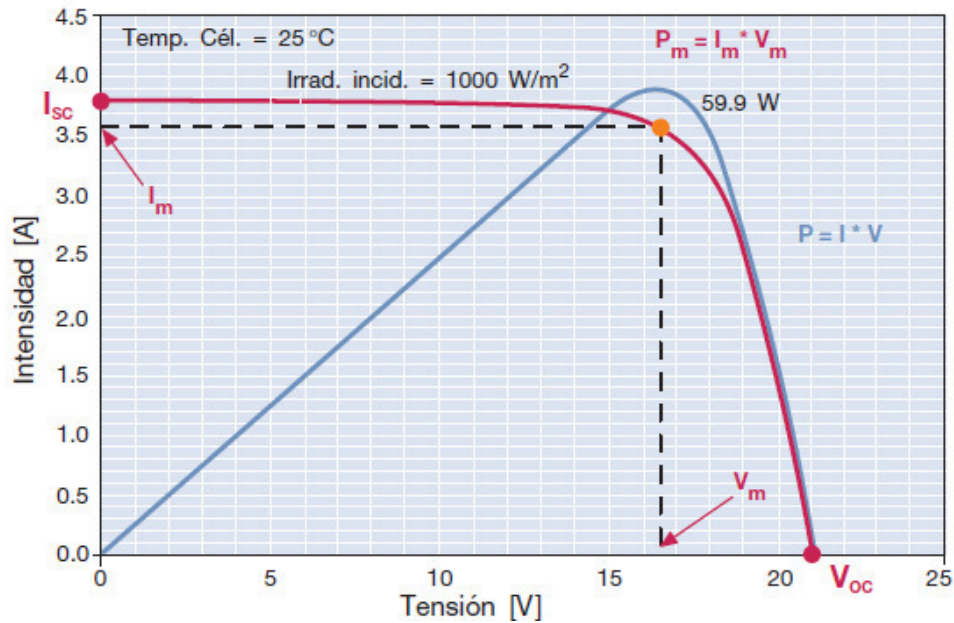


Figura 10.5 Curva característica Corriente-Tensión.

El sistema de acondicionamiento y control energético está formado por un inversor que transforma la corriente continua en corriente alterna y controla la calidad de la energía destinada a la red mediante un filtro L-C montado en el interior del propio inversor. Los transistores, utilizados como conmutadores estáticos, se controlan mediante una señal de apertura-cierre que en su forma más simple proporcionaría una onda de salida cuadrada. Para que la onda sea lo más sinusoidal posible se utiliza una técnica más sofisticada: modulación del ancho del pulso (PWM, Pulse Width Modulation). Esta técnica permite regular la frecuencia y el valor RMS de la forma de onda de salida.

De los tipos de inversores que se pueden instalar en un sistema FV, aquí se considerarán inversores modulares, también denominados “sting inverters”, que tienen potencias que oscilan entre 1 y 5kW y, generalmente, son monofásicos.

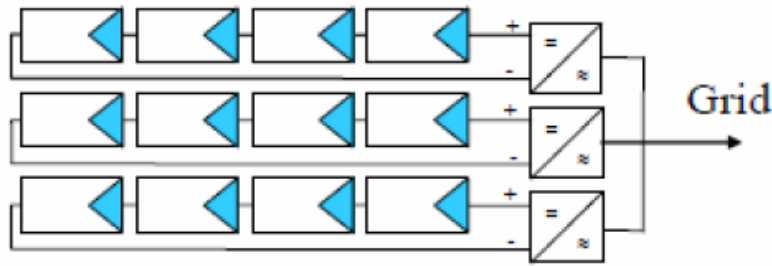


Figura 10.6 Esquema de inversor modular (arr) y fotografía (aba).

De acuerdo con el cálculo de la cantidad de paneles, se optó por considerar dos inversores trifásicos sobre los cuales se conectarán diez cadenas de paneles en serie en cada uno. Recordando, la condición que se había tomado es que los inversores deben soportar al menos la sumatoria de la corriente de las cadenas.

Se escogen dos inversores trifásicos de la marca ABB, de tipo modular, cada uno de ellos con una potencia de entrada asignada de 50 kW. Los inversores trifásicos escogidos convierten la corriente continua en alterna mediante el control PWM y el puente IGBT. Tienen filtros de entrada y salida para la supresión de perturbaciones de emisión, tanto conducidas como radiadas, y tienen un sensor de aislamiento a tierra para los paneles FV. Están equipados con el seguidor del punto de potencia máxima MPPT (ver catálogo en Anexo).

- ❖ Marca: ABB
- Modelo Inversor Modular: TRIO-50.0



Figura 10.7 Vista inversor ABB Trio 50.0.

Para la selección de los paneles se deben considerar algunos criterios, cuyos aspectos técnico-económicos converjan a la opción óptima. No solo se puede pensar en el diseño tecnológico propio del equipo ni la potencia que podrá llegar a desarrollar. Se deberá tener en cuenta el material utilizado y aquellas características puntuales o típicas de ciertas marcas registradas, como así la facilidad de reponer/obtener repuestos ante alguna eventual falla.

Entre las marcas y modelos que se encuentran actualmente en este mercado se ha optado por el siguiente panel (ver en el Anexo catálogos y ficha técnica).

- ❖ Marca: Atersa
- País de Fabricación: España
- Modelo: A-300P
- Potencia: 300 W



Figura 10.8 Modelo de panel A-300P.

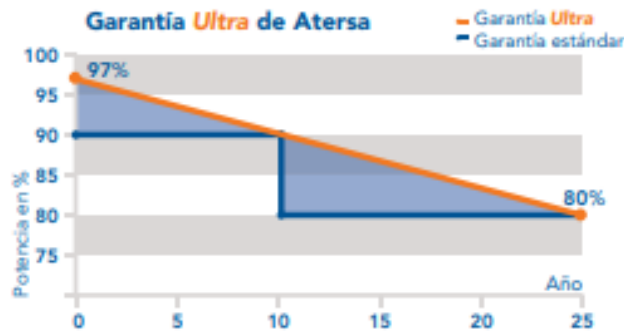


Figura 10.9 Rendimiento panel A-300P

Para determinar la cantidad de paneles que se van a utilizar se debe conocer la potencia que se pretende desarrollar. En este caso, tal como se determinó, la potencia tomada es de 100 kW. Los paneles elegidos son de una potencia de 300 W por unidad, por ende, para alcanzar la potencia demandada se requieren como mínimo de 334 paneles para generar la potencia demandada.

Teniendo en cuenta la tensión de la sumatoria de paneles, que afecta a la tensión de entrada del inversor y la intensidad total de los paneles en paralelo, que afecta sobre todo a la elección de los cables, se escoge agrupar los paneles en cadenas. Se puede instalar cadenas de cómo máximo 18 paneles en serie. Por consiguiente, si se necesita un mínimo de 334 paneles, cada cadena contará con una cantidad mínima de paneles de 17 paneles en serie. Con la cantidad adoptada (debido al redondeo) resulta un total de 340 paneles en la instalación. Finalmente, se obtiene una potencia instalada total de 102 kW.

La elección del soporte depende exclusivamente de las dimensiones del panel que se ha elegido. Se descartan inicialmente los soportes de doble fila ya que no se presentan limitaciones de espacio ni otros motivos que justifiquen este montaje, por lo cual se eligen los típicos soportes de simple fila. Como la cantidad total de paneles que conlleva este Proyecto no es pequeña, se optan por los soportes modelo SNM6 que, a diferencia de otros modelos de características semejantes que son aptas solo hasta tres paneles, soportan hasta 7 paneles. Si bien, estructuralmente son iguales, la ventaja es el menor número de soportes lo que facilita el montaje. Con la cantidad de placas que se consideran de acuerdo con lo calculado previamente, para soportar los 340 paneles serán requeridos aproximadamente 48 a 50 bastidores de este tipo. La cantidad exacta depende lógicamente de la distribución que se elija para disponer las cadenas sobre el techo.

En sistemas conectados a la red como en este caso, la inclinación deberá ser la que maximice la insolación anual. Aquí se tiene una insolación mensual promedio de 153 kWh/m² (con picos en verano de 208 kWh/m² y mínimos en invierno de 96 kWh/m²) y una insolación anual promedio de 1837 kWh/m². Con los datos de los paneles seleccionados, se obtiene un promedio de **12.340 kWh** mensual, con picos en verano de más de **15.760 kWh** y mínimos en invierno de **8.820 kWh**.

4) Medidor

La Medición inteligente es una solución compuesta por nuevos equipos de medida, infraestructura de telecomunicaciones y sistemas centrales que permiten una gestión remota y automatizada de los medidores mediante un flujo bidireccional de información por las redes eléctricas, optimizando el funcionamiento de éstas, contribuyendo a mejorar la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio. Un medidor bidireccional, además de poder medir el consumo de energía eléctrica de la compañía girando en el sentido normal puede girar de manera contraria, haciendo posible que la distribuidora reste al consumo la energía que se está generando y sume a favor la energía de exceso. Un medidor bidireccional es la manera más práctica de conocer el ahorro económico y obtener una bonificación tangente del provecho que se le está dando a los paneles. Los medidores bidireccionales actuales incluyen un sistema de telelectura, lo que facilita el uso y registro por parte del usuario.

Se opta por la marca *Elster* de industria nacional (ver en Anexos catálogo del fabricante).

❖ **Marca: Elster**

Medidor Electrónico Polifásico de Energía Eléctrica: **A1800**



Figura 10.10 Medidor bidireccional Elster

5) Aplicación y Montaje

Al ser el presente Proyecto una modelización de diseño, instalación e impacto de generación de energía fotovoltaica en edificios de oficina se comenzó por localizar zonas típicas que reúnan este tipo de inmuebles y que cuenten con altos valores de demanda de energía eléctrica y de una alta densidad de carga, sobretodo en horas sol del día.

Es por ello que primero se detectó el alimentador de la subestación eléctrica elegida que se encuentra más sometido a carga diaria. Sobre este alimentador se localizaron los centros de transformación a los que conecta, se tomó uno de estos que se ubique en la zona que cumple con las características antes mencionadas y finalmente se eligió un edificio modelo cuyo suministro de energía sea a través de este centro de transformación.

Con la información del metraje, las superficies del terreno y los usos a destinarse que posee cada unidad del edificio se determinó, mediante el uso de instructivos técnicos de la AEA y de la empresa distribuidora, una potencia de consumo aproximada.

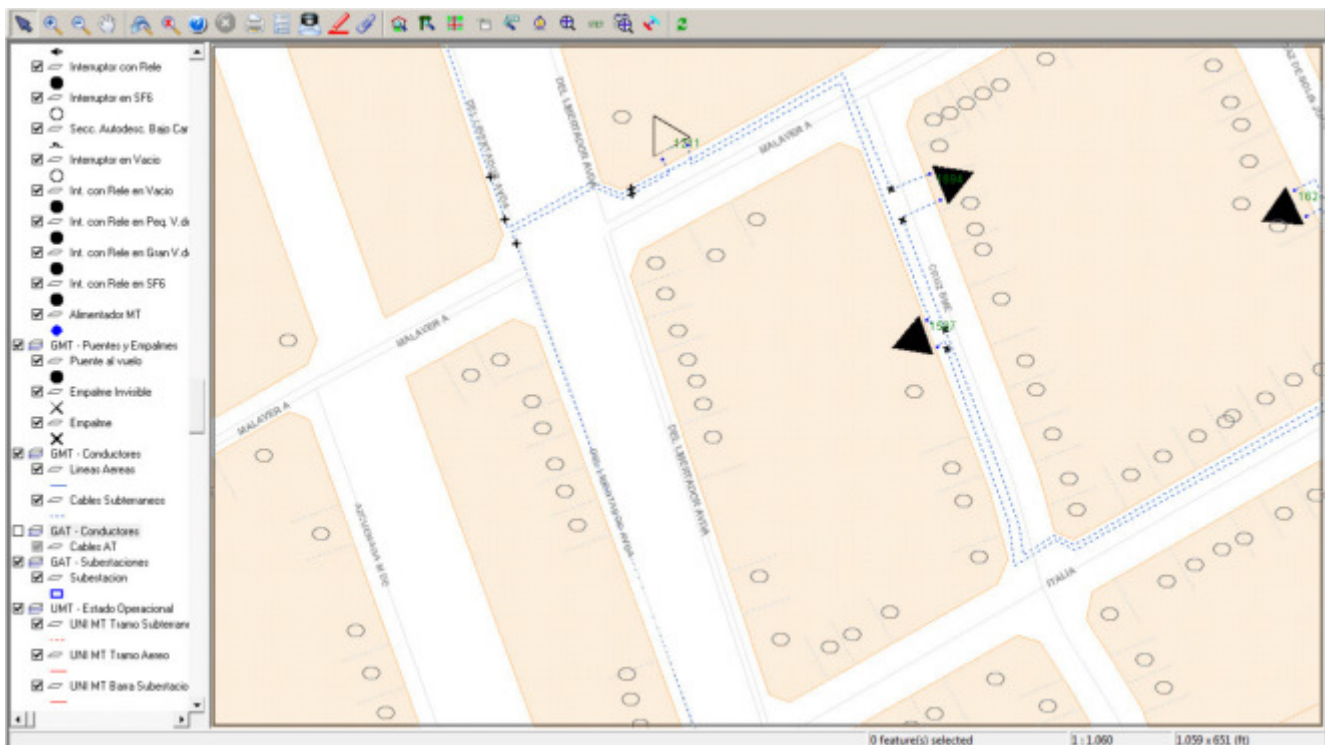


Figura 10.11 Mapa MT

La SEE elegida es la de Vicente López, el alimentador tomado y que mayor carga diaria presenta en esta banda horaria es el 5014, cuyo suministro abastece una zona de alta densidad de edificios de oficina. Entre estos, se tomó el edificio modelo a utilizar en el presente Proyecto, cuyo cálculo arroja una demanda de aproximadamente 210 kW.

Cabe destacar que para un proyecto de instalación concreta en un edificio ya preestablecido existente o por construirse el método de cálculo de la demanda es el mismo que el utilizado aquí y que lo de aquí desarrollado vale para ambos casos.

Se evalúa la previsión de potencia del edificio con sus características. Para la contratación de la potencia a suministrar a la compañía distribuidora pertinente se realiza el cálculo de potencia.

De la potencia total consumida por el edificio que resulte de los cálculos se toma un porcentaje de esta que se destinará a ser cubierta por la potencia que sea generada mediante PFV. Esta potencia para tomar en consideración resulta simplemente de la sumatoria de potencias de aquellas cargas que se desea que sean alimentadas mediante PFV por criterios por ejemplo de mayores o menores consumos, baja necesidad de un servicio continuo permanente, etc. por supuesto que se debe dimensionar la instalación para abastecer la potencia adoptada y verificar que sea capaz de tomarla. En caso contrario, si por motivos técnicos o económicos, no sea posible desarrollar la instalación que pueda alimentar esa carga, se deberá tomar una potencia menor y redimensionar el sistema.

Siguiendo con el edificio de oficinas adoptado, se adopta como ejemplo una potencia de 100 kW.

Cuando se trata de zonas urbanas o de grandes edificios, la parte superior de la construcción, sobre la azotea, es generalmente el espacio elegido para el montaje de los paneles, por su facilidad de instalación y por ende sus bajos costos frente a otros montajes de edificios (como el integrado sobre fachadas) y su bajo nivel de sombras. El caso en estudio no es la excepción, ya que el edificio cuenta con un techo amplio, sin construcciones de mayores alturas alrededor ni arboledas que puedan aportar sombras. La superficie posee un área útil de aproximadamente 1000 m².

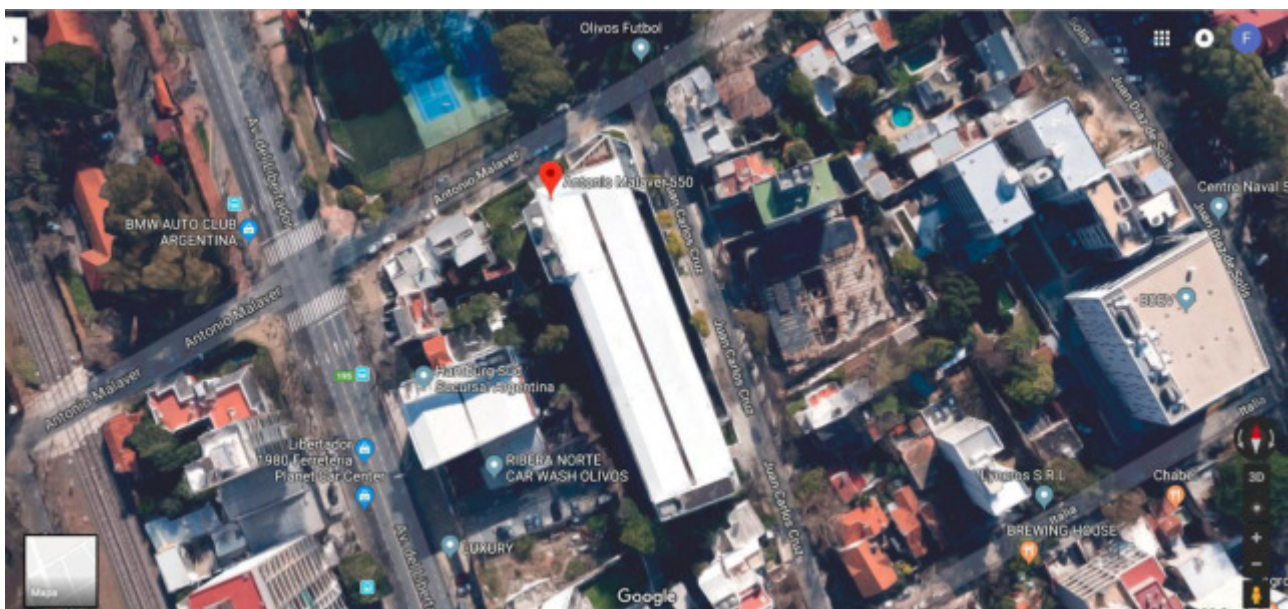


Figura 10.12 Vista aérea del edificio

Se montarán los bastidores siguiendo con las líneas límites perimétricas de la superficie rectangular del techo para una instalación sencilla, cómoda y segura. Haciendo esto, se reducen las libertades de orientación de las placas a cuatro posibilidades diferenciadas entre sí por 90 grados, claro que de estas se opta por la que más se aproxime al norte. La orientación que, siguiendo con estos criterios, apunta al norte se encuentra a unos 25° respecto del norte hacia el oeste.



Figura 10.13 Orientación de Paneles

De acuerdo con lo establecido previamente, entonces, la placa del panel fotovoltaico seleccionado A300-P posee unas dimensiones de 1965x990 mm. Este se dispondrá de forma horizontal con respecto al plano del terreno de la azotea, dando así una menor proyección de sombra propia en comparación con una posición vertical, lo que permitirá una menor distancia entre los paneles que se encuentren por delante y por detrás, optimizando así la disposición de las cadenas sobre la superficie.

De acuerdo así con los soportes seleccionados de la marca Sun Nest, el modelo elegido SNM3 es apto para tres paneles dispuestos de forma vertical, aunque, siguiendo con lo dicho anteriormente, las placas se dispondrán horizontalmente, haciendo que se disponga de un soporte para cada panel. Esto, si bien aumenta el número de soportes a considerar para la instalación del sistema, simplifica mucho el montaje y la obra en general.

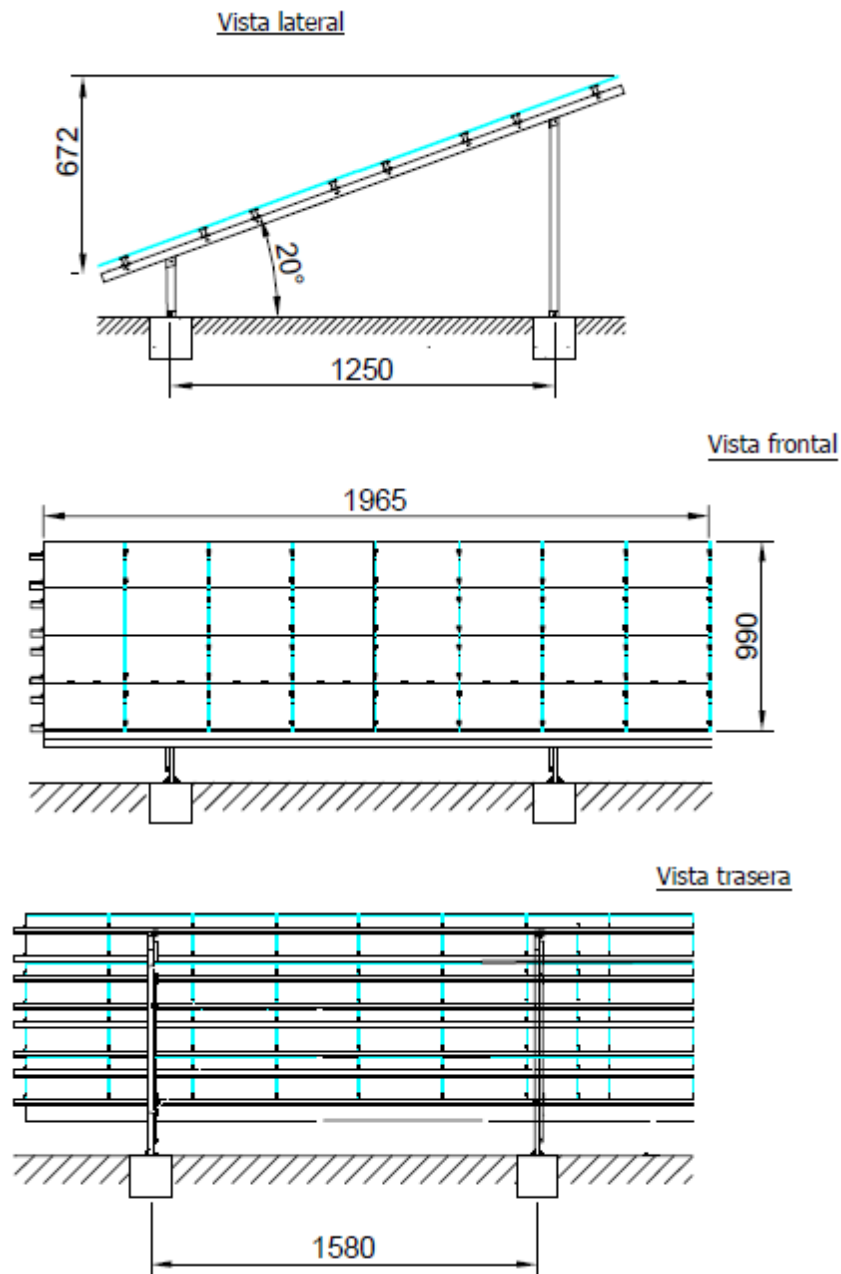


Figura 10.14 Vistas de Panel con Soporte

Si bien la conexión entre paneles en serie para conformar cada una de las cadenas como la conexión de las diez cadenas que acometen a cada inversor son sencillas y se ha buscado que así sea para su simpleza en la obra de instalación, la gran cantidad de paneles que se montan y la superficie (por supuesto ya determinada) con la que se cuenta, hacen que el cableado sea algo complejo de determinar.

Por lo que se comienza seleccionando la mejor disposición de los paneles sobre la superficie, sabiendo: el número de placas, las dimensiones de cada placa (con su soporte), la distancia entre filas para garantizar la no sombra propia, y las dimensiones de la misma superficie utilizable de la azotea.

Con todo lo anterior mencionado ya determinado, solo resta conocer la distancia que debe haber entre las filas de paneles para evitar la sombra propia entre las mismas filas. Se obtiene la distancia mínima entre filas, de 1,50 metros aproximadamente, la cual se adopta para el montaje, para optimizar lo mejor posible la superficie utilizable de la azotea.

La disposición de los paneles se hará en forma normal a la superficie rectangular de la azotea, por lo cual se facilita la disposición de estos en una matriz de filas y columnas. La distribución de la matriz se dispone de dos alas de 34 filas de 10 paneles a lo ancho del terreno, 5 por cada ala.

Una vez obtenida la matriz de paneles sobre la superficie utilizable de la azotea del edificio, se procede a la disposición del cableado entre paneles para la conformación de las cadenas y su conexión a los inversores.

Los inversores, serán ubicados sobre el boulevard dispuesto en el medio, entre ambas alas, sobre un costado del pasillo indistintamente. El TRIO 50.0 de ABB es un módulo para montaje sobre pared, y esto es algo con lo que no se cuenta sobre la azotea del edificio, por lo cual, para este caso en particular, se deberán construir dos pilares o columnas (cemento o chapa de acero galvanizada) que puedan soportar el gabinete.



Figura 10.15 Vista superficie edificio con instalación FV

Se puede concluir que toda la superficie del techo es utilizada para la disposición de los paneles, optimizando el espacio disponible y obteniendo una instalación prolija y agradable visualmente. De la misma manera se observa que a priori no hay incidencia alguna de sombra estructural por el propio edificio o por edificaciones, estructuras o arboledas aledañas.



Figura 10.16 Vista aérea edificio con instalación FV

6) Generación

Debido al movimiento de traslación de la Tierra, la altura del Sol en el zenit varía con las estaciones, por lo que es imposible mantener un ángulo constante de inclinación óptimo para todo el año. Mediante cálculos y a partir de los datos que ofrece la NASA considerando el método isotrópico de radiación difusa es posible obtener valores medios mensuales de insolación para cualquier inclinación y orientación. Como resultado se obtiene una tabla anual con los valores promedio mensuales, bimestrales y anuales de insolación. Los valores de entrada serán entonces la latitud y longitud de la ciudad de Buenos Aires, el ángulo de orientación tomado y una inclinación de 20°. Variando la inclinación se observa cómo varía la insolación hasta encontrar el grado óptimo de acuerdo con el objetivo.

Como resultado se obtiene una insolación mensual promedio de 153 kWh/m² (con picos en verano de 208 kWh/m² y mínimos en invierno de 96 kWh/m²) y una insolación anual promedio de 1837 kWh/m².

Se obtiene una energía promedio de 12.340 kWh mensual, con picos en verano de más de 15.760 kWh y mínimos en invierno de 8.820 kWh.

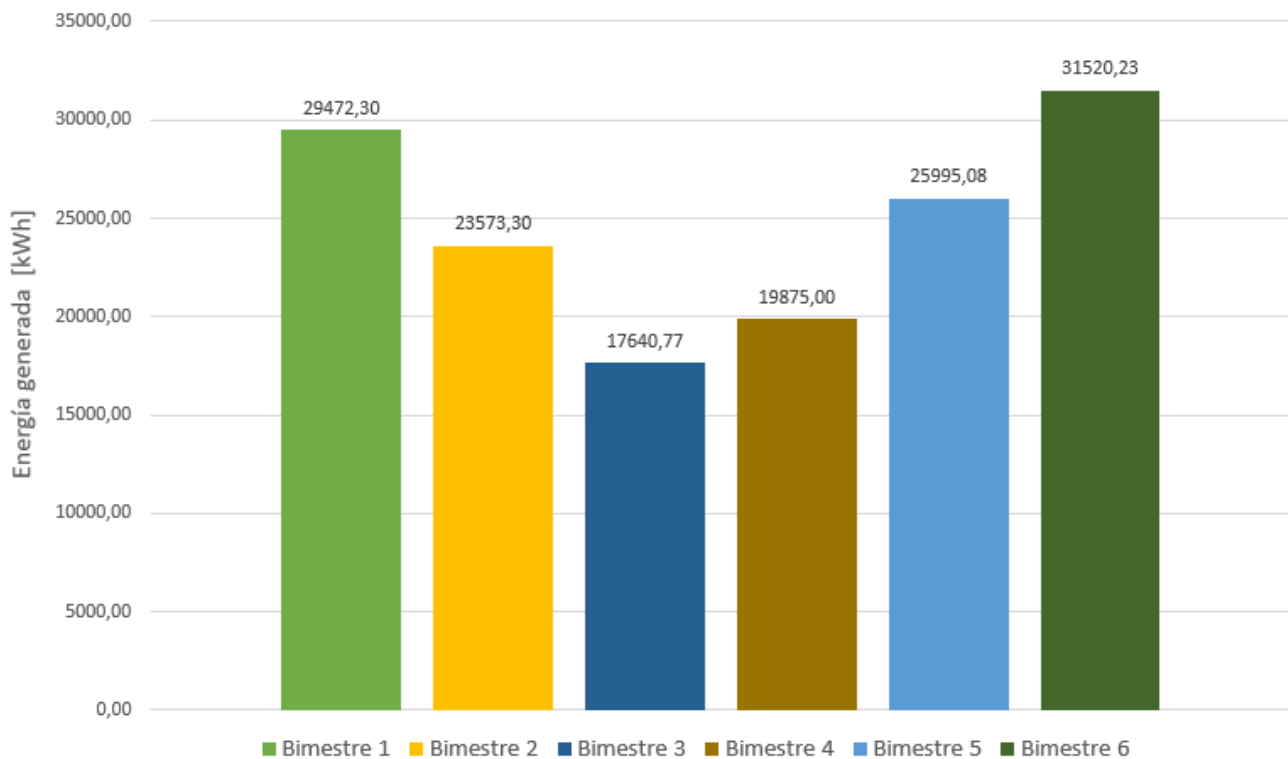


Figura 10.17 Energía generada [kWh] bimestral

7) Economía

El edificio del presente Proyecto tiene un contrato hecho con Edenor por 270 kW, y gran parte de su consumo durante las horas de resto, y en las horas de punta y de valle el consumo es mucho menor, cerca del 27%.

Los mayores consumos se dan durante los meses invernales llegando a los 25 MWh. En los meses de las estaciones intermedias se registran consumos bajos de hasta casi 15 MWh. Durante los meses que están o fueron próximos al verano (marzo, noviembre), es decir donde aún persisten temperaturas elevadas, el consumo nuevamente asciende y logra estar por encima de los 20 MWh. Se da la particularidad que en los dos primeros meses del año se registran consumos bajos, muy poco por encima de los mínimos anuales.

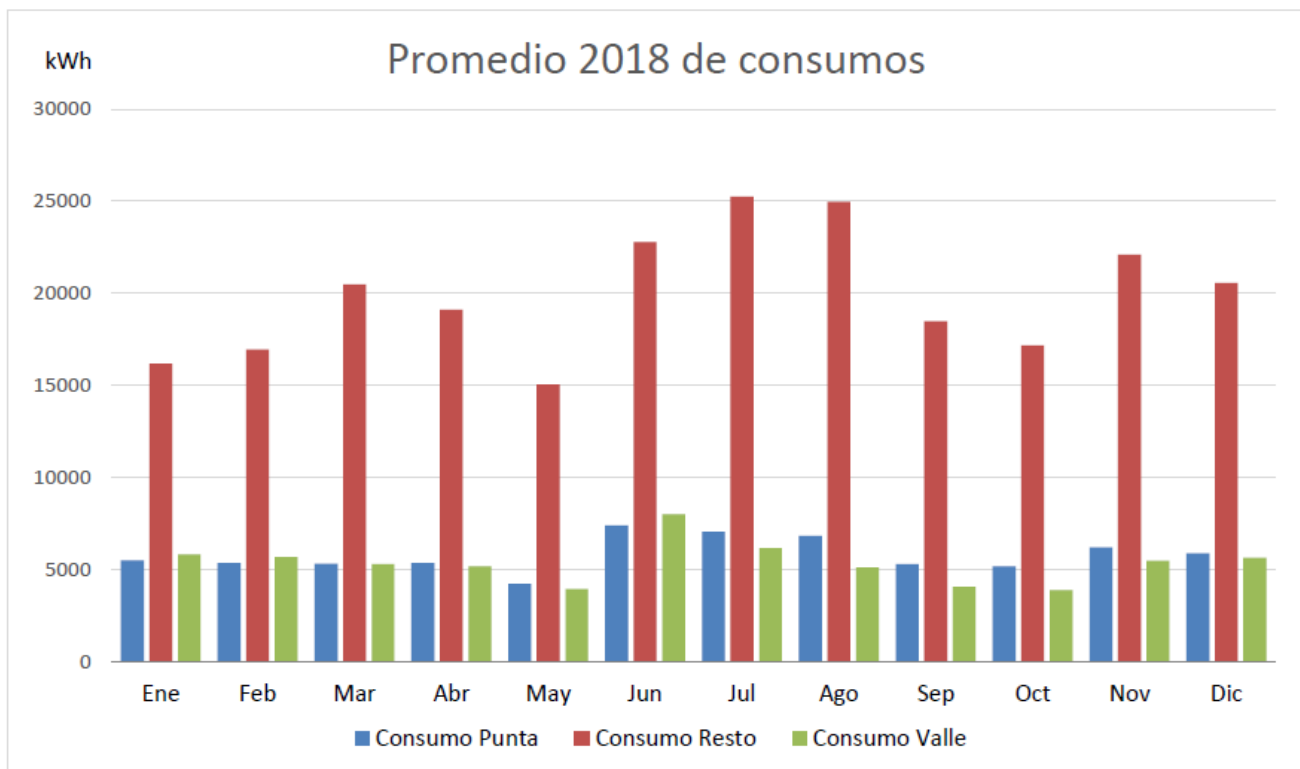


Figura 10.18 Consumo [kWh] mensual durante 2018

Como el sistema fotovoltaico solo genera potencia durante el periodo de resto (horal Sol) se toma, para poder proyectar los costos, solo el valor de la energía consumida en ese periodo.

Conociendo los valores de consumo pico para el 2018 se supone un consumo idéntico para el Año 1. Se puede observar por diferencia entre ambos valores si resulta energía por exceso la cual se pueda inyectar a la red. Resulta que la diferencia no es positiva para ninguno de los meses del año, es decir la energía consumida es mayor en cada mes que la generada por el sistema fotovoltaico, por lo cual no sería posible inyectar energía a la red. Por ende, no habrá ganancias para el sistema.

Sin embargo, la generación representa un promedio anual nada menos que del 64% de la energía consumida. Se destaca que, en los meses de verano, la relación entre energía generada y energía consumida está por encima del 75%, llegando a un máximo de 91% en el mes de enero (16.167 kWh de consumo pico frente a 14.736 kWh de energía generada). En pocas palabras se puede decir que la liquidación del mes de enero pasaría a costar tan solo el 9%.

También se destaca que la relación mínima entre energía generada y energía consumida siempre está para todos los meses por encima del 40%, tocando este valor mínimo durante el trimestre invernal de junio, julio y agosto.

Esto permite concluir que la instalación va a posibilitar abastecer como mínimo, aún en época invernal, el 40% del consumo del edificio.

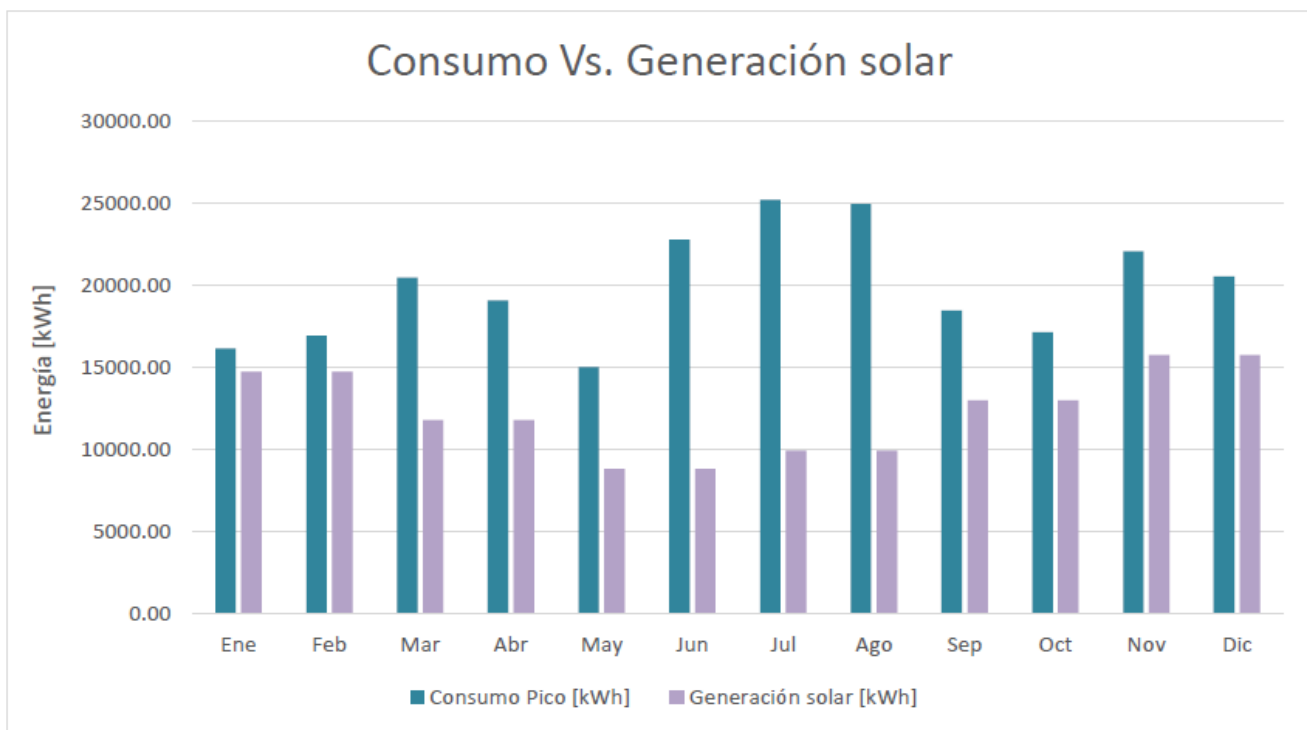
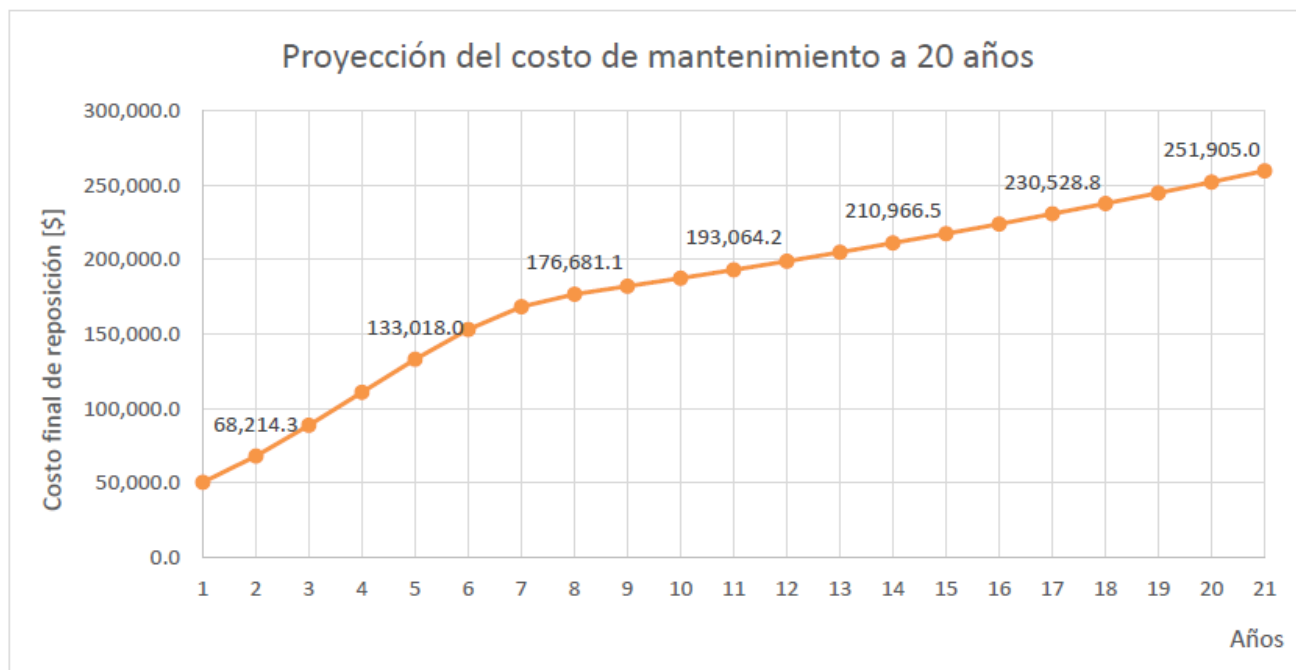


Figura 10.19 Consumo vs Generación FV [kWh] mensual

Se calcula la sumatoria de costos de materiales, teniendo en cuenta los paneles, estructuras soporte e inversores, materiales eléctricos y accesorios (medidor, aparataje, protecciones, cableado, accesorios de cableado, etc.). Se expone también el costo de la instalación. Asimismo, se expone el costo por la conexión a la red de energía eléctrica, este dato es proporcionado por la empresa distribuidora y está sujeto al tipo de usuario, T3 es este caso. Finalmente, se obtiene un costo inicial total de los equipos que ronda los cinco millones de pesos argentinos incluyendo impuestos, unos 133 mil dólares aproximadamente.

Hasta aquí se ha dicho y se ha analizado el caso teniendo en cuenta una vida de veinte años para la instalación. La vida útil tanto de los paneles como la de las estructuras soporte según la información brindada por el fabricante es de veinticinco años, y la del inversor diez años. Esto quiere decir que durante la vida útil del Proyecto solo se deberá reponer y por única vez los dos inversores de la instalación. Conociendo ya el costo de los inversores, se obtiene un costo total final con impuestos por reposición cercano a los 670 mil pesos argentinos, unos 17 mil dólares, a realizarse diez años después del Año 1. Afectado por la inflación acumulada desde el Año 1 hasta el año de reposición da un valor cercano a los 2.5 millones de pesos, unos 67 mil dólares aproximadamente.

En cuanto a limpieza y mantenimiento las instalaciones fotovoltaicas carecen de un mantenimiento relevante. Se suele considerar para estos casos un índice de mantenimiento del 1% del costo inicial del Proyecto. En este caso el mantenimiento inicial representa entonces cerca de 50 mil pesos. A lo largo de los veinte años de vida útil del Proyecto el costo de mantenimiento totaliza un valor próximo al millón de pesos. A continuación, se expone cómo evoluciona el costo de mantenimiento anual durante la vida útil de Proyecto teniendo en cuenta el impacto inflacionario acumulado.



El costo variable total anual a pagar a la distribuidora resulta así cercano a los 533 mil pesos para el Año 1. Para los años siguientes dependerá únicamente (ya que se considera el consumo y la generación anual constantes a lo largo de los años de la vida útil del Proyecto) de la inflación anual.

Mediante cálculos económicos, el estudio arroja una Tasa Interna de Retorno (TIR) que ronda el 24%, lo que indica una positiva viabilidad del Proyecto.

De la misma manera se obtiene un payback descontado de 6 años. Se puede afirmar que es un valor muy bueno teniendo en cuenta una vida útil del Proyecto de 20 años.