



TÍTULO

INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA DE SISTEMAS TECNOLÓGICOS BASADOS EN ENERGÍAS RENOVABLES EN UN EDIFICIO PÚBLICO

AUTORA

Silvina Luján Rigali

Director
Tutor
Curso

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2012

Manuel Silva Pérez

Jorge González

Maestría en Energías Renovables: Arquitectura y Urbanismo. La ciudad sostenible.

© Silvina Luján Rigali

© Para esta edición, la Universidad Internacional de Andalucía



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
 - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
 - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
-
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
 - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
 - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

INDICE

Prólogo

Capítulo Introducción: OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN E HIPÓTESIS PLANTEADA

0.1-Objetivos de la investigación

0.1.1- General

0.1.2- Específicos

0.2.- Ventajas de Sistema Fotovoltaico Conectado a Red integrado en cubierta

0.3- Ahorro de Energía Eléctrica

0.4- Hipótesis

Capítulo 1: EL NUEVO PARADIGMA ENERGÉTICO.

1.1- El conflicto entre el modelo de crecimiento y la biodiversidad del planeta

1.1.1-Modelo de crecimiento en crisis. Sostenibilidad y urgencia de un nuevo paradigma energético.

1.1.2-Cambio Climático y otras consecuencias de la acción antropogénica sobre el planeta

1.1.3-El efecto invernadero

1.1.4-Gases de Efecto Invernadero: emisiones mundiales, y prospectiva en la República Argentina.

1.1.5-Medidas para mitigar el Cambio Climático Global

1.2- El Sistema Energético en la República Argentina: realidad y desafíos

1.2.1- Matriz energética y su necesaria diversificación

1.2.2- Oferta de energía primaria y secundaria

1.2.3- Consumo por sectores socioeconómicos

1.2.4-Habitantes sin energía eléctrica por provincia

1.3- Potencial de las Energías Renovables en la República Argentina

1.3.1-Recursos eólico, solar, biomasa, geotérmico e hidráulico

1.3.2-Perspectivas para la Energía solar fotovoltaica

1.3.3- Energía Fotovoltaica en Santiago del Estero

Capítulo 2: APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR EN EDIFICIOS

2.1- Recurso solar

2.1.1-Espectro solar: características e interacción con la atmósfera terrestre.

2.1.2- Radiación solar: intensidad, distribución horaria, mensual y anual

2.1.3.-Medición de la distribución de la irradiación solar

2.2- Energía solar en edificios. Integración de los sistemas tecnológicos

2.2.1- Los Sistemas Activos: descripción y características fundamentales

2.2.2-La incorporación de Sistemas Activos al diseño arquitectónico

Capítulo 3: SISTEMAS TECNOLÓGICOS UTILIZADOS

3.1.-El Módulo solar fotovoltaico

3.1.1-Fundamento físico de la célula solar

3.1.2-Funcionamiento eléctrico de la célula solar

3.1.3-Curva característica Voltaje-Corriente

3.1.4- Dependencia con la irradiancia y la temperatura

3.1.5- El Modulo, comportamiento eléctrico e interconexión

3.2.-Caracterización del Sistema Fotovoltaico

3.2.1-Emplazamiento del sistema

3.2.2-El Generador Fotovoltaico

3.2.2.1- Caracterización eléctrica

3.2.2.2- Fenómenos de segundo orden

3.2.2.3- Eficiencia y nivel de irradiancia: suciedad

3.2.2.4- Efecto de la temperatura

3.2.3-El Inversor

3.2.3.1- Seguimiento del punto de máxima potencia

3.2.3.2- Eficiencia de conversión

3.2.3.3- Calidad de suministro. Fiabilidad

3.2.3.4- Efecto de la temperatura

3.2.4- Tamaño relativo generador-inversor

3.2.5- Generación de energía: Edificio Fotovoltaico Conectado a Red

3.2.5.1- Datos de partida

3.2.5.2- Estimación de la energía esperable de la ubicación óptima

3.2.5.3- Estimación de la energía esperable del Generador Fotovoltaico Conectado a Red

3.2.5.4- Marco legal en Latinoamérica

3.2.5.5- Aspectos económicos y medioambientales

Capítulo 4: ANÁLISIS, CRÍTICA Y PROPUESTA DE RECONVERSIÓN DEL EDIFICIO

4.1-Análisis del sitio de estudio

- 4.1.1- Entorno
- 4.1.2- Contexto
- 4.1.3-Tipología
- 4.1.4-Lenguaje

4.2- Crítica

- 4.2.1- La accesibilidad
- 4.2.2- Consumo energético

4.3- Integración de sistemas tecnológicos basados en energías renovables. Introducción a la propuesta de reconversión del edificio.

Capítulo 5: CÁLCULOS Y MÉTODOS

5.1- Cálculo de la energía obtenida integrando Generadores Fotovoltaicos en cubierta. Introducción y opciones.

- 5.1.1- Análisis de un modelo sencillo para generadores fijos orientados al norte
- 5.1.2.- Método de cálculo empleando el modelo RETScreen

5.2- Aplicación de RETScreen

- 5.2.1- Consideraciones acerca de la geometría de la cubierta del edificio.
- 5.2.2- Cálculo de la energía obtenida empleando el modelo RETScreen.

5.3- Cálculo y selección del inversor

5.4-Diagrama unifilar y otros requerimientos de la Instalación Fotovoltaica conectada a red. Medidores de energía, protecciones y visor.

- 5.4.1- Esquema unifilar
- 5.4.2- Visor de datos

5.5- Calculo del costo de la instalación del GFVCR

5.6- Cálculo de las toneladas de CO₂ no emitidas a la atmósfera por el uso de la Tecnología Fotovoltaica.

Capítulo 6: INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA: ESTIMACIÓN DEL IMPACTO VISUAL DE LOS PANELES FV SUPERPUESTOS EN CUBIERTA

6.1.- Estimación del impacto visual

6.1.1- Introducción y Objetivos

6.1.2- Características y Parámetros

6.1.3- Grados de integración arquitectónica en Generador Fotovoltaico Conectado a Red

6.2.- Tipificación del caso

6.2.1- Integración del Generador Fotovoltaico Conectado a Red a nuestro edificio

6.2.2- Estimación del impacto del edificio con su instalación Fotovoltaica en la cuenca visual

Capítulo 7: ANALISIS DE RESULTADOS

7.1 – Consideraciones acerca de la Energía obtenida frente a la inversión requerida

7.2- Beneficios adicionales

7.2.1- La divulgación y el fomento de la EERR

7.2.2- Posibilidad de recibir subsidios (FONTAR)

7.2.3- Mecanismo de Desarrollo Limpio

Capítulo 8: CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN

REFERENCIAS

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

ANEXOS:

Anexo I: Legislación Argentina

Anexo II: Siglas empleadas

Anexo III: Fotografías del Curso EERR dictado en SE

Anexo IV: Trabajo de Estimación de Ahorro de Energía Eléctrica en Iluminación, en el Edificio estudiado, presentado en el Congreso Panamericano de Iluminación, Valparaíso, Chile Octubre de 2.010.

PRÓLOGO

La energía en sus diversas formas, es necesaria y fundamental para el desarrollo de un país. Pero hoy se plantea una creciente preocupación por los múltiples impactos negativos sobre los suelos, el agua, y el medio ambiente aéreo, que se derivan de la producción, transformación y utilización de la energía. Este trabajo apunta a promover las nuevas tecnologías basadas en energías renovables (NTEERR), específicamente la energía solar fotovoltaica (ESFV) conectada a red, mediante un proyecto que contempla su integración a la cubierta de un emblemático edificio público nuevo en la Ciudad de Santiago del Estero, la Estación de Autobuses. La implementación de este proyecto generará un importante ahorro de energía eléctrica del sistema convencional, y además, permitirá una labor de difusión de las energías limpias en tiempo real a través de una gran pantalla de video, ubicada en el hall central del edificio, desde donde los pasajeros que transitan podrán apreciar las instalaciones y conocer valores de radiación solar, cantidades de energía inyectadas a la red, y las Toneladas equivalentes de CO₂ que anualmente se impedirá enviar a la atmósfera, como resultante de la aplicación de este sistema tecnológico.

Este Proyecto podría concretarse en un plazo mediano, debido a la vigencia en el territorio nacional de la Ley N° 26.190/2.007 “Régimen de Fomento para el uso de Fuentes Renovables”, que declara de interés nacional la generación de electricidad a partir de cualquier fuente de energías renovables destinada a proporcionar servicio público, y exige que en diez años, el 8% del consumo eléctrico debe abastecerse a partir de éstas.

La Tesis está compuesta por un Capítulo Introducción y ocho Capítulos que desarrollan el trabajo. En el Capítulo Introducción, se plantea los objetivos del trabajo de investigación, se describe las ventajas del Sistema Generador Fotovoltaico integrado en cubierta de un edificio, se hace énfasis en el necesario y posible ahorro de energía eléctrica en Edificios Públicos, presentando un resumen de las políticas orientadas a ello en la Argentina, se referencia un trabajo de ahorro en energía destinada a iluminación de esta Estación de Autobuses, y se esboza la hipótesis de trabajo.

Los tres siguientes Capítulos conforman el Marco Teórico del Trabajo de Tesis, en ellos se realiza una recopilación de antecedentes.

En el Capítulo N° 1, se presenta la problemática, se describe el conflicto entre el modelo de crecimiento imperante y la conservación del planeta, se detallan las medidas para mitigar el cambio climático, se destaca la situación de la energía en la República Argentina y se realiza una evaluación del potencial de las energías renovables.

En el Capítulo N°2 se prefigura el marco teórico de la integración de sistemas tecnológicos basados en energía solar en edificios, y las perspectivas en el futuro de la energía solar fotovoltaica, y se hacen consideraciones sobre edificios públicos.

En el Capítulo N° 3, se abordan los principios de funcionamiento del módulo solar fotovoltaico, y las características principales del sistema generador fotovoltaico. Se analiza con especial énfasis la generación fotovoltaica conectada a red por ser la tecnología aplicada.

En el Capítulo N°4, se analiza el caso de estudio, los parámetros que se investigaran referidos a la reconversión del edificio de la Estación de Autobuses de Santiago del Estero. Se aborda el sitio de estudio, el edificio en cuestión presentando: a) El Análisis, b) La Crítica y c) La Propuesta. El análisis se sitúa desde el entorno (datos climáticos, y otros), el contexto (histórico), el lenguaje y la tipología. En Crítica se exponen las principales debilidades de edificio. En propuesta se define el proyecto de reconversión proyectado.

En el Capítulo N° 5, se desarrolla el proyecto de reconversión definiendo y aplicando los métodos de cálculo para dimensionar las instalaciones de energía Fotovoltaica (FV), y se aplica el modelo RETScreen, optando por la tecnología de módulos de Silicio Monocristalino, criterio basado en el mayor rendimiento de éstos, para calcular la energía obtenida en los 2.183m² de cubierta utilizada bajo las condiciones climáticas de SE. Asimismo se aplica una metodología desarrollada para la República Argentina, y se obtiene la reducción en toneladas de dióxido de carbono.

En el Capítulo N° 6, se retoman algunos conceptos presentados en el capítulo II, se exhiben los distintos grados de integración, se aborda el impacto arquitectónico de los paneles en el edificio y en el entorno urbano. Se muestra diferentes imágenes de la integración al edificio en una simulación en 3D.

En el Capítulo N° 7, se presentan los resultados, calculando el tiempo de amortización necesario considerando la inversión inicial y la tarifa de recupero de energía, en las condiciones actuales para la República Argentina. Se abordan otros beneficios adicionales que deben considerarse como la divulgación y fomento de las EERR, y la posibilidad de recibir subsidios.

En el último capítulo, el N° 8, se exponen las conclusiones y se abre el tema para la discusión teniendo en consideración las barreras y las propuestas de especialistas.

En el apartado Anexos, se ha presentado un resumen de la legislación sobre la materia en la Argentina, un listado de las Siglas empleadas, unas fotografías de un Curso de EERR alusivas a mostraciones realizados con una maqueta empleando tecnología fotovoltaica en las clases impartidas por la autora, y un estudio de "Eficiencia en Iluminación" del mismo edificio, que puede resultar complementario a la incorporación de energías renovables al edificio para cumplir los objetivos de este trabajo de tesis.

Silvina Rigali
Santiago del Estero
Argentina

CAPITULO INTRODUCCIÓN

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN E HIPÓTESIS PLANTEADA

Resumen:

Este capítulo se explicita los objetivos de la investigación, abordando la problemática energética circunscripta al caso de estudio (un edificio público), se analizan las ventajas de Sistema Fotovoltaico Conectado a Red (SFCR) integrado en cubierta, se enumeran algunas medidas de Ahorro de Energía Eléctrica impulsadas desde el Gobierno en Argentina, y se menciona un trabajo de ahorro en iluminación realizado sobre el mismo edificio. Por último se presenta la hipótesis a verificar.

Contenido:

0.1-Objetivos de la investigación

0.1.1- General

0.1.2- Específicos

0.2.- Ventajas de Sistema Fotovoltaico Conectado a Red integrado en cubierta

0.3- Ahorro de Energía Eléctrica

0.4- Hipótesis

CAPITULO INTRODUCCIÓN

OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN E HIPÓTESIS PLANTEADA

0.1- OBJETIVOS:

0.1.1-Objetivo General

- Realizar una reconversión del edificio de la Estación de Autobuses de SE basada en la aplicación de energías renovables aprovechando el recurso solar existente, mediante la integración de paneles fotovoltaicos a la cubierta del mismo, buscando que el impacto visual arquitectónico sea mínimo.

0.1.2- Objetivos específicos

- Reducir la emisión de CO₂ al ambiente desde las centrales convencionales de generación de electricidad, al reemplazar parte del consumo del edificio, por energía limpia generada por el Sistema Fotovoltaico con paneles en la cubierta, con el objeto de disminuir las consecuencias del Cambio Climático (CC) y el Calentamiento Global (CG) asociado a éste, sobre el planeta.
- Divulgar las potencialidades de la Energía Solar Fotovoltaica en Santiago del Estero, mediante la presentación del Generador Fotovoltaico, en una pantalla de video en el Hall del Edificio, el cual será visto por cientos de pasajeros cada día del año.

0.2.- VENTAJAS DE SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED INTEGRADO EN CUBIERTA

La tecnología fotovoltaica es el sistema de EERR adecuado para la generación de electricidad en zonas urbanas sin provocar efectos ambientales adversos, esta tecnología constituye un aporte importante para alcanzar metas de sostenibilidad urbana. Los edificios pasan de ser consumidores a productores de energía, y para ello la integración arquitectónica de sistemas tecnológicos solares debería ser considerada como parte inherente en la estrategia global del edificio. Cuando se trata de diseño original se puede combinar la doble función de los módulos fotovoltaicos, como elementos constructivos y como productores de electricidad. La generación descentralizada de energía eléctrica en zonas

urbanizadas mediante sistemas fotovoltaicos conectados a la red es una alternativa, limpia, sustentable y una opción técnica factible para disminuir los picos diarios de consumo en periodos de alta demanda y alta capacidad de aporte solar. Las principales ventajas que pueden ser destacadas para el uso de la tecnología fotovoltaica interconectados a la red son:

- Integración en los edificios.
- Diseño compatible con la construcción civil.
- Modularidad que permite adicionar capacidad de generación.
- En la Argentina aproximadamente 80% de la población vive en área urbana.
- Los módulos fotovoltaicos tienen una garantía de 25 años.
- Pérdidas por transmisión son minimizadas.
- Usina generadora que no ocupa área extra.
- Puede aliviar picos de consumo (aire-condicionado en el verano).
- El Capital invertido comienza su recuperación inmediatamente.
- Constituye una nueva industria de alto valor agregado.
- Gran potencial de reducción de costos.
- Generación de empleos y mercado profesional.
- Beneficio a los programas de acceso a la energía eléctrica.
- Diversificación de la matriz energética regional y nacional

A nivel mundial existen diferentes tipos de incentivos para la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red, se observa que por lo menos 48 países poseen algún tipo de política para la promoción de energías renovables (incluyendo 14 países en desarrollo), y por lo menos 32 de estos países y 9 estados o provincias han adoptado políticas de *feed-in-tariff* (más de la mitad implementadas desde el 2002). Por lo menos 32 estados o provincias han implementado cuotas o certificados para penetración de energía renovable. En al menos 49 países, incluyendo 13 en Desarrollo, los 25 países de la Unión Europea y en muchos estados de EUA y provincias de Canadá existen metas cuantificadas conocidas como *Targets* (REN21, 2009).

El dimensionado de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red no depende de las necesidades de consumo del edificio, ya que este consumo está asegurado desde la red convencional, por lo que los límites de funcionamiento de este tipo de instalaciones pueden ser más flexibles que en las instalaciones solares térmicas. En términos generales, la orientación e inclinación que dan un máximo rendimiento a los módulos fotovoltaicos en Santiago del Estero son: Orientación: Norte, Inclinación: 27°. Estos valores óptimos pueden ser modificados dentro de unos márgenes sin que invaliden el funcionamiento de la instalación solar. Estas variaciones implicarán sin embargo una disminución de rendimiento en la instalación, es decir, la necesidad de una mayor superficie de captación para una misma producción eléctrica. Los requisitos de superficie disponible para la ubicación de una instalación fotovoltaica, se centran básicamente en la superficie

requerida para los módulos fotovoltaicos, el resto de componentes: inversores y cuadros eléctricos requieren espacios mínimos. En términos generales la relación existente entre la potencia fotovoltaica de la instalación y la superficie de captación de los módulos fotovoltaicos es de aproximadamente 150 Wp/m².

Cuando se inyecte energía verde a la red, la prima máxima que se reciba vendrá determinada por el valor de la potencia instalada en el inversor y no por la potencia instalada en paneles solares fotovoltaicos. El generador fotovoltaico necesita dos contadores ubicados entre el inversor y la red; uno para cuantificar la energía que se genera e inyecta en la red para su posterior remuneración, y el otro para cuantificar también el pequeño consumo (< 2 kWh año) del inversor fotovoltaico en ausencia de radiación solar así como garantía para la compañía eléctrica de posibles consumos que el titular de la instalación pudiera hacer. El consumo de electricidad del edificio se realizaría desde la red, con su propio contador, siendo una instalación totalmente independiente y en paralelo con la instalación fotovoltaica.

Si el sistema fotovoltaico está instalado tal como requieren las normativas (internacionales) vigentes en cuanto a conexión a red, es decir, en paralelo al contador de consumo eléctrico del edificio, toda la electricidad producida por el sistema fotovoltaico se vende a la red, mientras que se sigue consumiendo electricidad de la red con normalidad, como antes. Hay que tener en cuenta que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red no requieren ningún sistema de acumulación de energía (baterías), a diferencia de los sistemas aislados, con lo cual son más baratos y fiables, y puesto que toda la energía producida se inyecta en la red se evita que se pierda la energía generada cuando los acumuladores estén completamente llenos y, principalmente, nos ahorramos su mantenimiento, además de evitar los problemas derivados del uso de baterías (conservación, descargas limitadas, eliminación posterior). Con un sistema conectado a red, el usuario no percibe ningún cambio en el servicio eléctrico que recibe, manteniendo las mismas ventajas (seguridad de suministro) e inconvenientes (riesgo de eventuales cortes de energía), pero sabiendo que cada KWh que produzca el generador fotovoltaico es uno menos que generarán las centrales contaminantes.

0.3- AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La Secretaría de Energía de la Nación impulsa el Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en Edificios Públicos (PAyEEP) que requiere de una calificación de los edificios (SEN, 2004). Para ello, sugiere el uso de estándares internacionales que, según su procedencia, seleccionan aspectos que van más allá de calificar el ahorro y la eficiencia energética del edificio. Entre las normativas internacionales se encuentran las LEED-EB de Estados Unidos (LEED, 2005) que incluyen en la calificación del edificio elementos de la sustentabilidad del medio ambiente. Una adaptación de éstas normativas se utiliza en España bajo la denominación “Clasificación Energética de Edificios Verdes” del Consejo de

Construcción Verde de España (CCV, 1999). La aplicación de estas normativas según los especialistas, tiene ciertas limitaciones en la región, Argentina también cuenta con una propuesta de Norma IRAM para el Uso Racional de la Energía Eléctrica el Gas y el Agua en las Construcciones (Parte I), que focaliza los aspectos energéticos de los edificios.

La propuesta argentina se plantea como objetivos:

- Realizar un Análisis de la Eficiencia Energética en las instalaciones de iluminación y aire acondicionado, basándose en la evaluación de la eficiencia y del estado de mantenimiento de las instalaciones.
- Promover la responsabilidad social de la ciudadanía en relación al uso de la energía y al cuidado del medioambiente, siendo éste un aspecto que debe estar presente en todas las políticas de estado orientadas a la racionalización y ahorro energético.

En todo edificio es necesario que exista un acondicionamiento térmico adecuado a las actividades que se realizan en él. El consumo de energía asociado a la climatización de edificios públicos depende de muchos factores, como la zona climática donde se ubican, su calidad constructiva, el nivel de aislamiento, el grado de equipamiento, el uso que se da a los equipos, etc. Se estima que, de toda la energía consumida en un edificio, entre un 40% y un 70% se destina a su acondicionamiento térmico, lo que representa un importante consumo de energía. Por ello, es importante mejorar el acondicionamiento térmico en las instalaciones municipales, logrando reducir las necesidades energéticas del mismo al tiempo que se mantiene un nivel adecuado de confort para los usuarios.

0.4- AHORRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ILUMINACIÓN

En lo respectivo a Iluminación el Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en Edificios Públicos (PAyEEP) y la Norma IRAM en estudio proponen:

- Ajustar los niveles de iluminación necesarios en el proyecto de instalación e incluir la eficiencia energética como variable en el diseño de estas instalaciones en función del uso de las diferentes zonas de los edificios (oficinas, pasillos, salas de espera, escaleras, etc.).
- Ajustar el diseño del sistema de alumbrado en función de la luz natural disponible en las diferentes estancias de los edificios.
- Realizar auditorías energéticas en los edificios municipales para conocer el estado de las mismas en términos de energía y las posibles medidas a aplicar.
- Elaborar un plan de sustitución de las lámparas por otras de menor potencia y mayor eficacia, y sustituir las luminarias por otras de mayor rendimiento en los edificios ya existentes.
- Realizar un adecuado mantenimiento de las instalaciones, priorizando el mantenimiento preventivo frente al correctivo. Para ello se deben controlar

los parámetros eléctricos, los lumínicos y los de seguridad de la instalación. La frecuencia recomendada para ejecutar el mantenimiento es de un mínimo de una vez al año.

- Instalar sistemas de control de tiempo, sistemas relacionados con el grado de ocupación o con la luz del día, interruptores localizados, sistemas eficientes de encendido y apagado, etc., en las instalaciones de iluminación de los edificios municipales.

En el Anexo III, se presenta un trabajo presentado en el Congreso Panamericano de Iluminación, “Luxamérica 2010”, y expuesto en Valparaíso, Chile, el 22 de Octubre. En este trabajo se realiza una estimación del potencial de remisión de energía eléctrica destinada a iluminación en este edificio, mediante el análisis de eficiencia de luminarias, niveles de confort, condiciones de explotación y mantenimiento, y presenta una propuesta alternativa, que permite un ahorro de un 13% con respecto a la energía consumida actualmente. Un total de 28,045.359MWh al año. Con este ahorro de energía, la reducción de CO2 empleando una metodología diseñada para la RA, alcanzaría las 11,25 Toneladas equivalente de petróleo anualmente (la Tep es una unidad de energía obtenida por la combustión de 1 tonelada de petróleo, la equivalencia depende de las estimaciones aproximadamente unos 41.868.000.000 julios).

0.5- HIPÓTESIS

Hipótesis de trabajo: Es posible reconvertir energéticamente el Edificio de la Estación de Autobuses de SE, aplicando estrategias de ahorro energético, e incorporando tecnologías basadas en EERR utilizando el recurso solar con buen potencial en la región, mediante la integración arquitectónica en la cubierta de paneles fotovoltaicos. La energía eléctrica generada será inyectada a la red.

Capítulo 1: EL NUEVO PARADIGMA ENERGÉTICO

“La humanidad tiene un problema muy grave de consecuencias todavía no bien comprendidas por todos,.... la parte más significativa de este problema se halla en un sistema energético que ha beneficiado, y sigue haciéndolo, solo a una parte del conjunto de los seres humanos, mientras que otros se encuentran en la indigencia más absoluta y van a sufrir mucho más las consecuencias que los principales causantes del problema”

Dr. Valeriano Ruiz Hernández, 2.008.

Resumen:

Este capítulo se aboca a presentar un escenario donde los recursos naturales se agotan y las demandas crecen, plantea los impactos de la acción del hombre en el planeta, el concepto de sostenibilidad, y la urgencia de un nuevo modelo de crecimiento, y enumera algunas de las distintas acciones encaradas para enfrentar el cambio climático. Asimismo plantea la situación del Sistema Energético en la República Argentina, realidad y perspectivas, y describe el potencial de las Energías Renovables.

Contenido

- 1.1- El conflicto entre el modelo de crecimiento y la biodiversidad del planeta.
 - 1.1.1-Modelo de crecimiento en crisis. Sostenibilidad y urgencia de un nuevo paradigma energético.
 - 1.1.2-Cambio Climático y otras consecuencias de la acción antropogénica sobre el planeta
 - 1.1.3-El efecto invernadero
 - 1.1.4-Gases de Efecto Invernadero: emisiones mundiales, y prospectiva en la República Argentina
 - 1.1.5- Medidas para mitigar el Cambio Climático Global

- 1.2- El Sistema Energético en la República Argentina: realidad y perspectivas a futuro.
 - 1.2.1- Matriz energética
 - 1.2.2- Oferta energía primaria y secundaria
 - 1.2.3- Consumo por sectores socioeconómicos
 - 1.2.4-Habitantes sin energía eléctrica por provincia

- 1.3- Potencial de las Energías Renovables en la República Argentina
 - 1.3.1-Recursos eólico, solar, biomasa, geotérmico e hidráulico
 - 1.3.2-Perspectivas para la Energía solar fotovoltaica

1.3.3- Energía Fotovoltaica en Santiago del Estero

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

1.- EL NUEVO PARADIGMA ENERGÉTICO.

1.1.- El conflicto entre el modelo de crecimiento y la biodiversidad del planeta.

1.1.1- Modelo en crisis. Sostenibilidad y urgencia de un nuevo paradigma energético.

Existe un conflicto entre el modelo que ha posibilitado el crecimiento de los países desarrollados, y la continuidad de la biodiversidad en el planeta Tierra. Este conflicto, que afecta a todos los países por igual, desarrollados o no, cuyo síntoma más reciente es el Cambio Climático (CC), ha desencadenado una crisis ambiental global, gestada en la errónea concepción que interpreta a la naturaleza como una fuente infinita de recursos inalterables ante los embates del hombre, pero en las antípodas de ésta, el mundo natural que nos rodea obedece a un equilibrio dinámico donde todos los agentes se relacionan estrechamente. Cada una de las acciones tiene efectos sobre el ambiente y es capaz de desplazar el punto de equilibrio. La presión poblacional y de desarrollo de las naciones más adelantadas junto con aquellas en vías de desarrollo, colocan una amenaza cada vez mayor sobre los recursos naturales y los sistemas ambientales terrestres. En la actualidad las capacidades autorreguladoras de la atmósfera están siendo llevadas a sus límites y según muchos, sobrepasadas [1].

No es una sana política para la humanidad, postergar la búsqueda de soluciones para el futuro o para cuando se hagan fuertemente necesarias. La atmósfera y los procesos que mantienen sus características poseen tiempos de reacción muy lentos comparados con los períodos humanos.

Uno de los principales retos de nuestra sociedad es poder disfrutar de las ventajas del progreso y extenderlo por todo el mundo sin comprometer el futuro, y propendiendo progresivamente a un desarrollo sostenible. La tecnología tiene que ser una herramienta al servicio del hombre, que haga posible mejorar la calidad de vida respetando el entorno natural, y sin comprometer el derecho de las próximas generaciones a satisfacer sus necesidades [20]. Constituye un imperativo ético promover aquellas tecnologías que nos pueden permitir vivir mejor ahora y el día de mañana.

Por esto, un nuevo modelo de crecimiento sostenible deberá adoptarse, tal vez la respuesta se encuentre en el Desarrollo a Escala Humana [21], que refiere a las personas y no a los objetos, se trata de un modelo encauzado a elevar la

calidad de vida de las personas, que dependerá de las posibilidades que tengan éstas de satisfacer adecuadamente sus necesidades humanas fundamentales. Se acepta la premisa que ninguna economía es posible al margen de los servicios que prestan los ecosistemas, ya que la economía es un subsistema dentro un sistema mayor y finito que es la biósfera, y por lo tanto el crecimiento permanente es imposible. Aquí es importante reconocer la diferencia entre crecimiento y desarrollo, ya que lo primero no implica necesariamente lo segundo, porque las necesidades del ser humano son invariantes y múltiples y están interrelacionadas, lo que cambia según las épocas y/o las culturas son los satisfactores empleados para cubrir esas necesidades. Equivocadamente en los modelos vigentes en países desarrollados se han impuesto satisfactores que resultan inhibidores de ciertas necesidades fundamentales y lo único que generan es una propensión al consumismo desmedido, y a la infelicidad de los seres humanos se le suma el daño al planeta por la explotación de los recursos naturales en una carrera sin fin.

Situándose en un desarrollo a escala humana, u otro modelo sostenible alternativo, en el cual la impronta es una distribución más equitativa de los recursos en todo el planeta, surge un nuevo paradigma: el escenario actual de la energía en el mundo resulta insostenible, y entre los cambios que se avecinan, se pronostica un final para la utilización intensiva de combustibles fósiles. Por mucho tiempo se creyó que el uso de petróleo, gas y carbón tendría un límite que estaría dado por las reservas disponibles, en la actualidad, en cambio, podemos comprobar que la crisis climática antecede al agotamiento de las reservas y que el inminente colapso atmosférico pone un límite claro y urgente al uso de los combustibles fósiles. Continuar su empleo traería asociado graves consecuencias para la humanidad, entre estos perjuicios, que no obedecen a ninguna estimación, ya son tangibles, se encuentran: la contaminación del aire provocada por el smog en las grandes ciudades, los problemas geopolíticos derivados de la desigual distribución de los recursos fósiles entre las distintas regiones, la lluvia ácida, y el calentamiento global debido al efecto invernadero producido fundamentalmente por el incremento de la concentración de dióxido de carbono (CO₂) en la atmósfera.

Los Sistemas Convencionales (SC) de generación de energía eléctrica ya se trate de las centrales térmicas (basadas en combustibles fósiles), o de centrales nucleares, operan con recursos finitos, sus procesos son onerosos, crean dependencia energética para aquellos países que no cuentan con los recursos naturales, y lo más grave destruyen progresivamente el planeta. Un nuevo sistema energético es posible: las Energías Renovables (EERR).

Debido a esto, la investigación y la transferencia de conocimiento y tecnologías que permitan una mayor utilización de EERR, están siendo promovidas desde los gobiernos de diferentes países porque se reconoce que pueden ofrecer diversas opciones para la actual coyuntura.

1.1.2- Cambio Climático y otras consecuencias de la acción antropogénica sobre el planeta

Según un informe emitido en el año 2.006 por el Panel intergubernamental para el Cambio Climático de las Naciones Unidas [2], los actuales niveles de influencia humana sobre el clima terrestre implican:

-Un riesgo de impactos irreversibles a gran escala, tales como el derretimiento de hielos permanentes (como glaciares y casquetes polares); una modificación severa en la circulación oceánica (corriente del Golfo); una masiva liberación de gases de efecto invernadero (GEI) por el derretimiento del permafrost (suelos permanentemente helados) y la desaparición de bosques. En general, los efectos del cambio climático serán mayores en los países en desarrollo en términos de pérdidas de vidas y efectos vinculados sobre las inversiones, la economía y la deslocalización de poblaciones.

-Severos impactos a escala regional. En América Latina la retracción de los glaciares implicará una pérdida de fuentes de agua potable. Inundaciones y sequías se harán más frecuentes, la producción agrícola estará en crisis y se ampliarán las áreas de incidencia de enfermedades como la malaria, el dengue y el cólera. También se acelerará la tasa de pérdida de biodiversidad.

Otro estudio, en este caso publicado en 2.009 por la revista Nature Geoscience, suscripto por Global Carbon Project, y en el que participaron investigadores de siete países, concluyó que la temperatura global podría subir hasta 6°C hacia finales del siglo, y afirma que en la última década las emisiones de CO₂ han aumentado en un 29%, a un promedio del 3,4% anual entre 2000 y 2008, en comparación con el 1% del decenio de 1990. No obstante la desaceleración económica mundial, las emisiones aumentaron un 2% en 2008. La gran mayoría de este incremento procede de China y la India. Otro dato inquietante es que por primera vez se ha detectado un fallo en la capacidad de la Tierra para absorber dióxido de carbono, probablemente debido al aumento de temperatura.

El Climate Change Science Compendium, 2009 [3] es una revisión de alrededor de 400 importantes contribuciones científicas para comprender los ecosistemas de la tierra y el clima, que han sido publicadas por investigadores, o instituciones científicas en los últimos tres años, y han sido examinadas para elaborar el cuarto Informe del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC). La Figura 1.1, publicada en este informe, nos muestra la predicción del aumento de temperatura en el siglo XXI para diferentes escenarios posibles. El compendio no es un documento de consenso o una actualización de la temática. Se trata de una compilación de algunos interesantes resultados de interpretaciones científicas, ideas y conclusiones que han surgido entre los científicos.

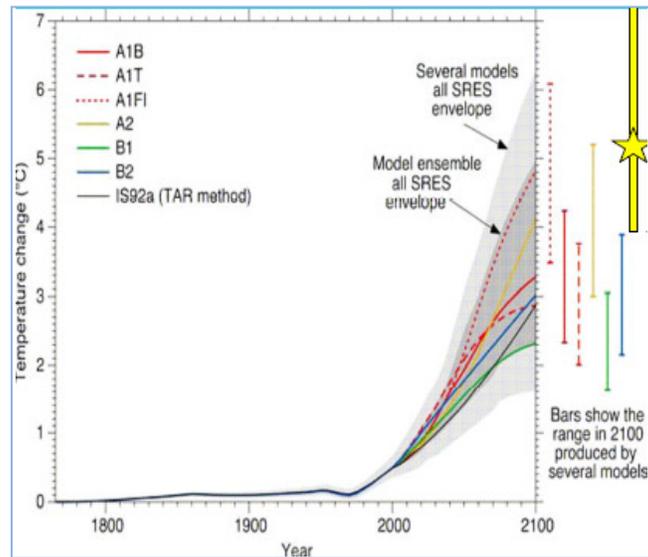


Figura 1.1. Predicción del aumento de temperatura en el siglo XXI para diferentes escenarios posibles. Fuente: **UNEP** Climate Change Science Compendium, 2009

1.1.3- Efecto Invernadero

Todos los cuerpos emiten energía radiante en su frecuencia natural a una determinada temperatura y la potencia alcanzada responde a la conocida expresión de Stefan-Boltzman:

$$P = \epsilon \cdot \sigma \cdot T^4 \text{ [W/m}^2\text{]} \quad [1]$$

ϵ = emisividad del cuerpo $0 \leq \epsilon \leq 1$

$$\sigma = 5,670 \cdot 10^{-8} \text{ [W/m}^2\text{k}^4\text{]}$$

$$1\text{W} = 1\text{J/s}$$

La intensidad de la radiación emitida por un cuerpo negro con una temperatura T puede conocerse por la expresión de Planck graficada en la Figura 1.2.

$$I(\nu, T) = \frac{2 h \nu^3}{C^2} \frac{1}{e^{h\nu/kT} - 1} \quad [2]$$

I = Radiancia espectral o energía por unidad de superficie [$\text{Jm}^{-2}\text{sr}^{-1}$]

ν = frecuencia [Hz] λ = longitud de onda [m]

T = temperatura absoluta en K C = velocidad de la luz [m/s]

h = cte. de Planck [J.s] k = cte. de Stefan-Boltzmann [J/K]

La longitud de onda en la que se produce el máximo de emisión viene dada por la ley de Wien y la potencia total emitida por unidad de área viene dada por la ley de Stefan-Boltzmann. Por lo tanto, a medida que la temperatura aumenta el brillo de un cuerpo cambia del rojo al amarillo y al azul.

Los cuerpos con mayor temperatura tienen potencia máxima en longitud de onda corta (alta frecuencia). Como sabemos, el Sol emite gran cantidad de energía a una temperatura aproximada de 5.800K, y una parte de ésta es interceptada por la Tierra, a su vez esta energía recibida, debe ser balanceada por la radiación emitida desde la superficie terrestre.

La Tierra, como todo cuerpo caliente, superior al cero absoluto, emite radiación térmica, pero al ser su temperatura mucho menor que la solar, emite radiación infrarroja. En la ausencia de cualquier atmósfera, la temperatura superficial sería aproximadamente de -18°C . De hecho, la temperatura superficial media terrestre es de alrededor de 15°C . La razón de esta discrepancia de temperatura, es que la atmósfera es casi transparente a la radiación de onda corta (alta frecuencia), pero absorbe la mayor parte de la radiación de onda larga emitida por la superficie terrestre.

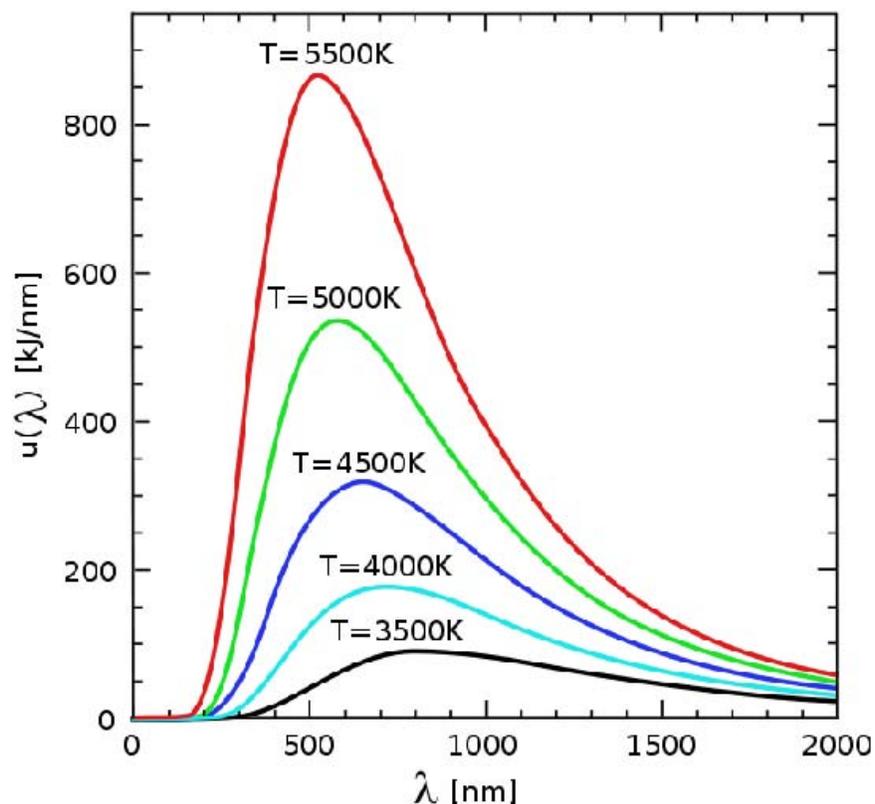


Figura 1.2- Curvas de la emisión de radiación de un cuerpo negro, expresión de Planck- Fuente Wikimedia comomns

En un estudio del National Center for Atmospheric Research (NCAR), han calculado una oscilación anual media entre 15.9 °C en Julio y 12.2 °C en Enero compensando los dos hemisferios, que se encuentran en estaciones distintas y la parte terrestre que es de día con la que es de noche. Esta oscilación de temperatura supone una radiación media anual emitida por la Tierra de 396 W/m². La energía infrarroja emitida por la Tierra es atrapada en su mayor parte en la atmósfera y reenviada de nuevo a la Tierra. Este fenómeno se llama Efecto Invernadero (EI) y garantiza las temperaturas templadas del planeta. Según el estudio anterior de la NCAR, el Efecto Invernadero de la atmósfera hace retornar nuevamente a la Tierra 333 W/m².

Globalmente la superficie de la Tierra absorbe energía solar por valor de 161 W/m² y de la atmósfera recibe 333 W/m², lo que suma 494 W/m², como la superficie de la tierra emite un total de 493 W/m² (que se desglosan en 17 W/m² de calor sensible, 80 W/m² de calor latente de la evaporación del agua y 396 W/m² de energía infrarroja), supone una absorción neta de calor de 0,9 W/m², que en el tiempo actual está provocando el calentamiento de la Tierra. La figura 1.3 resume el Balance Global anual de energía de la Tierra en giga toneladas equivalentes de petróleo.

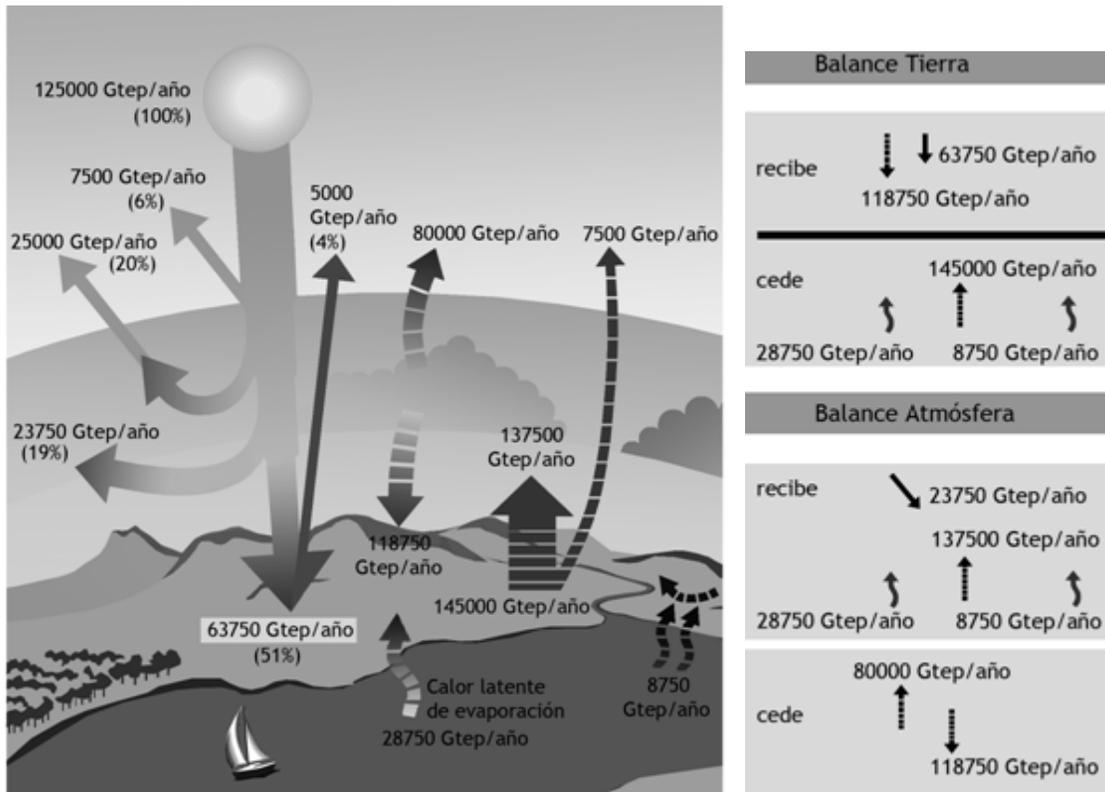


Figura 1.3 Balance Anual de la Energía. Fuente: apuntes de Clases X Máster EERR, UNIA. Dr, Silva Pérez, M. 2.009.-

Varios componentes atmosféricos, tales como el vapor de agua y el dióxido de carbono, tienen frecuencias moleculares vibratorias en el rango espectral de la radiación de onda larga, devolviéndola a la superficie terrestre, causando el aumento de temperatura. Los GEI son los siguientes: dióxido de carbono (CO₂); óxido nitroso (N₂O); metano (CH₄); hidrofluorocarbonos (HFC); perfluorocarbonos (PFC); hexafluoruro de azufre (SF₆). Se los llama de larga permanencia porque su duración en la atmósfera varía entre 12 y 260 años. Ver tabla I.

Cada GEI tiene una influencia térmica (forzamiento radiativo) distinta sobre el sistema climático mundial por sus diferentes propiedades radiativas y períodos de permanencia en la atmósfera. Tales influencias se homogenizan en una métrica común tomando como base el forzamiento radiativo por CO₂ (emisiones de CO₂-equivalente). Homogenizados todos los valores, el CO₂ es con mucha diferencia el gas invernadero antropógeno de larga permanencia más importante, representando en 2004 el 77% de las emisiones totales de GEI antropógenos. Pero el problema no solo es la magnitud sino también las tasas de crecimiento. Su actual concentración atmosférica es la mayor de los últimos 420.000 años según Resumen Técnico del informe del Grupo de Trabajo I, del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático [3].

Gases de Efecto invernadero afectados por la acción antropogénica						
Descripción	CO₂	CH₄	N₂O	CFC-11	HFC-23	CF₄
Concentración preindustrial	280ppm	700ppb	270ppb	0	0	40ppt
Concentración en 1.998	365ppm	1.745ppb	314ppb	268ppt	14ppt	80ppt
Permanencia en la atmósfera	De 5 a 200 años	12 años	114 años	45 años	260 años	50 años

Tabla I. Fuente ICCP, Clima 2.001, La Base Científica, resumen técnico del informe del Grupo de Trabajo I

Se denomina forzamiento radiativo al cambio en el flujo neto de energía radiativa hacia la superficie de la Tierra medido en el borde superior de la troposfera (a unos 12.000 m sobre el nivel del mar) como resultado de cambios internos en la composición de la atmósfera, o cambios en el aporte externo de energía solar. Se expresa en W/m². Un forzamiento radiativo positivo contribuye a calentar la superficie de la Tierra, mientras que uno negativo favorece su enfriamiento.

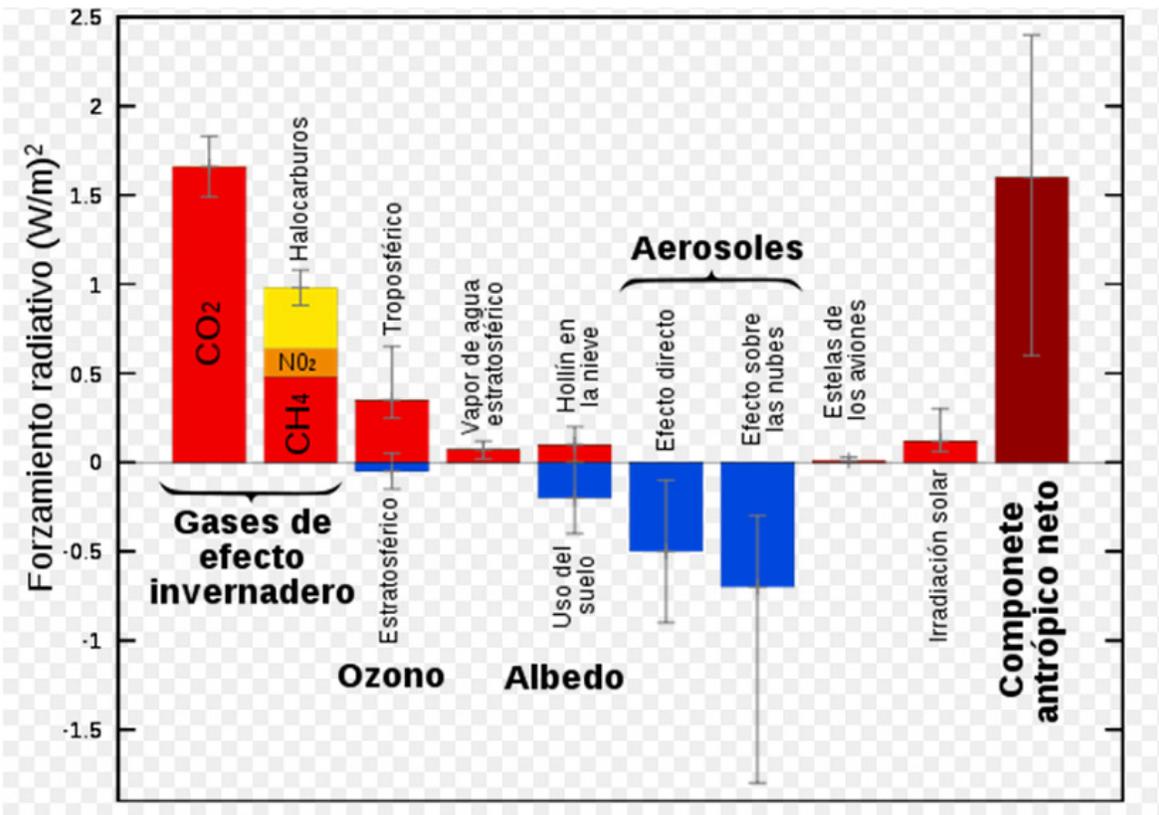


Figura 1.4- Forzamiento radiativo.: Leland MacInnes- Radiactiv forcing s.svg- elaborado sobre datos de Grupo de trabajo I del IPCC- Cuarto Informe de Evaluación Resumen para Políticos.

En la Figura 1.4 puede apreciarse las estimaciones de los forzamientos radiativos medios global, y sus intervalos en 2005 para los gases invernadero antropogénicos y otros mecanismos y agentes de importancia. Comprender el calentamiento global exige entender los cambios en los forzamientos del clima que han ocurrido desde la revolución industrial. Estos incluyen forzamientos positivos debidos al aumento en la concentración de los gases invernadero, forzamientos negativos por el incremento de aerosoles de sulfato y forzamientos con gran incertidumbre como los producidos por la realimentación de aerosoles indirectos así como contribuciones menores de la variación solar y otros factores. La causa de la incertidumbre en el forzado de los aerosoles resulta de la limitada comprensión física de cómo interaccionan con la atmósfera y la falta de conocimiento de las concentraciones de los mismos durante el período preindustrial. Esto es una fuente significativa de incertidumbre cuando comparamos los forzamientos modernos del clima con estados pasados.

Aunque la Figura 1.4 nos grafica las diferentes contribuciones al forzamiento radiativo, no es posible sumar todas las fuentes y obtener así un forzamiento total. Esto se debe a que los términos de los diferentes forzamientos pueden interaccionar entre ellos, amplificando o interfiriendo unos con otros. Por ejemplo, en términos de gases de efecto invernadero, dos gases diferentes

pueden compartir las mismas bandas de absorción, limitando así parcialmente su eficacia cuando se toman en combinación.

1.1.4- Gases de Efecto Invernadero: emisiones mundiales, y prospectiva en la República Argentina.

El Cambio Climático Global (CCG) es un hecho y es por ello que los gobiernos a nivel mundial han reaccionado ante esta amenaza cada vez más cercana que podría colocar sus economías en peligro, y que ha dejado muy clara la globalización de los problemas ambientales. La Tabla II nos muestra las emisiones mundiales netas.

Emisiones mundiales en 2007 (procedentes sólo de la quema de combustibles)

Región	Población (millones)	TEP (Mtep)	Consumo eléctrico (TWh)	Emisiones de CO ₂ (Mt)
Mundo	6.609	12.029	18.187	28.962
OCDE	1.185	5.497	10.048	13.001
Asia (-China)	2.148	1.377	1.514	2.898
África	958	629	554	882
Latinoamérica	461	550	847	1.016
Alemania	82	331	591	798
Argentina	40	73	105	163
Australia	21	124	237	396
Brasil	192	236	413	347
Canadá	33	269	560	573
Chile	17	31	55	71
China	1.327	1.970	3.114	6.071
España	45	144	283	345
EEUU	302	2340	4.113	5.769
Francia	64	264	481	369
India	1.123	595	610	1.324
Indonesia	226	191	127	377
Japón	128	514	1.083	1.236
México	106	184	214	438
Reino Unido	61	211	373	523
Rusia	142	672	898	1.587

Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Tabla II.- Emisiones mundiales netas 2007. Fuente: Agencia Internacional de Energía publicado por la revista Energías Renovables, N° 84. Diciembre 2.009.

La República Argentina ha realizado cuatro Inventarios Nacionales de Gases Efecto Invernadero correspondientes a los años 1990, 1994, 1997 y 2000. Las fuentes principales de emisiones en el inventario más reciente de Argentina (2000) están en el sector energético y el agrícola-ganadero. Tomando como punto de partida los cuatro Inventarios Nacionales de la Argentina, un estudio publicado por la Fundación Bariloche [4] estimó la Evolución Histórica de las Emisiones de GEI entre 1990-2005 y su prospectiva entre 2006 y 2030. Estas estimaciones se basaron en la aplicación de métodos expeditivos previstos para el período histórico, se nutrieron de datos observados y, para la prospectiva de emisiones, se apoyaron en la previa elaboración de un escenario Socio-económico "Business as Usual (BAU)". En la figura 1.5, se puede apreciar que se estimaba un crecimiento en las emisiones netas medidas en Gg de CO₂eq entre 1990 y 2030 de 184.6%. La mayor parte de este crecimiento se da en el período 2005-2030 con un 145.95% mientras que en el período anterior de 16 años, el aumento fue del 38%. La mayor parte de este crecimiento en las emisiones, se espera que se produzca en el sector energético (122%), pasando a representar en 2030 el 53% del total de emisiones netas en lugar del 47% que representaba en 1990. Este aumento en la participación se da principalmente en desmedro del sector agropecuario cuyas emisiones entre el año de partida y el año horizonte crecen un 55% y pasan de representar el 45% del total en 1990 a 24% en 2030. El estancamiento de la actividad ganadera y las limitaciones en el área con potencialidad para ser dedicadas a la actividad agrícola, ponen cierto freno a la actividad y consecuentemente a las emisiones del sector. Por otra parte, en el sector energético, hay un fuerte aumento de la demanda de energía, que se explica fundamentalmente por el crecimiento en el nivel de actividad de ciertos sectores, que se suma a una mayor participación de la generación térmica de electricidad. Todo ello redundando en un fuerte aumento de las emisiones del sector. En cuanto al sector de Uso del Suelo, las predicciones del aumento del área dedicada a la agricultura y otros usos, revierten la tendencia del sector en cuanto a las emisiones de CO₂, pasando a ser un emisor neto en lugar de sumidero. Las emisiones netas totales per cápita pasan de 6,73tCO₂e/ habitante/año en 1990 a 12.66 en 2030, principalmente por el aumento de las mismas en el Sector Energético, que pasan de 3.22 tCO₂e/habitante/año a 6.81; mientras que, en el Sector Agricultura permanecen prácticamente constantes (3.06 en 1990 y 3.16 en 2030).

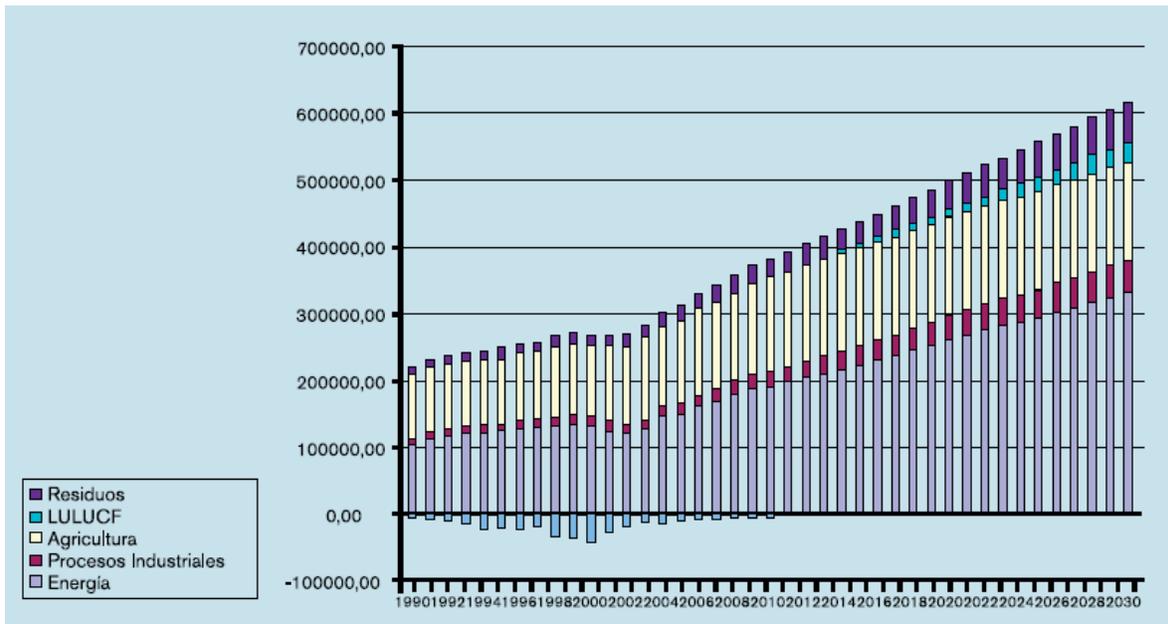


Figura 1.5- Evolución de las emisiones netas de GEIs de la República Argentina, clasificadas por sectores, para el período 1990-2030. En Gg.de CO₂eq. Fuente: Leónidas Girardin, Fundación Bariloche - “El Cambio Climático en Argentina, Emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector energía”, Marzo 2.009.

1.1.5- Medidas para mitigar el Cambio Climático Global

Se calcula que para hacer frente al cambio climático y minimizar sus consecuencias, se debe conseguir una reducción del 80 % de las emisiones de gases de efecto invernadero hasta el año 2050 sobre los niveles de 1990; para obtenerlo corresponde primeramente, cumplir con el Protocolo de Kyoto (1997), que fue suscripto por determinados países desarrollados, que por ser los más industrializados les cabe una mayor responsabilidad. No obstante, el Protocolo de Kyoto fue convertido en Ley Internacional de obligatorio acatamiento desde febrero de 2005. Se busca lograr compromisos de reducción del 30 % para el 2020; de esta manera se podrá avanzar hacia el objetivo del 80 % para el 2050.

Se han presentado distintas propuestas colocándose un mayor énfasis en la reducción de las emisiones de GEI [5]. La Convención Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas (CMNUCC) que fue firmada en la Cumbre Mundial de 1992 por 186 gobiernos, se enfocaba específicamente en este problema, siendo su principal objetivo lograr estabilizar estos gases en la atmósfera. La Convención requería que todas las naciones que firmaran el tratado debieran lograr reducir sus emisiones hasta los niveles de 1990 para el año 2000. Sin embargo, no se establecieron metas de reducción de GEI hasta 1997 en la tercera Conferencia de las Partes (COP). En esta conferencia se aprobó el Protocolo de Kyoto, por el cual las partes que son países desarrollados se comprometen a reducir sus emisiones globales de GEI, por lo menos en un

promedio 5.2% respecto al año 1990, para el período del 2008 al 2012. Para cumplir esto, en la actualidad se apunta a implementar medidas tales como:

-Reducir los GEI en los distintos sectores:

- a. En la industria, se deben aplicar medidas de ahorro específicas para cada proceso.
- b. En el sector doméstico y comercial, se logrará a través de mejoras en el aislamiento térmico de las viviendas y la mejoría de la eficiencia de los aparatos domésticos a través de mejores diseños y mejor uso, como es el caso de la iluminación.
- c. En el transporte público, a través de mejoras en la tecnología de los motores, mejor mantenimiento de los mismos, cumplir los límites de velocidad y uso más discreto de la aceleración y frenado.

El desafío que enfrenta la humanidad ahora, es evitar un cambio climático totalmente “fuera de control”. Los científicos advierten que si aumenta la temperatura global más de 2°C en relación con los niveles preindustriales, estaremos generando un cambio climático catastrófico y desencadenando procesos que provocarán, además, la liberación de más emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual coloca al calentamiento global en un proceso absolutamente fuera de nuestro control.

El cumplimiento de las metas propuestas puede resultar oneroso para algunos países, por ello el Protocolo de Kyoto establece tres Mecanismos flexibles, por medio de los cuales los países pueden cumplir con sus compromisos a menor costo. Los mecanismos son:

-Comercio Internacional de Emisiones (CIE): mecanismo que permite el comercio de emisiones reducidas de GEI entre los países del Anexo I (países desarrollados). Es decir, aquellos países del Anexo I que reduzcan emisiones de GEI en niveles mayores de lo exigido en el Protocolo de Kioto, podrán vender éste exceso a otros países del Anexo I, los cuales pueden acreditar estas reducciones como parte de sus compromisos de reducción de emisiones de GEI.

-Implementación Conjunta (IC): mecanismo que permite a los países del Anexo I adquirir emisiones reducidas de proyectos que se desarrollen en otros países del Anexo I (en especial en economías en transición). Las emisiones reducidas por medio de éste mecanismo se denominan Unidades de Reducción de Emisiones (URE)

-El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) permite que los países del Anexo I puedan comprar reducciones de emisiones provenientes de proyectos ejecutados en países en desarrollo, y acreditarlas para cumplir con sus metas de reducción de emisiones de GEI para el cumplimiento de compromisos de reducción de emisiones de GEI, está destinado a cumplir con dos objetivos principales: ayudar a los países desarrollados (Anexo I) a cumplir sus metas de reducción de emisiones de GEI y, apoyar a los países en desarrollo en la transferencia tecnológica y el fomento del desarrollo sostenible.

Las reducciones de emisiones de GEI provenientes de los proyectos se miden en toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en certificados de emisiones reducidas (CERs), los cuales pueden ser vendidos en el mercado de carbono a países industrializados, a fin de contribuir a que estos últimos cumplan con parte de sus compromisos de reducción y mitigación de las emisiones de GEI, y al mismo tiempo contribuyan al desarrollo sostenible en los países en vías de desarrollo.

Algunas características que deben cumplir los proyectos para ser elegibles en el marco del MDL:

- El país donde se realice el proyecto deben tener una Autoridad Nacional para el Mecanismo de Desarrollo Limpio.
- El país donde se realice el proyecto debe haber ratificado el Protocolo de Kyoto.
- El proyecto debe demostrar tener beneficios reales, medibles y a largo plazo en relación con la mitigación de GEI.
- La reducción de las emisiones debe ser adicional a las que se producirían en ausencia de la actividad del proyecto certificada.
- Los proyectos deben contribuir al desarrollo sostenible del país.

Entre los beneficios del MDL para el desarrollador del proyecto se encuentra:

- El flujo de ingresos provenientes de la venta de los CERs permite mejorar la rentabilidad del proyecto y sus estados financieros.
- Mejora la imagen internacional de la empresa o del proyecto, pues es un acto voluntario.
- Se logra el acceso a fondos verdes o de responsabilidad social, que están buscando oportunidades de inversión en Latinoamérica.
- Fortalece la competitividad de la empresa, pues se deben implementar procesos de supervisión de los procesos para entregar los CERs ofrecidos.

Estos mecanismos de intercambio de créditos permiten a los países crear un Mercado Verde Global de compra-venta de las tecnologías de bajo impacto ambiental, dentro de un cuadro de derechos que reconoce los costos de la contaminación y establece objetivos a alcanzar. El Protocolo de Kyoto promueve un circuito comercial de intercambios globales virtuosos porque apuntan a mejorar el medio ambiente.

En la figura 1-6 se muestra la Evolución del volumen de reducción de emisiones esperado en función de los proyectos MDL aprobados en Argentina hasta Febrero de 2009, puede observarse que la mayor reducción viene dada por Proyectos de relleno sanitario, e Industria, un porcentaje menor en eficiencia energética, y un pequeña contribución con proyectos de desarrollo de energías renovables y tratamiento de efluentes.

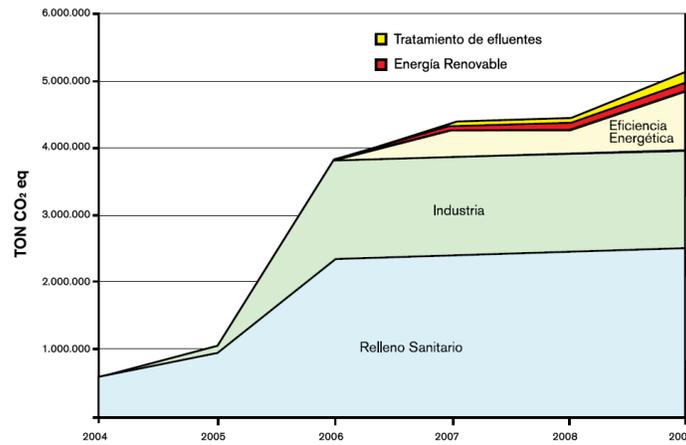


Figura 1-6. Evolución del volumen de reducción de emisiones esperado en función de los proyectos MDL aprobados en Argentina (Febrero de 2009). Fuente: Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, “El Cambio Climático en Argentina”, 2.009.

Algunos de los más de treinta Proyectos MDL [6] aprobados en la Argentina son:

- PROYECTO DE CAPTURA, ALMACENAMIENTO Y DESCOMPOSICIÓN DE HIDROFLUOROCARBONO 23 (HFC23) DE FRÍO INDUSTRIAS ARGENTINAS S.A.
- PROYECTO DE SUSTITUCIÓN PARCIAL DE COMBUSTIBLES FÓSILES POR BIOMASA EN EL PROCESO DE FABRICACIÓN DE CEMENTO. El objetivo del proyecto es la reducción de las emisiones de CO₂ en los hornos de procesamiento de clinker de Cementos Avellaneda S.A. mediante la utilización de biomasa renovable como combustible alternativo. El combustible alternativo consiste en cáscara de maní, la cual constituye un residuo de la actividad agrícola regional.
- PROYECTO DE ABATIMIENTO DE METANO EN EFLUENTES EN PLANTAS DE FAENA DE GRANJA TRES ARROYOS. El propósito de la actividad del proyecto es sustituir las actuales lagunas anaeróbicas, donde el efluente es tratado por avanzado sistema de tratamiento de efluentes aerobio. Las reducciones de emisiones se obtienen al abolir la generación de metano, a partir de la materia orgánica biogénica contenida en los efluentes, en lagunas aeróbicas.
- EXTRACCIÓN DE GAS DE RELLENO EN VILLA DOMINICO, la empresa Van der Wiel Argentina lleva a cabo el Primer Proyecto de Reducción de GEI en la Argentina, dentro del Protocolo de Kyoto: Desgasificación de CDF Villa Dominico.

- RECUPERACIÓN DEL GAS DE RELLENO SANITARIO DE OLAVARRÍA, Captura y destrucción del metano que se genera actualmente en el relleno sanitario de Olavarría, provincia de Buenos Aires.
- REDUCCIÓN DE EMISIONES DE EFECTO INVERNADERO EN LA PLANTA DE ALUAR ALUMINIO ARGENTINO SAIC a través de la instalación de un nuevo algoritmo en el Sistema de Control Automático en 400 cubas de electrólisis.
- CONVERSIÓN DE CICLO ABIERTO A CICLO COMBINADO EN LA CENTRAL DE AGUA DEL CAJÓN, empresa CAPEX S.A, en una usina de generación de energía eléctrica de tipo Ciclo Combinado aprovechando para ello, los gases de escape de las seis unidades turbo gas existentes (5 x 48 MW y 1 x 136 MW), mediante el agregado de una unidad de generación turbo vapor (303 MW).
- PARQUE DE ENERGÍA EÓLICA ANTONIO MORÁN en la Región Patagónica, Argentina, este Proyecto prevé la generación y posterior distribución de la electricidad producida por la planta (con una capacidad de 10.56 MW). De esta manera, se pretende sustituir la adquisición de energía al Sistema Regional Patagónico, cuya generación se realiza principalmente mediante Centrales Térmicas (abastecidas por gas natural) y Centrales Hidroeléctricas.
- RECUPERACIÓN DEL BIOGÁS EN EL RELLENO SANITARIO NORTE III, Buenos Aires, Argentina. El propósito del proyecto es capturar y quemar biogás del relleno sanitario Norte III. El proyecto efectuará una reducción de las emisiones de GEI a través de la combustión del metano que contiene el biogás que se explote en el relleno sanitario.
- PROYECTO DE CONVERSIÓN DE LA TURBINA A GAS EXISTENTE, DE CICLO ABIERTO A CICLO COMBINADO EN LA CENTRAL TÉRMICA PATAGONIA, COMODORO RIVADAVIA.
- PROYECTO DE RECUPERACIÓN Y UTILIZACIÓN DE GASES RESIDUALES DE ANTORCHA EN EL PROYECTO DEL COMPLEJO INDUSTRIAL LA PLATA.
- PROYECTO BIO ENERGÍA EN GENERAL DEHEZA. GENERACIÓN ELÉCTRICA A PARTIR DE CÁSCARA DE MANI Y CÁSCARA DE GIRASOL. El proyecto consiste en instalar generación eléctrica dentro de la planta de Aceitera General Deheza. Ésta se encuentra ubicada en la localidad de General Deheza, Córdoba, Argentina. Se utilizarán residuos de biomasa para generación de energía e intercambio con el sistema eléctrico argentino.

- **INSTALACIÓN DE UNA CALDERA BAGACERA DE ALTA PRESIÓN Y ALTA EFICIENCIA PARA COGENERAR CALOR Y ELECTRICIDAD.** La actividad de proyecto consiste en la instalación de una nueva caldera de alta eficiencia que quema residuos de biomasa para generar vapor y electricidad en el ingenio Ledesma, provincia de Jujuy.
- **REFORESTACIÓN PARA COMBATIR LA DESERTIFICACIÓN, MITIGAR EL CAMBIO CLIMÁTICO Y PROTEGER LA BIODIVERSIDAD EN SANTIAGO DEL ESTERO.** La actividad del proyecto contempla la aplicación de especies nativas (algarrobo blanco) en la Provincia de Santiago del Estero.
- **PROYECTO HIDROELÉCTRICO LOS CARACOLES.** La actividad del proyecto consiste en la utilización de recursos hidrológicos del Río San Juan para la central hidroeléctrica con reservorio de agua que generará electricidad renovable. La energía generada por el proyecto compensará la generación térmica y aumentará el suministro de electricidad a la red.



Figura 1.7: Proyecto Extracción de Gas de Relleno en "VILLA DOMINICO", Buenos Aires, empresa Van der Wiel Argentina. Fuente: Secretaría de Medioambiente y Desarrollo Sustentable.

1.2- El Sistema Energético en la República Argentina: realidad y desafíos

1.2.1- Matriz energética

La República Argentina (RA) posee una matriz energética hidrocarburo-dependiente, con reservas petroleras y gasíferas en plena declinación, a tal punto que desde el año 2.008 comenzó a importar una cuota de estos recursos naturales no renovables a precios internacionales para garantizar la oferta. El gas natural se

ha tornado en el combustible primario más utilizado del país desde la década pasada, no sólo para generación eléctrica, uso doméstico e industrial, sino también como combustible limpio para el transporte. No obstante poseer significativos recursos hidráulicos y nucleares, los combustibles fósiles representan casi el 90% de la oferta interna de energía, como puede apreciarse en la figura 1.8. Al constituirse en el tercer país de Sudamérica con reservas de Gas y Petróleo comprobadas, hay quienes suponen que la utilización masiva de fuentes renovables está lejano, pero si contrastamos las reservas comprobadas con la concentración de reservas hidrocarburíferas en el nivel mundial, se observa que en la actualidad la RA dispone de apenas el 0,3% de las reservas de petróleo, del 0,3% de las reservas de gas natural y del 0,3% de las reservas de carbón mineral. Según un estudio publicado [7] quedarían reservas de petróleo para un período de 10,8 años, y la reserva de gas natural para unos 8,6 años. Si bien esta situación puede interpretarse como una consecuencia de la falta de incentivo para la exploración y búsqueda de nuevos reservorios. La legislación actual, requiere a la empresa exportadora, que se asegure que el cociente (reservas probadas / producción anual) supere los 12 años para aprobar la exportación del combustible [8].

Cabe agregar que en el invierno de 2010, las importaciones de energía desde Paraguay y Brasil se incrementaron en más de un cien por ciento para cubrir el crecimiento de la demanda que se disparó más allá de los 20 mil megavatios. Hasta la llegada de la ola de frío las importaciones de energía desde estos países no superaban los 1.000 megavatios (MW), aunque la realidad cambió. Desde Brasil se enviaron 990 MW diarios y desde Paraguay entre 70 y 78 MW, de acuerdo con la información difundida por todos los medios de prensa del país.

Un descubrimiento ocurrido en Diciembre de 2.010, en la Patagonia Argentina, modificaría el escenario planteado, ya que las empresas estatales Enarsa, y Gas y Petróleo, detectaron un nuevo yacimiento de petróleo y gas en la provincia de Neuquén. El yacimiento está ubicado en la zona de Aguada del Chañar, en Loma de la Lata, y posee un horizonte de producción de 500 barriles de petróleo y 700 mil metros cúbicos de gas por día. Las proyecciones iniciales precisaron que este nuevo pozo podría producir hasta quinientos mil barriles de petróleo y mil millones de metros cúbicos de gas, a una profundidad de 3.250 metros.

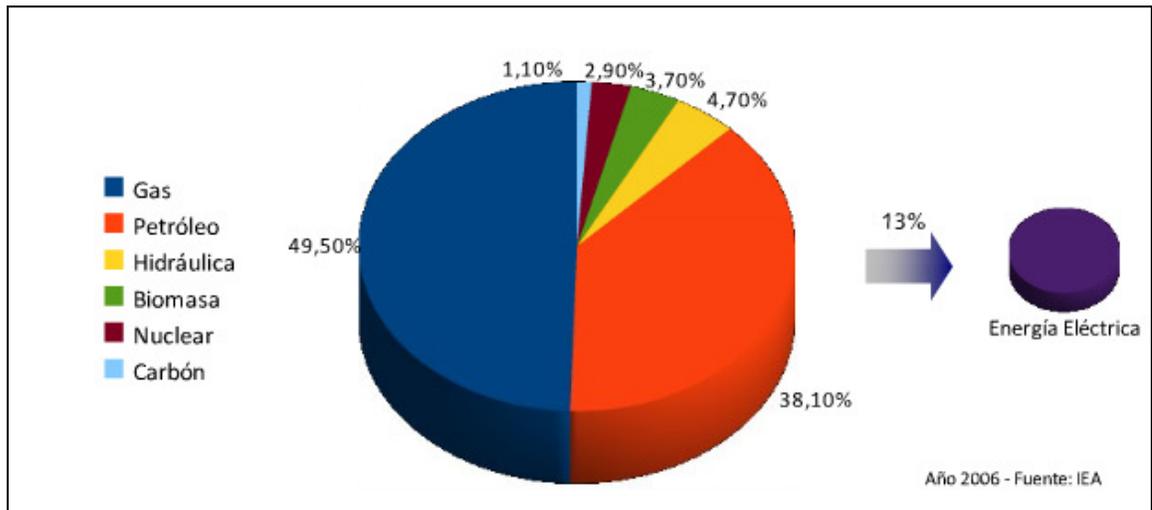


Figura 1.8-Matriz energética RA Año 2006. Fuente: IEA.

No obstante el nuevo yacimiento hallado, diversificar la matriz de abastecimiento de energía es una tarea ineludible. Salvo la hidráulica 5% año 2009, la incidencia de las renovables no es significativa hoy en Argentina. La Ley Nacional 26.190/07, "Régimen de Fomento de las Energías Renovables", exige alcanzar en el plazo de 10 años (Enero 2017) una cuota de 8% de EERR sobre el consumo total eléctrico nacional, excluyendo a la gran hidráulica, definida como aquellos emprendimientos de más 30 MW de Esta cuota referida la Matriz eléctrica, representa un ambicioso objetivo, (si la gran hidráulica es excluida sólo un reducido 2,21% permanece como fracción aportada por fuentes renovables en la generación total actual) el proyecto extiende los subsidios y otros beneficios fiscales ya concedidos a la generación eólica y solar por la Ley previa N° 25.019/98.

1.2.2- Oferta de energía por Fuentes primarias y secundarias

Las fuentes de energía se clasifican en primarias y secundarias. Por fuentes de energía primaria deberán entenderse aquellas que se obtienen de la naturaleza y que no han sufrido proceso alguno en centros de transformación, tales como: hidroenergía, combustibles nucleares, hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y carbón mineral), leña, bagazo, eólica, solar, etc. Mientras que las fuentes de energía secundaria son aquellos productos energéticos que no pueden ser obtenidos de la Naturaleza y que son el resultado de la manipulación del hombre sobre las energías primaria (en centros de transformación) con el fin de que las mismas puedan satisfacer las necesidades del aparato productivo nacional: electricidad, gas distribuido por redes, gas de refinería, gas licuado, motonaftas, kerosene y aerokerosene, diesel-oil + gas-oil, fuel-oil, carbón residual, gas de coquería, gas de alto horno, coque de carbón, carbón de leña, no energéticos (son aquellas fuentes de energía secundaria que tienen contenido energético pero que

no se utilizan para fines energéticos), etc. Entonces, cuando se estudia la oferta de energía, que es la disponible para el consumo de un país, deben distinguirse las siguientes variables: producción, importación, exportación + bunker (combustible derivado del petróleo para barcos y aeronaves que se trasladan fuera del territorio nacional), variación de stock o inventario, y energía no secundaria disponible para cubrir las necesidades energéticas del país, tanto del consumo final de los sectores socioeconómicos, como del consumo propio del sector energético y de los centros de transformación.

La evolución del consumo de energía primaria de Argentina, por fuente, a partir de 1970 puede apreciarse en la figura 1.9. El consumo de energía primaria se ha incrementado anualmente en 26,8 PJ (1 PJ = 1 PegaJoule = 1×10^{15}) como promedio de los últimos 30 años, a lo largo de ese período el consumo de gas natural se ha incrementado fuertemente comparado con el resto de las fuentes.

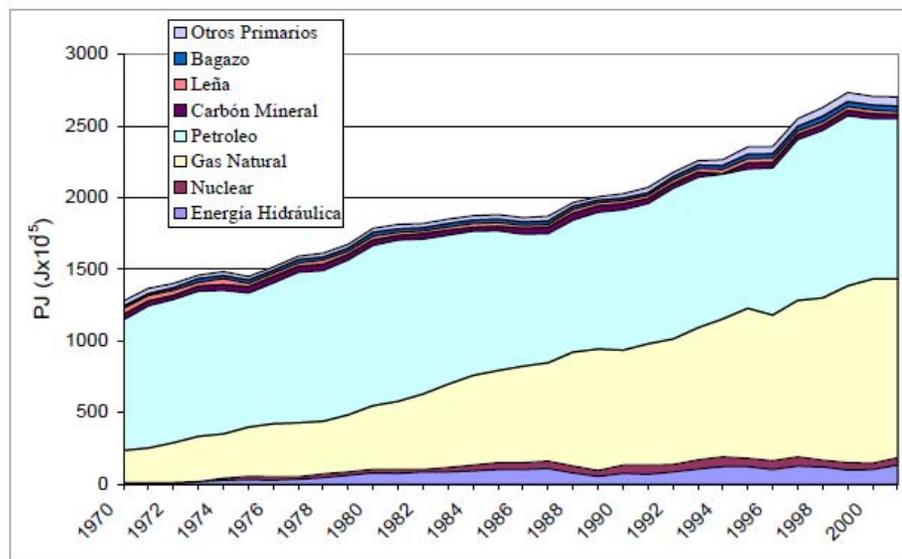


Figura 1.9- La evolución del consumo de energía primaria de Argentina - Fuente: Galimberti P. 2.008- sobre datos de la Secretaría de Energía de la Nación.

La evolución de la Matriz Energética es preocupante según lo demuestra un estudio reciente [9], en la Figura 1.10 apreciamos en el período analizado un aumento progresivo de la generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles, una disminución de la participación de hidráulica y nuclear, y cubrimiento de picos mediante importación de energía.

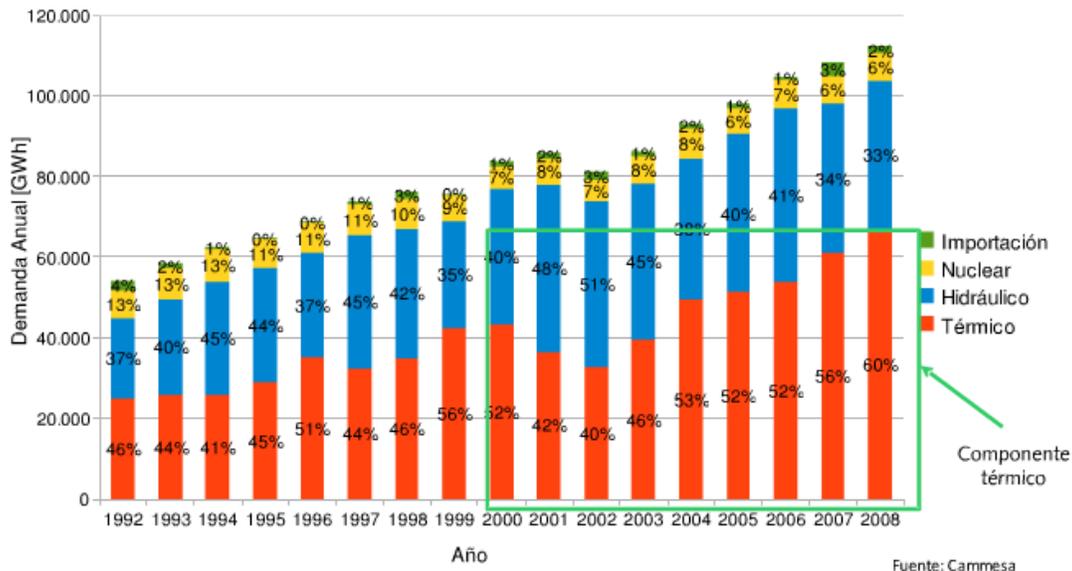


Figura 1.10. Matriz Eléctrica según Fuente de Generación. Fuente: Revista Mercado Eléctrico, Matriz Energética Nacional, autor Dr. Ing. Pablo Frezzi.

1.2.3- Consumo por sectores socioeconómicos

El consumo es aquella energía utilizada tanto por el sector energético como por los diferentes sectores socioeconómicos para satisfacer sus requerimientos. Pueden distinguirse dos tipos de consumo: propio y final. El consumo propio es aquella cantidad de energía que es utilizada por el sector energético con el fin de satisfacer requerimientos de los eslabones de producción, transformación, transporte, distribución y almacenamiento. Mientras que el consumo final es aquel que abarca todos los flujos energéticos agrupados, considerando los sectores socioeconómicos en que son consumidos. El consumo final se constituye en consumo final energético y consumo final no energético. El primero concierne a la cantidad total de productos primarios y secundarios empleados por todos los sectores de consumo en la satisfacción de sus necesidades energéticas; el segundo abarca los volúmenes de productos que son empleados con fines no energéticos en todos los sectores de consumo. En suma, el consumo final total se trata de la totalidad de la energía que se entrega a los sectores de consumo, tanto para usos energéticos, como no energéticos. En la tabla III puede apreciarse el consumo para los sectores: Residencial, Comercial/Público, Transporte, Agropecuario e Industrial.

Integración Arquitectónica de Sistemas Tecnológicos basados en Energías Renovables
en un Edificio Público - Silvina Rigali

Fuentes de energía		Sectores socioeconómicos					Total
		Residencial	Comercial y Público	Transporte	Agropecuario	Industria	
Primarias	Leña	103	69	0	0	116	288
	Bagazo	0	0	0	0	564	564
	Otros primarios	63	0	0	129	324	516
	Electricidad	1.935	1.780	50	65	3.500	7.330
Secundarias	Gas distrib. p/redes	6.118	1.235	2.527	0	4.881	14.761
	Gas de Refinería	0	0	0	0	0	0
	Gas licuado	1.318	204	0	58	373	1.953
	Motonafta	0	0	3.226	0	0	3.226
	Kerosene y Aerokerosene	135	0	369	0	0	504
	Diesel-Oil + Gas-Oil	0	68	6.517	4.257	73	10.915
	Fuel-Oil	0	35	39	154	569	797
	Carbón residual	0	0	0	0	432	432
	No energético	0	0	2	0	225	227
	Gas de	0	0	0	0	72	72

coquería						
Gas de Alto Horno	0	0	0	0	165	165
Coque de Carbón	0	0	0	0	83	83
Carbón de leña	218	0	0	0	0	218
Total	9.890	3.390	12.730	4.662	11.376	42.048
consumo final						

Tabla III- Consumo final de fuentes de energía primaria y secundaria por sectores socioeconómicos en miles de TEP y por porcentajes. Año 2.004. Elaboración propia, fuente Secretaría de Energía de la Nación.

Los sectores socioeconómicos consumieron en 2004 unos 42 millones de TEP, de los cuales el sector Transporte participó con el 30,3% del consumo, el Industrial con 27%, el Residencial con 23,5%, el Agropecuario con 11,1% y el Comercial/Público con 8,1% como se muestra en la Figura 1.11.

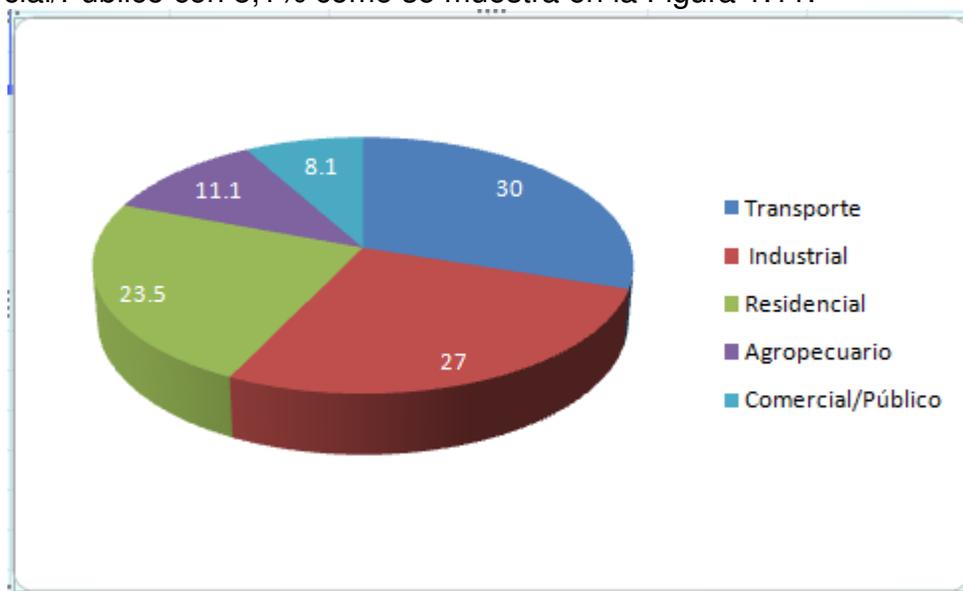


Figura 1.11- Consumo en TEP por sectores socioeconómicos Año 2.004, elaboración propia, fuente Secretaría de Energía de la Nación.

Los energéticos de mayor consumo fueron el gas distribuido por redes, el diesel-oil + gas-oil y la electricidad. Los sectores de mayor consumo del gas distribuido por redes fueron el Residencial y el Industrial, y en menor medida el Transporte y el Comercial/Público. La casi totalidad del consumo de diesel-oil + gas-oil correspondió a los sectores Transporte y Agropecuario, con escaso

consumo de los sectores Comercial/Público e Industrial. Y en relación a la electricidad, los mayores consumidores fueron el sector Industrial, el Residencial y el Comercial/Público, con escaso consumo de los sectores Transporte y Agropecuario. El bagazo, el carbón residual, el gas de coquería, el gas de alto horno y el coque de carbón son de consumo exclusivo del sector Industrial; las motonaftas las consume sólo el sector Transporte.

Si ahora nos circunscribimos a la Energía Eléctrica, la potencia instalada total en todo el país ronda los 25,5 GW, y la generación anual ha alcanzado los 76500 GWh/año (Datos 2006). Naturalmente el país dispone de una extendida red eléctrica que incluye 22.850 kilómetros de tendido aéreo de alta tensión que cubre la mayor parte del territorio nacional. De cualquier manera, existe aún un importante conjunto de sistemas eléctricos aislados abastecidos por grupos diesel convencionales. La generación de potencia en los sistemas interconectados descansa en una composición de centrales hidroeléctricas, nucleares y térmicas (principalmente Ciclos Combinados). La Figura 1.12 muestra esta composición en porcentajes.

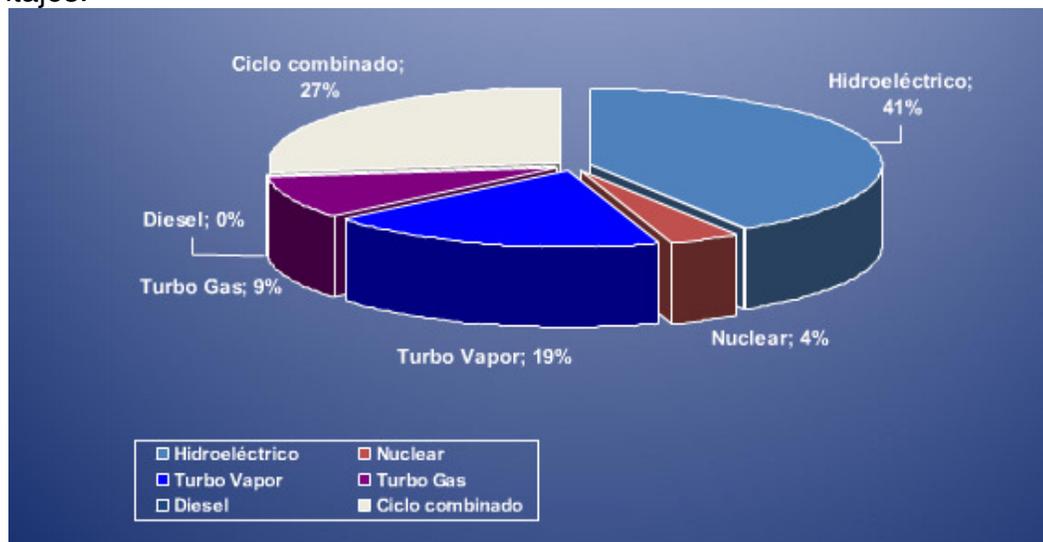


Figura 1.12 Composición en porcentajes de generación de potencia en los sistemas interconectados. Fuente Secretaría de Energía [10.]

1.2.4- Habitantes sin energía eléctrica por provincia

Existe algo muy importante y que debe ser incorporado al análisis, y es el hecho que en un país que se jacta de poseer reservas energéticas, entre 2,5 y 3 millones de personas no tenían energía eléctrica según el Censo Económico del 2.005, véase la Figura 1.13. Los datos presentados deben ser evaluados cuidadosamente, porque no se pudo recabar información más actualizada, pero algunos investigadores estiman que esta cifra ha bajado, y hoy habría 1,5 millones de habitantes sin energía eléctrica en la RA. Esta disminución vendría aparejada a la determinación de algunos estados provinciales al encarar la solución al abastecimiento eléctrico rural a través de instalaciones de Grupos Electrógenos (Jujuy, Río Negro, y Neuquén), y mediante el Programa de Energía Renovable en

Mercados Rurales Dispersos (PERMER). Por ejemplo, se instalaron Micro Centrales Hidráulicas (Misiones, Salta, y Neuquén), sistemas Fotovoltaicos (Jujuy, Catamarca, Santa Fe, La Rioja, Neuquén, Río Negro, etc.), Eólicos (Chubut, Neuquén, San Juan, etc.), y a través de la extensión de las Redes Troncales Provinciales (Neuquén, principalmente) pero los esfuerzos son insuficientes.

Asimismo, como parte de la Convención sobre Cambio Climático, la Argentina posee el compromiso de “formular, aplicar, publicar y actualizar regularmente programas nacionales y regionales, que contengan medidas orientadas a mitigar el cambio climático”.

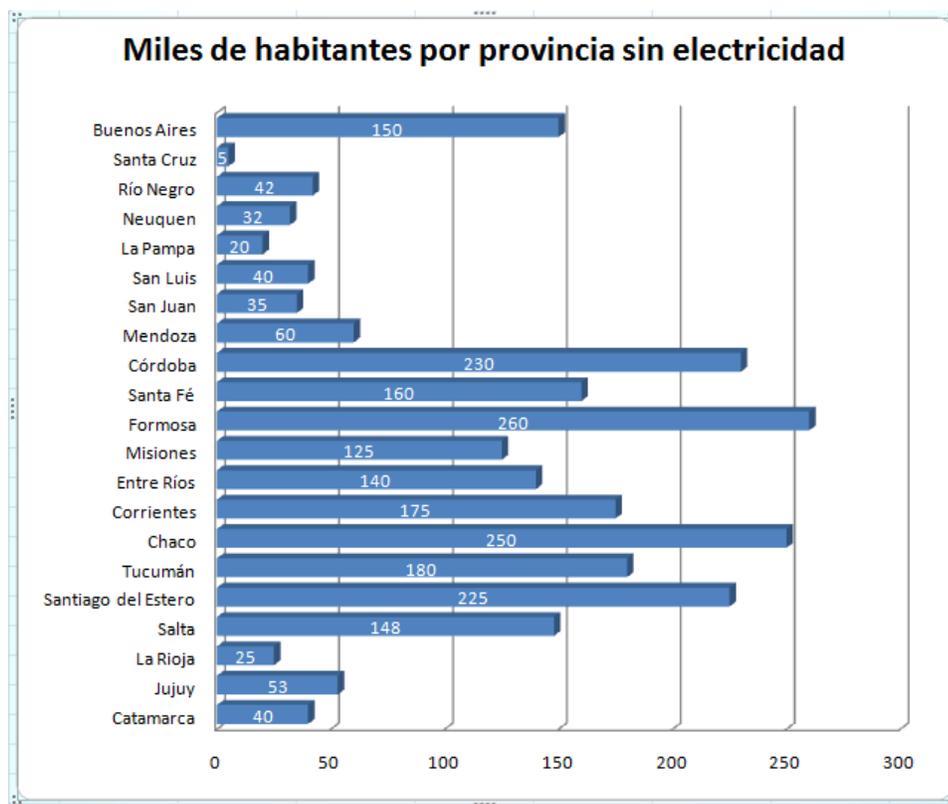


Figura 1.13- Miles de habitantes rurales sin electricidad en Argentina por provincia. Elaboración propia, fuente Censo económico 2.005.

1.3- Potencial de las Energías Renovables en la RA

1.3.1- Recursos eólico, solar, biomasa, geotérmico e hidráulico

Una vez ubicados en el escenario planteado, parece que es inminente la concienciación del potencial de recursos renovables (solar, eólico, biomasa,

geotérmico, hidráulico) y su incorporación según las características de cada región. Aquí debe hacerse una salvedad, y aclarar que nos preocupa principalmente el desarrollo de lo que llamamos Nuevas Tecnologías en Energías Renovables, NTEERR, es decir, dejando de lado los grandes aprovechamientos hidroeléctricos que provocan enorme impacto ambiental y traen consigo más perjuicios que beneficios a través de los años a las zonas próximas.

La energía eólica es actualmente una industria madura que genera empleo para miles de europeos, estadounidenses, chinos, e indios. La producción de turbinas eólicas se ha convertido en una importante fuente de empleo. Los vientos en sitios de la Patagonia, de Buenos Aires y zonas costeras del país son mejores a los de otros países, donde la explotación de este recurso ha alcanzado supremacía a nivel mundial. Debe valorarse la existencia de un enorme potencial en nuestro país; más aún, cuando la menor densidad poblacional aumenta la disponibilidad de espacios y el factor de capacidad puede ser superior al de otros países. Cabe señalar que, adoptando las medidas apropiadas, es posible usar este potencial en Argentina.

En la provincia de San Juan se instaló un generador eólico en la mina Veladero, situada a 4110 msnm. El generador fue puesto en funcionamiento en noviembre de 2007, tiene 229 toneladas y una estructura de 100.5 metros. Proporciona el 20% de energía a la mina, operada por la empresa minera Barrick, sustituyendo 40.000 de los 150 - 200.000 litros de gasoil que diariamente usa para extraer oro y plata de su mina a cielo abierto. Este generador garantiza un bajo impacto sobre el ambiente ya que alcanza una potencia de 2 MW.

Además recientemente, en el Parque Arauco, en la provincia de La Rioja se sumaron 11 nuevos aerogeneradores, y se está construyendo la infraestructura eléctrica complementaria (12/2010). Esto forma parte de un proyecto que está orientado a la generación propia de 25 megavatios, que son clave para el desarrollo industrial y productivo de la zona, y está previsto que en un plazo de seis meses se encuentre funcionando y vertiendo energía al sistema interconectado nacional (SIN).

Según una estimación realizada por la Asociación Europea de Energía Eólica por cada MW de energía eólica instalado se generan de 15 a 19 empleos al año en las actuales condiciones del mercado europeo. Se supone que en mercados más intensivos en mano de obra esta relación podría duplicarse. Teniendo en cuenta la posibilidad de introducir la fabricación de los equipos en la Argentina y estimando un crecimiento de la capacidad instalada con impulso de la Ley Nacional N° 26.190/07 "Régimen de Fomento de las Energías Renovables", se podrían generar miles de empleos al año en la Argentina. La actual capacidad instalada es de 30.000 KW según publicaciones del Centro Regional de Energía Eólica (CREE), Figura 1.14. El potencial de esta energía se encontraba limitado hasta hace poco por barreras de acceso a la transmisión. El gobierno nacional tiene entre sus políticas, la extensión de la transmisión de energía eléctrica en alta tensión y cierre de anillos. Se prevé que en el próximo año estas líneas lleguen al

extremo sur del país, lo que favorecerá la interconexión de futuros Parques Eólicos en esta región.

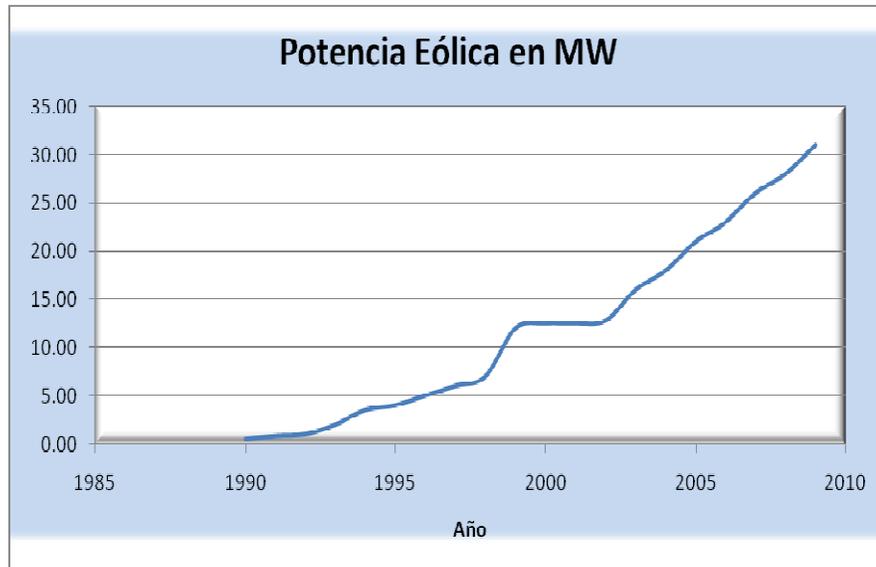


Figura 1.14. Fuente Secretaria de Energía de la Nación, Centro Regional de Energía Eólica (CREE), Chubut, Argentina.

El recurso geotérmico de alta y media entalpía también es abundante, se identificaron más de veinte áreas de probable interés. Los aprovechamientos efectuados hasta la fecha son muy pocos en comparación con las posibilidades técnicas que ofrece esta fuente de energía. Desde el punto de vista de producción eléctrica, la única instalación que existe en el país se encuentra en el yacimiento de Copahue (Prov. del Neuquén). Se trata de una planta de ciclo binario de 679 kW de potencia que contribuye a alimentar las localidades termales y turísticas de Copahue y Caviahue. Es de aclarar que se eligió el sistema binario para producción eléctrica por razón de costo-oportunidad de la central y no por motivos técnicos. Las dificultades más grandes para un desarrollo sostenido de energía geotérmica con fines eléctricos se encuentran en los elevados costos de la exploración y lo alejado de las zonas pobladas de las principales áreas de interés geotérmico. En cuanto a la posibilidad de efectuar aprovechamientos calóricos, cada caso debe ser estudiado muy cuidadosamente sopesando el costo del aprovechamiento y la importancia de la actividad económica en juego. Se han realizado algunos aprovechamientos

El recurso solar en algunas regiones de la RA es óptimo para la obtención de energía eléctrica mediante el empleo de tecnología fotovoltaica, o en sistemas concentradores de alta temperatura, (de torre, Fresnel, cilindro-parabólico) incorporando centrales eléctricas que sustituirían a las actuales de combustibles fósiles. Los captadores solares para ACS podrían sustituir toneladas de gas

natural empleado para ese uso en el norte de país, pero no fueron incluidos en la Ley de Fomento de EERR (26.190/07), que sólo hace referencia a Energías Renovables para producción de electricidad.

En el Atlas de Energía Solar de la RA (Grossi Gallegos, Righini, 2004) puede apreciarse las zonas más favorables. En las figuras 1.15 y 1.16 se muestra la Irradiación Global diaria para los meses de Julio y Enero.

En Argentina el aprovechamiento de biocombustibles está circunscripto al biodiésel a partir de soja (el 100%), ya que el país es el tercer productor mundial de soja, primer exportador mundial de aceite y pellet de soja, y el quinto de biodiésel, después de Brasil, con una capacidad de 2,2 mil millones de toneladas, negocios por mil millones de dólares y un 10% de la oferta global. Actualmente se exporta la totalidad de la producción, aunque se está abriendo el camino a la utilización de biocombustibles en sustitución de fósiles para la generación de energía dentro del territorio nacional. En la ley N° 26.193/06, "Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentable de Biocombustibles", se reconoce como biocombustibles, al bioetanol, biodiesel y biogás, que se produzcan a partir de materias primas de origen agropecuario, agroindustrial o desechos orgánicos, que cumplan los requisitos de calidad que establezca la autoridad de aplicación. Y se exige que a partir del primer día del cuarto año calendario siguiente al de promulgación de la presente ley, todo el combustible diesel que se comercialice dentro del territorio nacional, deberá ser mezclado con la especie de biocombustible denominada "biodiesel", en un porcentaje del cinco por ciento (5%) como mínimo de este último, medido sobre la cantidad total del producto final.

El 10 de octubre de 2007 el entonces presidente Néstor Kirchner firmó un proyecto de modificación de la Ley 26.093 de Biocombustibles, para que esta Norma posibilite que también el Bioetanol que se obtiene a partir de la caña de azúcar pueda ser mezclado, en un porcentual de 5%, con las naftas a partir de 2010. El sector azucarero cuenta hoy con 23 ingenios en producción en el país, 5.500 cañeros independientes y más de 40 mil trabajadores directos. A partir del 5 de Enero se instauró este corte de un 5%, y el uso obligatorio se equipara ahora con las disposiciones vigentes para el biodiesel.

Un aumento en el uso de la energía hidroeléctrica es una de las alternativas más baratas para reducir emisiones. De hecho, se espera que para el año 2015 se instalen en el país más de 5.700 megavatios adicionales de capacidad hidroeléctrica. Si este aporte pudiera desplazar generaciones térmicas, hacia el año 2015 podrían ser sustituidas 18 megatoneladas de dióxido de carbono [4]. Sin embargo, los grandes incrementos en capacidad generadora pueden ser difíciles de implementar debido a inquietudes sociales y medioambientales asociadas con los desarrollos hidroeléctricos de gran envergadura.

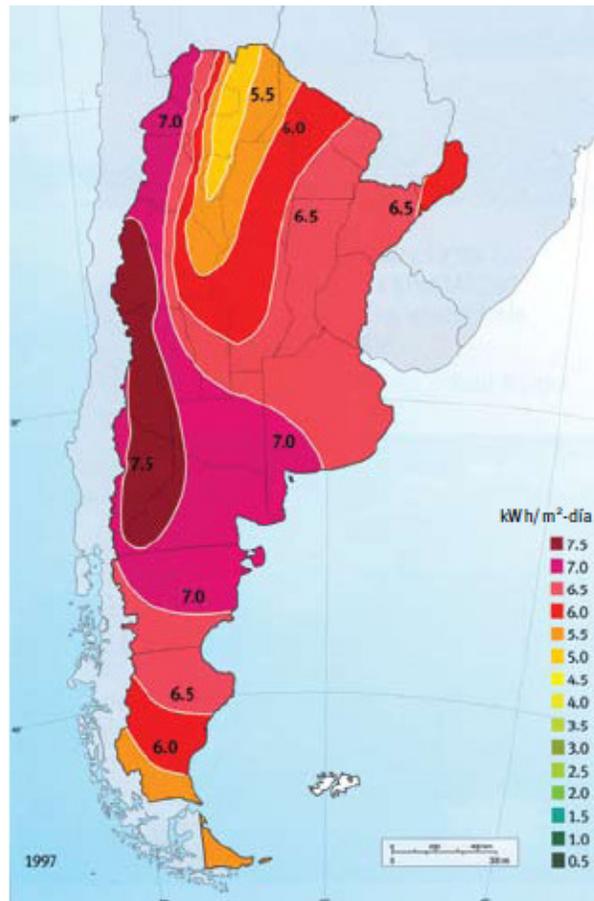


Figura 1.15- Atlas de Energía Solar de la RA, distribución espacial del promedio de la irradiación solar diaria mes de Enero (Grossi Gallegos Hugo, 1998). Fuente: Red Solarimétrica del Servicio Meteorológico Nacional RA.

La energía hidroeléctrica y eólica juntas podrían reducir un total de emisiones de alrededor del 8% hacia el 2015. Asimismo, una mayor eficiencia energética del sector residencial podría reducir un 2% del total de emisiones argentinas para ese período, así como podría lograrse una reducción del 1.5% en el sector transportista (Ley 26.093 Régimen de regulación y promoción para la producción y uso sustentable de biocombustibles) [5].

En la RA no sólo la producción de electricidad a partir de fuentes renovables es promovida a partir de la sanción de la Ley 26.190/07, sino también la construcción, fabricación e importación de equipos. Para ello se establece un régimen de incentivos, para la energía eólica, geotérmica, mareomotriz, hidráulica (hasta 30 MW de capacidad instalada), biomasa, gases de vertedero y de depuración, y biogás. La energía solar cuenta con un régimen especial. El número de beneficiarios del mismo será determinado por el gobierno en atención al objetivo de contar, en el año 2016, con un 8% de participación de las energías renovables. La promoción consiste en crear un Fondo Fiduciario destinado a otorgar una prima ajustable trimestralmente, distinta a cada energía, por un plazo

de quince años. Por otro lado, fija un régimen de amortización acelerada al Impuesto a las Ganancias y devolución anticipada del Impuesto al Valor Agregado por un plazo de diez años a favor, previa aprobación, de los titulares de inversiones y concesionarios de generación eléctrica con energía renovable.

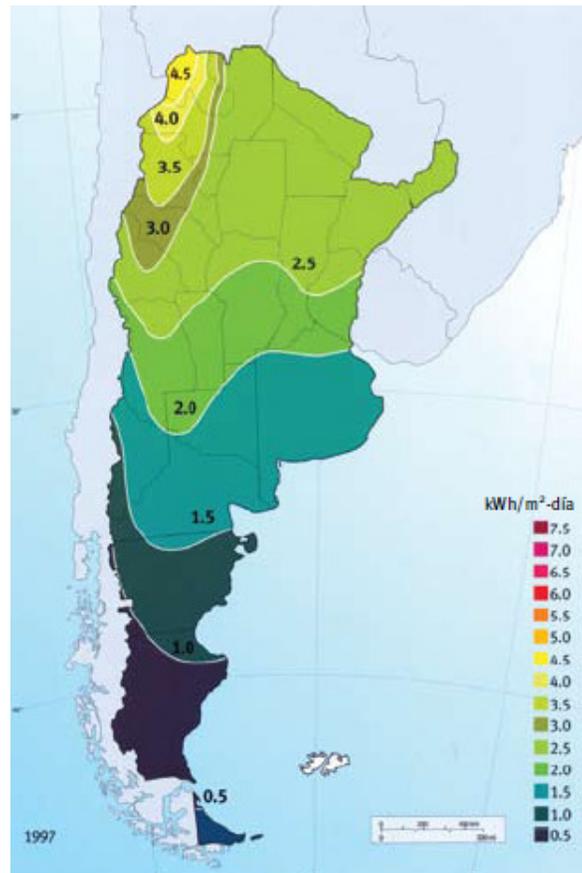


Figura 1.16-. Atlas de Energía Solar de la RA, distribución espacial del promedio de la irradiación solar diaria mes de Julio (Grossi Gallegos Hugo, 1998). Red solarimétrica del Servicio Meteorológico Nacional RA.

La Dirección Nacional de Promoción (DNPROM) dependiente de Secretaría de Energía de la Nación, es la que tiene a cargo, misiones concernientes al uso racional de la energía y la eficiencia energética, el diseño de programas y acciones conducentes al desarrollo de fuentes nuevas y renovables

La RA a través de sus Universidades Nacionales Públicas e Institutos de diferentes índoles, posee equipos de trabajo que están abocados en tareas de Investigación, Desarrollo e Implementación relacionadas con la temática de las Energías Renovables, Electrificación Rural, y Políticas Energéticas. En este contexto podemos hacer mención de los Equipos de la Universidad Nacional del Comahue, La Plata, San Juan, Río Cuarto, Tucumán, Quilmes, Salta, y del Sur, el Centro Regional de Energía Eólica (CREE – Prov. Chubut), y la Fundación Bariloche. La Universidad Nacional del Comahue y a través de su Grupo LA.M.HI.,

tiene un Laboratorio para el Desarrollo y Ensayos de Pequeñas Turbinas Hidráulicas.

Enarsa es una empresa pública, creada el 29 de Diciembre del año 2004 por la Ley Nacional N° 25.943 y promulgada mediante el Decreto del Poder Ejecutivo Nacional 1529/2004, el 9 de Diciembre de 2.009, el gobierno había anunciado mediante esta empresa licitar la compra de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables por un total de mil quince megavatios (1015 MW). La licitación se pospuso para los primeros meses del 2.010. El marco legal es la Ley N° 26.190. Enarsa venderá la energía al Mercado Eléctrico mediante contratos a quince años. Cada módulo presentado debía tener una potencia mayor a un megavatio y menor a cincuenta, y e incorporar componentes locales. Las compañías extranjeras debían asociarse con una local para poder licitar. Se esperan con ello, inversiones por 2.500 millones de dólares, y una generación de más de 8.000 puestos de trabajo.

Según un informe de la Cámara Argentina de Energías Renovables (Cader), Argentina ha gastado en 2008 cerca de 1.800 millones de dólares en combustibles comprados a países vecinos. Si se hubiera destinado el 15% de dicho gasto a la compra de energía eólica, se podría haber instalado cerca de 700 MW, y así logrado inversiones por 1.500 millones de dólares. Estos números deben hacernos reflexionar acerca de los desaciertos en la política energética en la RA.

Información de la Asociación de Biocombustibles e Hidrógeno, da cuenta que los biocombustibles son en todo el mundo más caros que los combustibles fósiles, y en Argentina la brecha es aún mayor ya que el precio del petróleo está fijado políticamente. Es impensable utilizar biocombustibles para el transporte o la generación de energía sin que el estado otorgue incentivos. Esto es precisamente lo que prevé el Programa GENREN (Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables), por el que se licitarán 150 MW de potencia eléctrica generada por biocombustibles. Este es un mercado maduro con gran potencial. En 2009 Argentina produjo y exportó más de 1.100 millones de toneladas, cifra que aumentó en 2010 (hasta dos mil millones de toneladas) con la entrada en vigor de la nueva regulación (Ley N° 26.093/06) de combustibles para transporte, tanto en el gasóleo de automoción (biodiésel) como en la gasolina (etanol).

El resto del llamado a licitación de Enarsa, estaba compuesto por 500MW de eólica, 120MW para Residuos Sólidos Urbanos, 100MW Biomasa, 60MW Pequeños aprovechamientos hidráulicos, 30MW Geotérmica, 25MW Solar Térmica, 20MW Biogás y 10 MW Solar Fotovoltaica. La figura 1.17 muestra la distribución.

Finalmente se adjudicaron a 12 compañías 895MW, de éstos 754MW a la eólica, debido a que el gobierno ha reconocido que el potencial argentino de esa energía es uno de las mayores del mundo, con zonas con factor de capacidad superior al 35%. En el proceso también se adjudicaron seis proyectos solares (20MW), cinco mini-hidroeléctricas (10MW) y cuatro proyectos a biomasa

(110MW). Las inversiones debieran alcanzar los 9.000mn de pesos (US\$2.290mn).

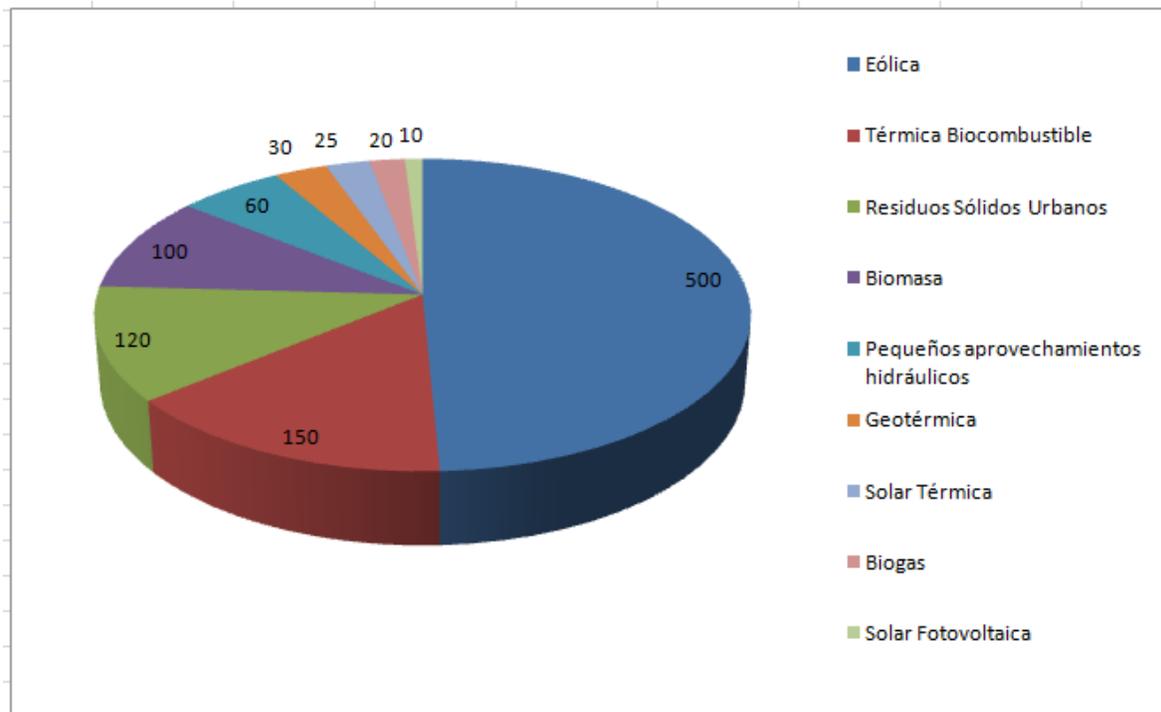


Figura 1.17- Potencia Licitada por Fuente de Energías Renovables en MW. Empresa Enarsa. Elaboración propia, fuente Revista CIEMAT, Diciembre 2.009.

1.3.2 – Perspectivas para la Energía solar fotovoltaica

En 2008, la industria fotovoltaica en el mundo produjo 6 GW, valor que representa un aumento de 3 GW comparada con la producción del año 2007, duplicando el valor registrado. Esta tasa de crecimiento está principalmente asociada a la política de subsidios practicada por algunos países desarrollados. El crecimiento en la producción mundial de la tecnología fotovoltaica ha estimulado una caída en los valores de compra de dispositivos fotovoltaicos. En los años 90, el valor de un sistema fotovoltaico autónomo se encontraba entre 20 US\$/Wp y 35 US\$/Wp y actualmente se encuentra próximo a los 12,5 US\$/Wp. Cuando se comparan los valores invertidos en un SFVA (Sistema Fotovoltaico Autónomo) y un SFVCR (Sistema Fotovoltaico Conectado a Red), para este último tipo de instalación estos valores se ven reducidos en casi 50%, llegando a un valor de 6,5 US\$/Wp instalado. Esta continua disminución de costos y tarifas premium concedida a la generación utilizando esta tecnología, está apartando antiguas ideas de su inviabilidad económica, tendiendo a un equilibrio con los valores encontrados en las tarifas convencionales de venta de energía.

El potencial solar argentino es muy importante en determinadas regiones, y aunque su uso está regulado desde 1.999 por la Ley N° 25.019/98, Régimen Nacional de la Energía Eólica y Solar, y fomentado por la Ley 26.190/07, hasta la fecha no existe un régimen para entrega a las redes públicas de fotovoltaica con conexión a red (10/12/2.010). Según un informe publicado en un artículo de la Revista Energías Renovables N° 84 Noviembre/2.009, en Argentina hay unos once millones de viviendas, un mercado potencial de 200.000 instalaciones fotovoltaicas por año (unos 400 millones de dólares al año), pero han faltado las políticas públicas que impulsaran este segmento, por ejemplo, la obligatoriedad en la instalación en vivienda nueva.

La energía solar fotovoltaica (ESFV) es la que posee mayor aplicabilidad en lo inmediato. La tecnología fotovoltaica, desarrollada inicialmente para aplicaciones espaciales, ha demostrado suficiente madurez, eficiencia y competitividad para su utilización en distintas aplicaciones terrestres. La ESFV no es contaminante durante la operación y la contaminación generada durante la producción es insignificante; no plantea grandes problemas en la ocupación de espacios, no produce tensiones geopolíticas, y su implementación genera nuevas fuentes de trabajo; es modular y se adapta a distintos tamaños de generadores, no requiere agua para la operación del sistema, la confiabilidad de los módulos es muy alta debido a la ausencia de partes móviles, los módulos no requieren mantenimiento y su vida útil es elevada. La ESFV tuvo sus primeras aplicaciones terrestres a mediados de la década de los setenta, diez años después, a mediados de los años ochenta superó los 25 MWp por año. En esta primera fase el mercado fotovoltaico fue impulsado por ciertas aplicaciones muy específicas, la mayoría relacionada con las telecomunicaciones y el suministro de energía en lugares remotos. Durante la década siguiente, al afianzarse la tecnología y disminuir su costo, la electrificación de viviendas aisladas comienza a tener importancia comercial preponderante. Durante estas etapas la eficiencia de los módulos pasó de algo más del 8% a valores superiores al 14% mientras que su costo se redujo a cerca de una cuarta parte. A fines de la década del noventa se profundizan en el mundo las políticas de promoción de las energías limpias y la aplicación principal de ESFV la constituyen los sistemas conectados a red.

En la RA la potencia instalada fotovoltaica es a Diciembre del 2.009 de unos 11 MW (en instalaciones aisladas de las redes) como se aprecia en la figura 1.18. El 40% lo absorben establecimientos agrícolas y viviendas rurales; un 30%, empresas petroleras y servicios públicos en zonas sin suministro eléctrico convencional; y el 30 % restante, para programas estatales de electrificación rural. La potencia instalada por año representa menos del 0,03% del total y menos del 0,02% de la energía generada. El proyecto más importante que se encuentra actualmente en funcionamiento en la Secretaría de Energía (financiado por el GEF/ Banco Mundial) es el Proyecto de Energía Renovable en Mercados Rurales Dispersos (PERMER) cuyos objetivos son: dotar de energía eléctrica mediante tecnología basada en energías renovables a escuelas rurales, pobladores dispersos, y centros de salud aislados.

No obstante, la evolución de la demanda de módulos fotovoltaicos en los últimos años muestra un crecimiento continuo de las ventas. En cuanto a la oferta se encuentra concentrada en unas pocas empresas de las cuales se destacan Solartec S.A. que controla más de un 60 % del mercado, Solarex con un 20% y BP con un 15%. Cabe destacar que a nivel internacional BP y Solarex se han fusionado en 1999 en una nueva firma BP-Solarex [8] .

La RA está, al principio del camino de las renovables con apenas una decena de megavatios fotovoltaicos. No obstante, hay muestras concretas de la intención de las autoridades nacionales a los fines de impulsar las fuentes limpias de energía, un ejemplo lo constituyen, las dos plantas de generación de energía Solar Fotovoltaica en la provincia de San Juan, (Cañada Honda, Sarmiento, y La Chimbera, 25 de Mayo) que ha comenzado a construir durante el año 2010, la empresa EMGASUD, y está previsto comiencen a funcionar a fines de 2011, un emprendimiento que se constituirá como la planta de energía solar fotovoltaica más grande de Latinoamérica. La obra, que demandará una inversión de 125 millones de dólares en una superficie total de 70 Has (hectáreas) producirá 20 MW, y se desarrollará con dos tipos de tecnología, fija y con seguidores.

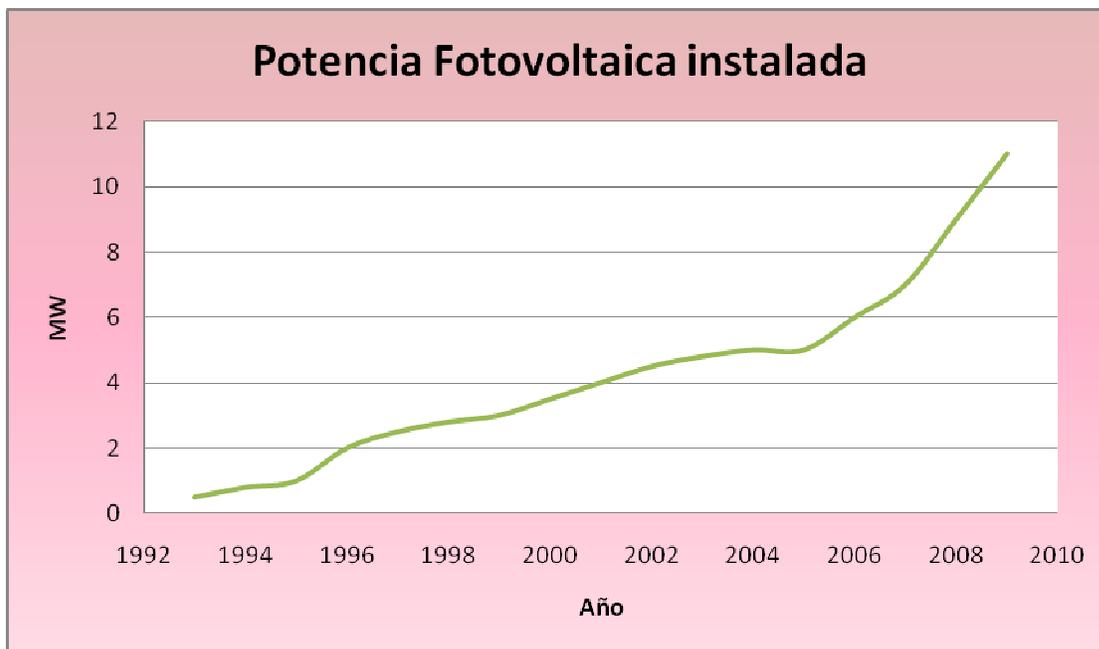


Figura 1.18- Potencia fotovoltaica instalada en la RA. Sistemas autónomos. Elaboración propia, fuente Secretaria de Energía de la Nación

Como dijimos el desarrollo de la ESFV constituye una posible fuente de desarrollo tecnológico y de empleo. Sin embargo, esta tecnología también puede

tener desventajas tales como: dificultades en su integración en las redes y costes elevados.

Respecto del aspecto económico a veces se especula si esta tecnología es apropiada para países en vías de desarrollo, en lugar de utilizar otras tecnologías renovables pero con costes menores como la solar térmica con concentración.

Además se evalúan las posibles barreras que han frenado el aumento de la tecnología solar fotovoltaica, y entre ellas, los problemas administrativos, los trámites burocráticos, los problemas técnicos de conexión, la denegación de la conexión y el acceso por los gestores de red.

Deben estudiarse soluciones que se están implantando en algunos países, como pueden ser los procedimientos simplificados para pequeñas plantas, o la prioridad en el acceso, la conexión y el despacho de energía en las plantas fotovoltaicas. Entre estos problemas, que pueden tener los gestores de las redes para incorporarla se encuentran:

–Predictibilidad: El funcionamiento de esta tecnología es muy variable dependiendo del tiempo atmosférico.

–Graduabilidad: La tecnología fotovoltaica normalmente no permite graduarse a voluntad.

–Capacidad de gestión: No suelen tener conexión en tiempo real con los operadores de redes.

– Seguridad de suministro: El operador del sistema deba tener potencia de reserva para hacer frente a la demanda que no pueda ser cubierta por tecnología solar.

– Problemas técnicos: Algunas centrales fotovoltaicas se desconectan cuando se producen minihuecos de tensión o ligeras variaciones en la frecuencia. Ante estas dificultades, la regulación aporta ciertas soluciones, como por ejemplo:

- Posibilidad de que todas las plantas renovables (fotovoltaicas incluidas) deban hacer una previsión diaria de la energía que van a verter al día siguiente, independientemente de su tamaño.
- Obligatoriedad de estar conectadas a un centro de control, que puede recibir órdenes inmediatas desde los gestores de redes.
- Mantener la seguridad de suministro, potenciando el aumento de ciertos tipos de centrales, como centrales mixtas de bombeo.
- Respecto a los problemas técnicos, se puede exigir a las centrales que se mantengan dentro de ciertos parámetros operativos.

En definitiva, se trata de que la energía solar fotovoltaica encuentre un marco adecuado donde pueda desarrollarse con fuerza, por lo que será imperativo fomentarla mediante incentivos económicos adecuados y estables, así como darle prioridad en acceso, despacho, etc., respecto de otras tecnologías contaminantes. A la vez, deberá exigirse a estas instalaciones los requisitos necesarios para conseguir mantener la calidad y seguridad del suministro [5].

1.3.3- Fotovoltaica en Santiago del Estero

Desde el Gobierno provincial, en fecha 18 de Agosto de 2010, se informó que próximamente se instalará en la ciudad de Frías, ver Figura 1.19, una planta solar generadora de energía eléctrica que emplea la tecnología Fotovoltaica. Ocupará 22 hectáreas del parque industrial, y tendrá una inversión inicial de 21 millones de dólares, con una perspectiva final de U\$S 55 millones. Según las primeras declaraciones de funcionarios del área: “El proyecto consiste en la instalación de una planta de generación eléctrica de origen fotovoltaico formada por paneles que ocuparán una superficie de 8 hectáreas en una primera fase, con una capacidad de 4 Megawattios (MW) en su etapa inicial, y 10 MW en la final, donde se utilizará una tecnología avanzada para captar la radiación solar -que en esta zona del país es favorable- y convertirla en energía eléctrica”. La conversión se realizará sin la utilización de otro tipo de combustible, es decir totalmente limpia ya que no producirá residuos industriales. La energía producida en Frías se entregará a la red eléctrica nacional (la conexión a red está promovida por la Ley 26.190 para pequeñas Centrales, no así para edificios fotovoltaicos con medidores bidireccionales).



Figura 1.19- Ubicación de la ciudad de Frías en el mapa político de Santiago del Estero

Otro ejemplo importante de aplicación Fotovoltaica en la provincia, es mediante el Programa PERMER, a la fecha Santiago del Estero (SE) cuenta con 502 escuelas abastecidas con generación fotovoltaica aislada. En la Figura 1. 20 se muestra una de estas escuelas rurales.



Figura 1.20- Escuela N° 598 "Domingo Faustino Sarmiento" Anca Overa - SE

La Figura 1.21- muestra el mapa político de la RA y las Provincias Impactadas (en celeste) con el programa PERMER para el año 2.007. Cabe una aclaración, la provincia de Santa Fé, la única que no ingreso al Programa, tiene una política de electrificación rural mediante redes que data de muchos años, por lo cual no tiene pobladores en el mismo grado de vulnerabilidad.



Figura 1.21- Provincias impactadas (en celeste) en la RA con el programa PERMER.

Capítulo 2: APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR EN EDIFICIOS

Resumen:

Este capítulo comienza introduciendo una síntesis acerca del recurso solar, ya que el estudio y dimensionamiento de sistemas de aprovechamiento de energía solar requiere conocer la radiación que incide sobre un captador: su intensidad y distribución horaria, mensual y anual, para calcular esto debe conocerse la trayectoria del sol (interpretada la posición del sol en un instante en ecuaciones) y en consecuencia: diseñar edificios, inclinar los colectores y construir seguidores solares. Aquí también se presenta la disponibilidad del recurso solar en Latinoamérica, y una reseña acerca de la construcción de las cartas solares. Además pretende abordar la evolución de los sistemas tecnológicos basados en energía solar, y su aplicación en edificios. La versatilidad y los beneficios, y como se ha extendido su integración a edificios en aquellas ciudades que gozan de una legislación que las promueva.

Contenido

2.1- Recurso solar

- 2.1.1- Espectro solar: características e interacción con la atmósfera terrestre.
- 2.1.2- Radiación solar: intensidad, distribución horaria, mensual y anual.
- 2.1.3.-Medición de la distribución de la irradiación solar

2.2- Energía solar en edificios. Integración de los sistemas tecnológicos.

- 2.2.1- Los sistemas activos: descripción y características fundamentales
- 2.2.2-La incorporación de SA al diseño arquitectónico
- 2.2.3- Edificios fotovoltaicos conectados a red

CAPITULO II

APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR EN EDIFICIOS

“La sensibilidad ecológica y el conocimiento bioclimático, incorporados profundamente en la formación del arquitecto, han de producir la nueva ciudad y la nueva arquitectura correspondientes a un nuevo siglo en el que la calidad del medioambiente y la sostenibilidad se constituyen en los grandes objetivos de los asentamientos humanos”

Jaime López de Asiaín
SAMA- Sevilla 2.000

2.1- RECURSO SOLAR

2.1.1- Espectro solar: características e interacción con la atmósfera terrestre

El Sol es una estrella, distante $1,496 \cdot 10^8$ Km, la más cercana al planeta Tierra; la que le sigue en proximidad es Alfa, de la constelación de Centauro, y dista 4 años luz, esto es, aproximadamente 37.8 billones de kilómetros (37.8×10^{12} km). La edad del Sol se estima en 4500 millones de años y es representativa de muchas otras más distantes, pero el hecho de su relativa cercanía permite la observación de algunos detalles que develan acerca de su constitución. En el sol tienen lugar una serie de procesos que provocan la emisión de una gran cantidad de energía en forma de radiación solar. En su movimiento, la Tierra intercepta una pequeña parte de esta energía.

La radiación que atraviesa la superficie del Sol tiene una potencia de alrededor de 60 MW/m^2 , llegando al tope de la atmósfera terrestre unos $1367 \text{ W/m}^2 \pm 3\%$ (según la distancia tierra sol); este valor es conocido como constante solar I_{CS} (ó I_{EA}) y se la define como la energía proveniente del Sol que, por unidad de tiempo, es recibida en la unidad de área por una superficie perpendicular a la radiación ubicada en el espacio a la distancia media Sol-Tierra (valor aceptado O.M.M., 1982).

La atmósfera terrestre actúa como una gran cúpula protectora que evita durante el día que incida sobre el suelo determinado rango de la radiación solar que perjudicaría a los seres vivos y, durante la noche, la pérdida excesiva de calor. Además la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra está atenuada en su intensidad por diversos procesos que se producen a lo largo de su recorrido a través de la atmósfera, y modifica su distribución espectral lo que se encuentra representado en las figuras 2.1 y 2.2, llegando a la superficie terrestre una parte de la misma.

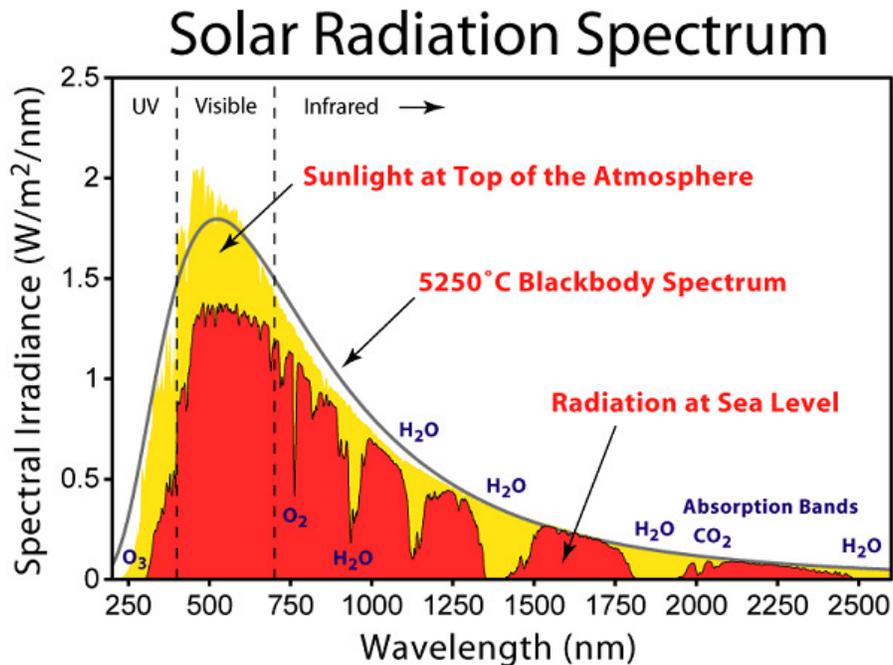


Figura 2.1-Distribución espectral de la radiación. Fuente: Grupo de Estudios de la Radiación Solar.UNL. Grossi Gallegos H

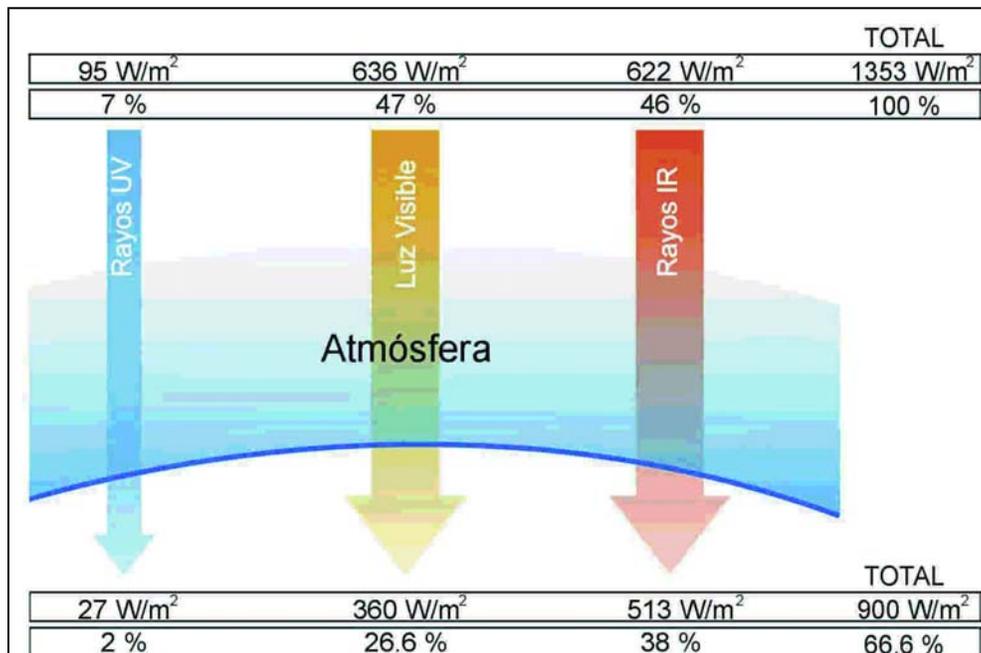


Figura 2.2 -Distribución espectral de la radiación solar, Fuente: Sociedad para el Desarrollo Energético de Andalucía, Integración de la Energía Solar en el Urbanismo, 2000. Aquí se ha adoptado un valor para la radiación al borde de la atmósfera de 1353W/m². Recordemos que varía entre: 1.367 W/m² ± 3,3 % (según la variación de la distancia Tierra - Sol).

La atmósfera modifica las características de la radiación incidente: una porción de la misma, procedente del disco Solar y de la zona circunsolar ($\approx 3^\circ$) mantiene la dirección y se conoce como radiación directa; la dispersada por el aire y las nubes pierde la dirección definida y llega al suelo desde todo el hemisferio superior, denominándose la radiación difusa. Si se agrega a éstas la dispersada por la superficie terrestre, se obtiene el parámetro de interés energético que se mide sobre un plano: la radiación global. La Figura 2.3 nos muestra la distribución espectral de la energía que llega a la tierra (279 y 4960nm), recordemos que el espectro visible está situado entre 380 y 780nm, de modo que aquí se aprecia los aportes de radiación UV, e IF, y vemos que la radiación emitida desde la tierra es en una longitud de onda mayor a $3\mu\text{m}$ (3000 nm) en el espectro infrarrojo.

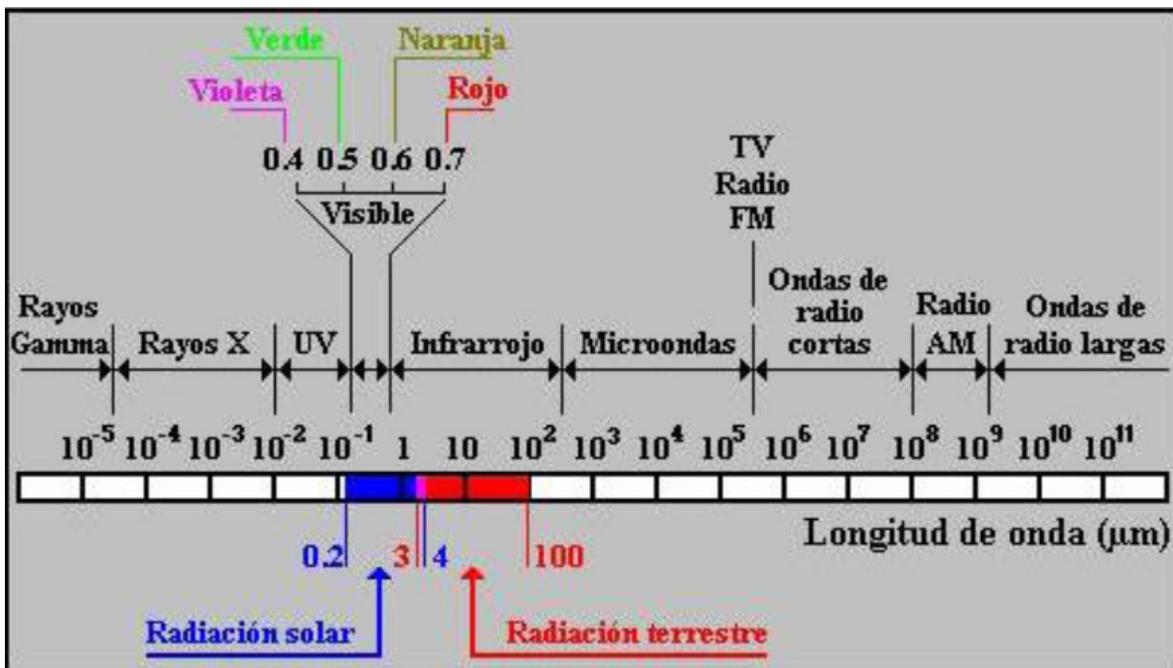


Figura 2.3 -El 99% de toda la energía que llega a la tierra está comprendida en la longitud de onda de 279 y 4960 nm (Thekaekara 1973). Fuente: Desarrollo de Mapas de Potencial Solar - Dra. Alma Delia Cota Espericueta.

2.1.2- Radiación solar: definiciones y componentes. Movimiento Sol-Tierra. Intensidad, distribución horaria, mensual y anual.

Para cuantificar la energía que proviene desde el Sol, se definen algunos parámetros. La Irradiancia es la potencia por unidad de superficie, o densidad de flujo radiante, medida en KW/m^2 para el sistema MKS. La Irradiación es energía irradiada por unidad de superficie, y su unidad es kWh/m^2 aunque la encontramos muchas veces en algunos atlas solares en MJ/m^2 . La radiación Extraatmosférica es la que llega desde el sol hasta el límite fuera de la atmósfera. La radiación

Directa por sus siglas en inglés (Beam) conocida como I_B ó B, procede del sol y depende de su posición. La radiación Difusa (Difusse) (I_d ó D) procede de la atmósfera y es la consecuencia de los procesos de reflexión, difracción, dispersión y absorción en la atmósfera. La radiación Reflejada (Reflected) (I_R ó R) procede de la reflexión de la radiación incidente sobre el entorno de la superficie, suele conocerse como la irradiancia de albedo. La radiación Global es la suma de la Directa, la Difusa y la Reflejada y es la radiación total incidente sobre una superficie.

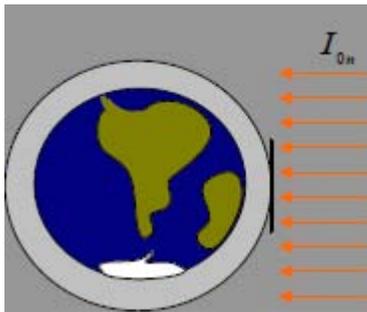


Figura 2.4 -Irradiancia extraatmosférica

La radiación solar que llega al borde de la atmósfera con una densidad de potencia I_{0n} cuyo valor medio anual es I_{EA} , es:

$$I_{0n} = I_{EA} [1 + 0,034 \cos(360n/365)]$$

I_{EA} es la constante solar cuyo valor aceptado= 1367W/m²

n = día juliano = n° del día del año

En la Figura 2.4 se aprecia que la irradiancia extraatmosférica, se define como la irradiancia solar sobre una superficie plana normal a los rayos solares por unidad de superficie [W/m²].

Para comprender y aplicar las ecuaciones que nos ayudan a interpretar el movimiento Sol-Tierra, se hace necesario especificar los sistemas de referencia, y algunos conceptos como hora solar, hora oficial, ecuación de tiempo, ángulo de incidencia solar y el diagrama de trayectorias del sol.

Veamos en primer lugar de dónde provienen las ecuaciones de la posición del sol, observando la Figura 2.5:

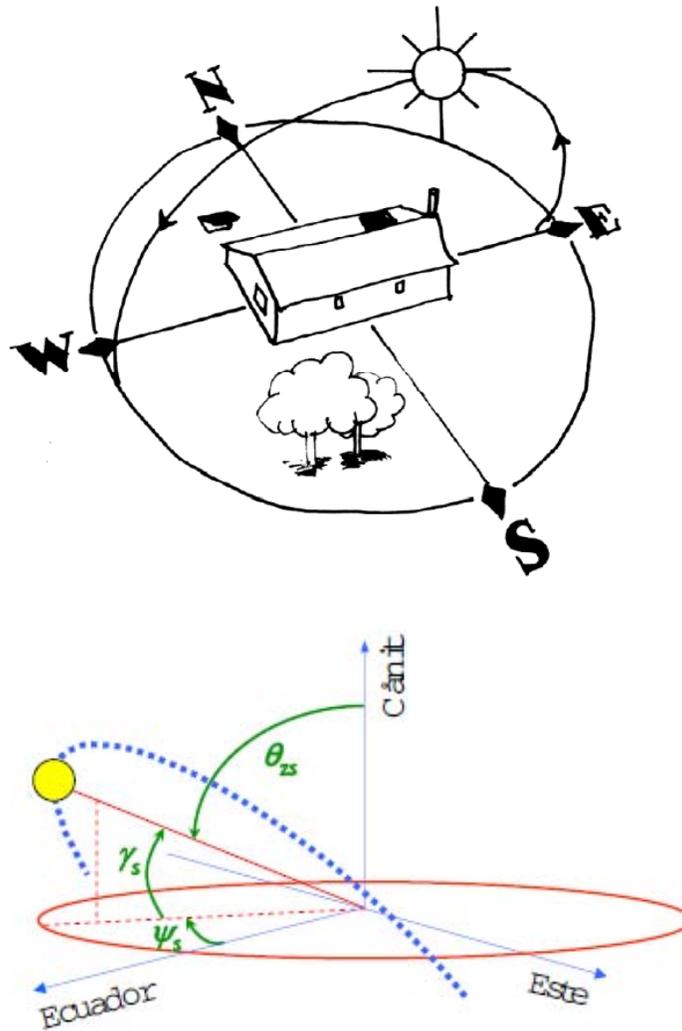


Figura 2.5-. Descripción geométrica de Altitud, Azimut y Angulo cenital
 Siendo: θ_{zs} = ángulo cenital solar; γ_s = elevación solar; y ψ_s = ángulo acimutal solar
 esquema válido para el hemisferio norte.

$$\cos \theta_{zs} = \sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega = \sin \gamma_s$$

$$\cos \psi_s = (\sin \gamma_s \sin \varphi - \sin \delta) / (\cos \gamma_s \cos \varphi)$$

$$\omega \text{ (horas)} = TO - 12 + ET - AO - (LL - LH) / 15$$

$$\theta = 0 \text{ (amanecer)} \Leftrightarrow \omega \equiv \omega_s = -\arccos(-\operatorname{tg} \delta \operatorname{tg} \varphi)$$

δ = declinación

ω = ángulo solar horario

TO= tiempo oficial (reloj)
ET= ecuación de tiempo
AO= adelanto horario (1 ó 2)
LL= longitud local (°)
LH= longitud del meridiano del uso horario de referencia (°)



Figura 2.6. Eclíptica representativa de la ecuación de tiempo.

$$ET = -7,64 \text{ sen}(d_n - 2) + 9,86 \text{ sen}[2(d_n - 80)] \quad [d_n = 1, 2, \dots, 365]$$

Se define la eclíptica, (Figura 2.6) como el plano en el cual la tierra se desplaza alrededor del sol describiendo una elipse, y que forma con el plano del Ecuador un ángulo de 23, 5°. El movimiento aparente del Sol a lo largo del plano de la Eclíptica no es regular. Esta no uniformidad se debe a los siguientes efectos:

1. La órbita de la Tierra no es circular, sino que es elíptica.
2. El eje de rotación de la Tierra se halla inclinado cerca de 23.5° respecto a un eje perpendicular al plano de la eclíptica.

El Tiempo Solar Medio considera que la órbita terrestre es circular y que no existe esa inclinación. Dado que ese no es el caso real surge una diferencia entre el Tiempo Solar Verdadero y dicho Tiempo Solar Medio. Esa diferencia es la dada por la Ecuación del Tiempo (ET).

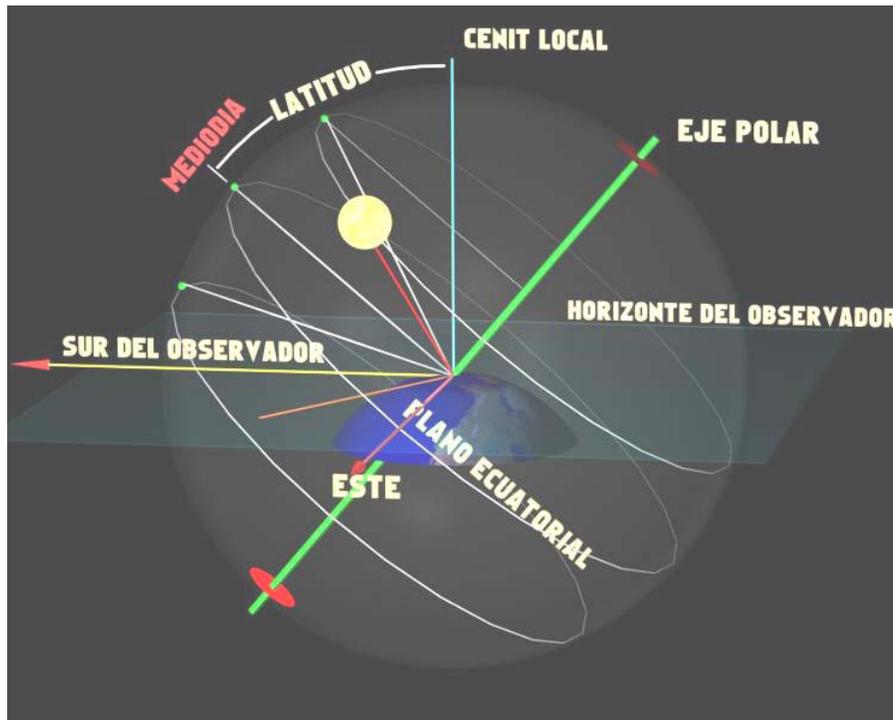


Figura 2.7- Posición del sol respecto a un punto de la tierra.

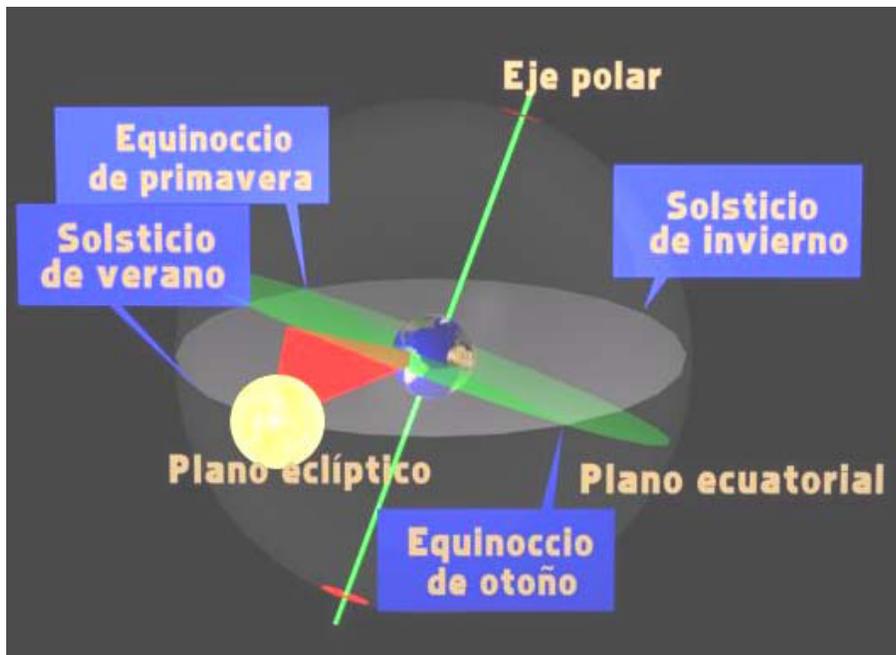


Figura 2.8- Posición del Sol, diagrama en el que puede apreciarse la declinación solar.

Ecuaciones de la posición del sol respecto de una superficie:

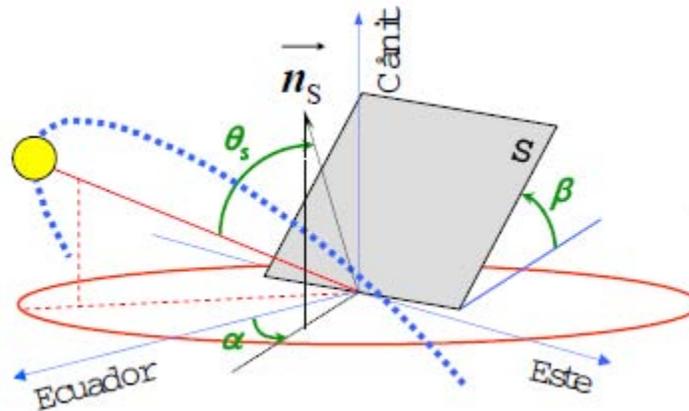


Figura 2.9- Diagrama representativo de la posición del sol respecto a una superficie. α = acimut u orientación de la superficie de captación S, y β = inclinación de la superficie

Considerando $\frac{3}{4}$ de ángulo de incidencia solar tenemos:

$$\cos \theta_s = \text{sen} \delta \text{sen} \phi \cos \beta - \text{sen} \delta \cos \phi \text{sen} \beta \cos \alpha + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \text{sen} \phi \text{sen} \beta \cos \alpha \cos \omega + \cos \delta \text{sen} \alpha \text{sen} \omega \text{sen} \beta$$

$$\alpha=0 \implies \cos \theta_s = \text{sen} \delta \text{sen} (\phi - \beta) + \cos \delta \cos (\phi - \beta) \cos \omega$$

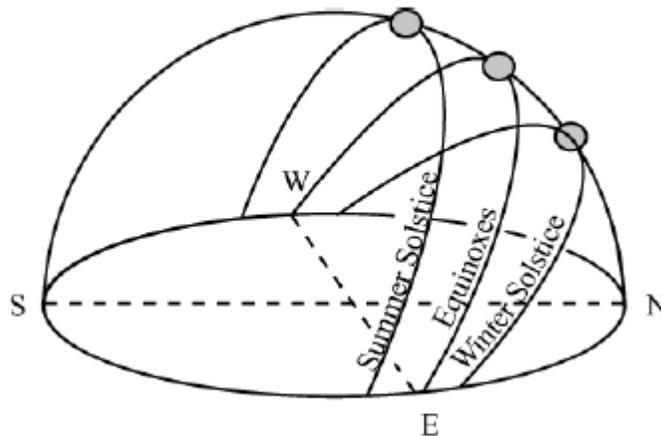


Figura 2.10- Trayectoria aparente del Sol en el cielo

Irradiancia de cielo claro. Directa, difusa y reflejada.

Ahora vamos a calcular la componente directa según un modelo basado en mediciones, que toma en cuenta la atenuación de la radiación a su paso por la atmósfera.

$$I_B = A e^{-km}$$

A = flujo extraatmosférico aparente [W/m²]

K= profundidad óptica (adimensional)

m = AM (Y) = masa de aire

A= 1160 + 75 sen [360/365 (n-275)] [W/m²]

K = 0,174 + 0,035 sen[360/365(n-100)]

IB ≈ 0,7 I_{ON} (en día claro con sol en lo alto)

La irradiancia directa normal al colector I_{BC} será:

IBC = IB cosθ [W/m²]

Cosθ = cosY cos (Y-α) + senY- cosβ

Si β= 0 ⇒ tenemos superficie horizontal

I_{BC} = I_{BH} = I_BsenY = irradiancia directa horizontal

La Irradiancia difusa es más difícil de estimar, se puede simplificar a través de un modelo isotrópico, ver figura 2.11.

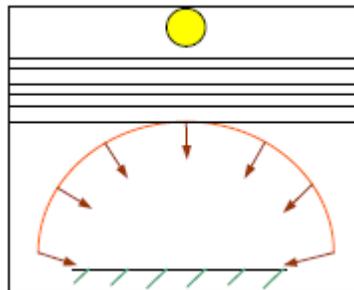


Figura 2.11- Modelo de cielo isotrópico para estimar la I_D

Según el modelo de Trenkeld and Jordan: la irradiancia difusa sobre una superficie horizontal

$$I_{DH} = C I_B$$

C = factor de difusión de la bóveda

C = 0,095 + 0,04 sen[360/365(n-100)]

Para días totalmente claros ⇒ ≈ 15% de la irradiancia total es difusa

Radiancia difusa sobre colector I_{DC}

$$I_{DC} = C I_B \frac{(1 + \cos \theta)}{2}$$

Si $\theta=0$ la superficie ve toda la bóveda
 Irradiancia difusa sobre un colector horizontal, ver Figura 2.12, $I_{DH}=C I_B$

Si $\theta=90^\circ$ la superficie ve la mitad de la bóveda
 Irradiancia difusa sobre un colector vertical $I_{DV}= \frac{1}{2} I_{DH}$

La irradiancia reflejada puede ser nula o muy importante. En el Modelo Simple (isotrópico) se considera un área horizontal grande con una reflectancia (albedo) hemisférica total del entorno de ρ (0,8 p/nieve; 0,2 p/pasto)
 La cantidad de radiación reflejada que incide sobre una superficie horizontal

$$I_{RH} = \rho (I_{BH} + I_{DH})$$

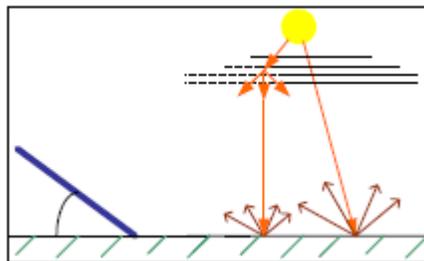


Figura 2.12- Irradiancia difusa sobre superficie horizontal. Modelo simple

Irradiancia reflejada sobre un colector

$$I_{RC} = \rho (I_{BH} + I_{DH}) \frac{(1 - \cos \theta)}{2}$$

Si $\theta=0 \rightarrow$ la Irradiancia reflejada incide sobre un colector horizontal $I_{RC}=0$

Si $\theta=90^\circ \rightarrow$ la Irradiancia reflejada que incide sobre un colector vertical $I_{RC}= \frac{1}{2} I_{BH}$

$$I_{BH} = I_B \text{ sen } Y$$

$$I_{DH} = C I_B$$

$$I_{RC} = \rho (I_B \text{ sen } Y + C) \frac{(1 - \cos \theta)}{2}$$

Para la mayoría de las aplicaciones es suficiente construir tablas de irradiancia horaria para diversas inclinaciones de colectores, en una dada latitud y determinado día del mes.

La orientación α e inclinación β , no son críticas para la irradiación anual, pero hay que analizar que pasa mes a mes, ya que existen diferencias estacionales en las radiaciones colectadas. La Figura 2.13 muestra una producción anual similar en kWh/m² año, para colectores con distinta inclinación, 20°, 40° y 60°. Cabe aclarar que para los meses de verano en el Hemisferio Norte, Junio-Julio- Agosto con el panel inclinado 20°, se capta mayor energía, y en los meses de invierno el colector inclinado 60° trabaja mejor.

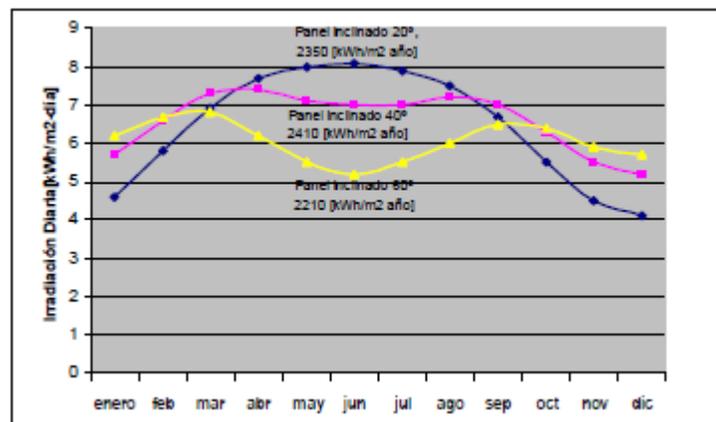
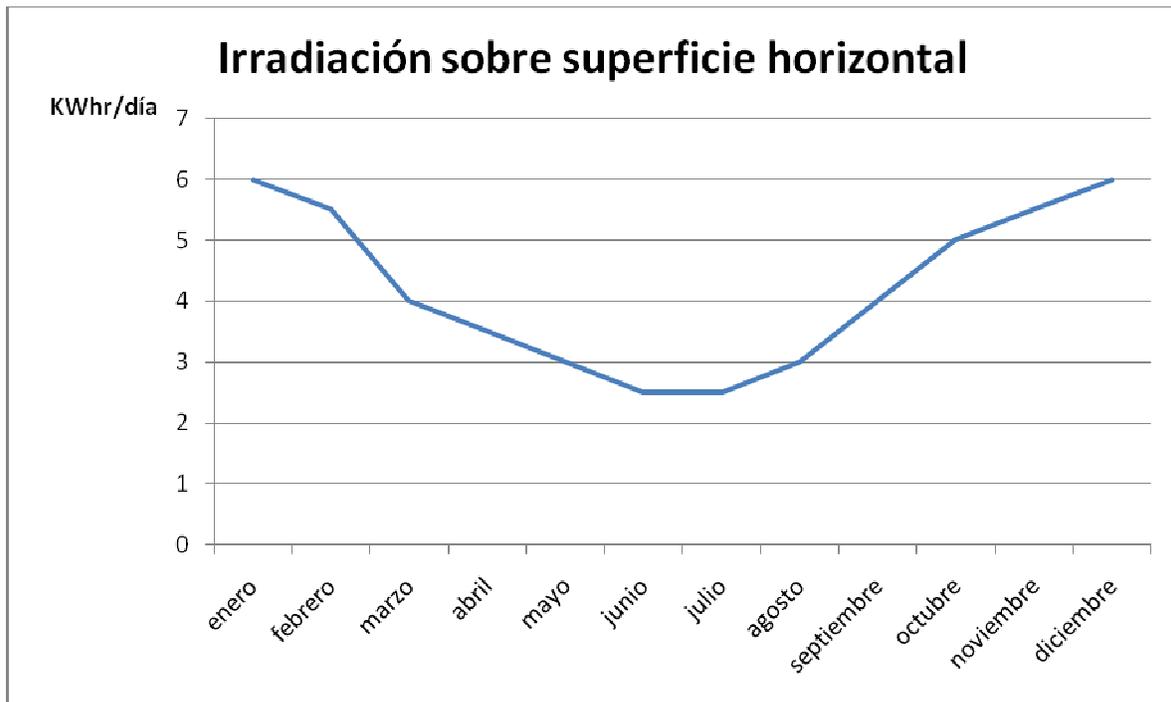


Figura 2.13- Producción anual similar para colectores con distinta inclinación, pero muy diferente producción estacional.

2.1.2.-Medición de la distribución de la irradiación solar

Según investigaciones [22], uno de los primeros trabajos que presentó cartas con la distribución de la irradiación solar en Latinoamérica fue el de Black (1956), basado en su mayor parte en datos estimados a partir de correlaciones establecidas entre el índice de nubosidad y la radiación global (12 cartas mundiales para las que no utilizó datos de estaciones sudamericanas). Otro investigador, Landsberg (1961) publicó años más tarde una revisión teniendo en cuenta nuevas mediciones llevadas a cabo durante el Año Geofísico Internacional, presentando un mapa de la distribución anual de la radiación global.

La Figura 2.14 nos muestra la irradiación sobre superficie horizontal, mes a mes, puede apreciarse que para los meses de Junio y Julio, la energía que llega en kWh/m² día, es muy reducida con respecto a los meses estivales cuando los días son más largos.



Figuras 2.14- Gráfico de irradiación mes a mes, por unidad de superficie (m²) construido sobre los datos del Atlas Solar RA, para latitud $-27,80^{\circ}$, y longitud $-64,30^{\circ}$ (coordenadas de la Ciudad de Santiago del Estero)

Los equipos instalados inicialmente en Latinoamérica con el fin de evaluar de alguna manera la radiación solar global fueron en general heliógrafos de Campbell-Stokes (destinados a medir las horas diarias de insolación o de brillo de sol, también conocida como heliofanía efectiva).

Otro instrumento que se empleaba es el piranógrafo, básicamente consiste en una varilla bimetálica ennegrecida que absorbe la radiación y se curva como consecuencia de los diferentes coeficientes de dilatación de los metales que lo componen, lo que genera un movimiento que es transmitido a una pluma entintada que grafica un trazo sobre una faja de papel.

En la actualidad se emplean los piranómetros, éstos tienen como elemento sensible un conjunto de pares termoeléctricos de manera tal que, al hallarse sus juntas a diferentes temperaturas, se genera una diferencia de potencial entre ellas que es proporcional al salto térmico. Así, la salida eléctrica es proporcional a la radiación.

Los llamados piranómetros fotovoltaicos poseen como elemento sensible una oblea de silicio que al recibir un flujo radiante genera una diferencia de potencial; esta respuesta no es plana sino selectiva, dependiendo de la longitud de onda de la radiación, lo cual limita su uso a la determinación de valores diarios de la irradiación global.

Todos estos instrumentos de medición pueden apreciarse en la Figura 2.15. En el año 1986, investigadores [22] publicaron un trabajo sobre la distribución del promedio anual de energía solar diaria en la región meridional de América del Sur, teniendo en cuenta tanto la información previa del Brasil, cuanto la actualizada de la red piranométrica del Instituto Nacional de Meteorología-INMET, la disponible en Argentina y Chile, viéndose en la necesidad de elaborar evaluaciones preliminares para Paraguay y Bolivia.

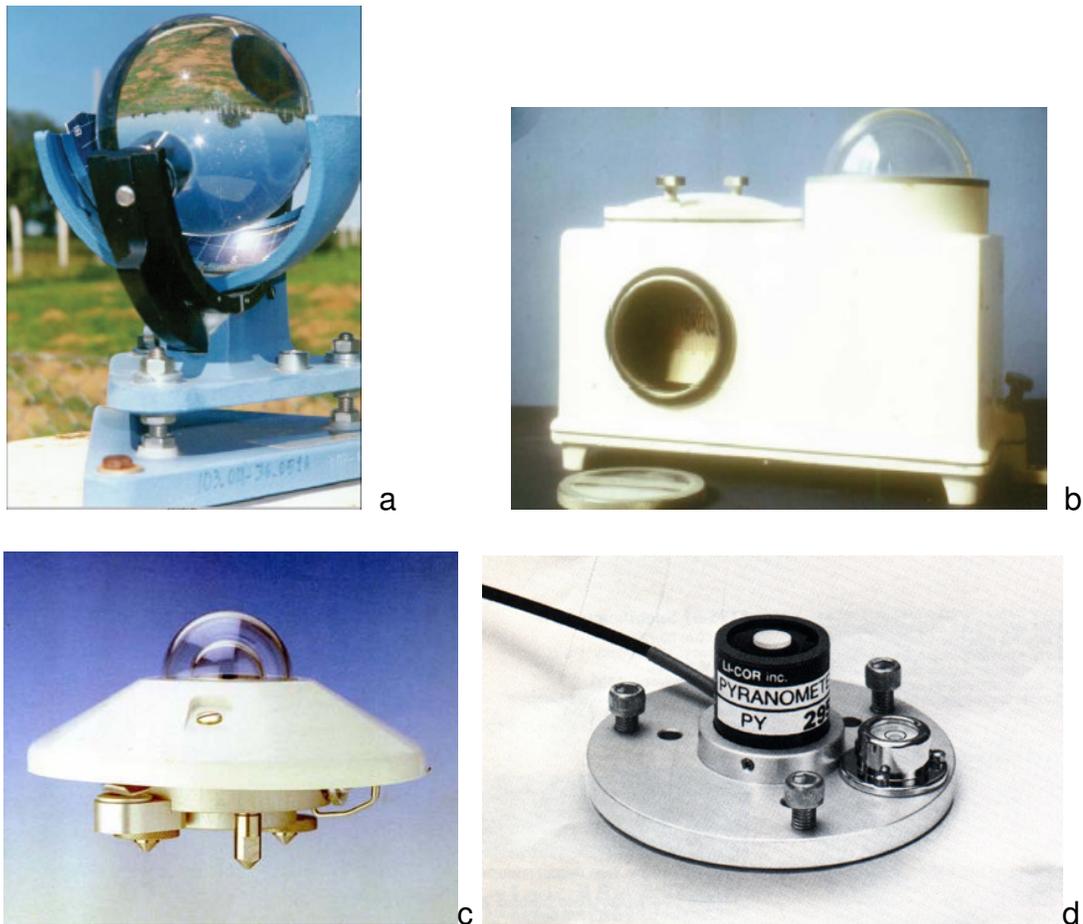


Figura 2.15- Equipos de evaluación: a Heliógrafo – b Piranógrafo- c Piranómetro – d Piranómetro fotovoltaico

Si bien el número de estaciones de medición de las horas de brillo solar (heliofanía) es muy elevado en Latinoamérica, no lo es tanto el dedicado a medir la irradiación global, y su confiabilidad, bastante cuestionable; además, los registros de heliofanía pueden tener muchos años de extensión pero, en general, los de irradiación son de corta vida o carecen de continuidad. Por otra parte, en casi todos los países iberoamericanos se han elaborado algunas cartas con la distribución espacio-temporal del recurso pero difícilmente se las puede

compatibilizar con las de países vecinos y aún, con las de otros autores del mismo país.

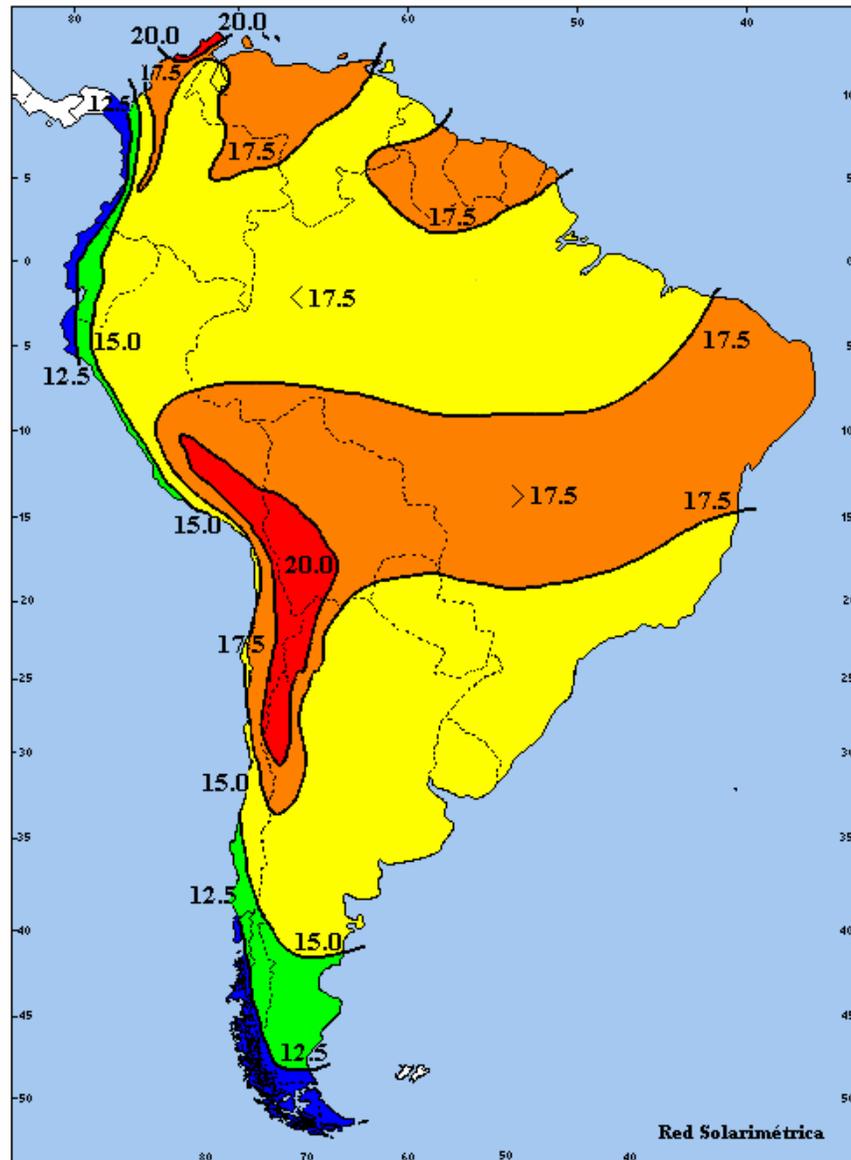


Figura 2.16- Distribución espacial del promedio anual de la radiación solar global diaria en América del Sur (1998). Los niveles de irradiación global diaria se indican en MJ/m²

Como consecuencia de la información disponible hasta ese momento en América del Sur, investigadores [23] trataron de compatibilizarla en una carta anual, según muestra la Figura 2.16, encontrándose con extensas zonas en el centro del territorio en las que no se dispone de ninguna información confiable y otras en la que la misma es incompatible con otros registros.

Para suplementar las mediciones de una red de tierra utilizando las estimaciones basadas en las mediciones efectuadas desde sensores embarcados en satélites geoestacionarios hoy existen fundamentalmente dos líneas: una que estima la irradiación solar utilizando métodos estadísticos tomando información medida en tierra, y la otra, que trata de estimar la irradiación a través de modelos físicos partiendo del cálculo de la transmitancia atmosférica.

2.2.-ENERGÍA SOLAR EN EDIFICIOS. INTEGRACIÓN DE LOS SISTEMAS TECNOLÓGICOS

2.2.1- Los sistemas activos: descripción y características fundamentales

La energía solar, es además de ser en sí misma una energía renovable, el origen de la mayoría de fuentes de EERR, como lo son: la eólica, la hidroeléctrica, la biomasa, y la de las olas y corrientes marinas. La energía solar se puede aprovechar pasivamente (energía solar pasiva), es decir sin la utilización de ningún dispositivo o aparato intermedio, mediante la adecuada ubicación, diseño y orientación de los edificios, empleando correctamente las propiedades fisicoquímicas de los materiales y los elementos arquitectónicos de los mismos: aislamientos, tipo de cubiertas, protecciones, etc. Mediante la aplicación de criterios de arquitectura bioclimática se puede reducir significativamente, la necesidad de climatizar los edificios, así como la necesidad de iluminarlos durante el día. También se puede aprovechar activamente (energía solar activa), captando energía térmica (calor) o generando electricidad.

La energía solar propiamente dicha lleva un largo camino recorrido. En los años 70 y 80, al dispararse los precios de la energía por la crisis del petróleo, se propusieron, a nivel internacional algunos programas de I+D relacionados con las nuevas tecnologías solares, posteriormente se firmó el Protocolo de Kioto en 1997, y se pusieron en marcha diversas estrategias dirigidas al cumplimiento de este acuerdo.

Hoy en Europa es una realidad, la bondad y conveniencia de uso de los llamados Sistemas Activos (SA) en el sector de la edificación. En la mayoría de los casos esta incorporación se ha llevado a cabo una vez que el edificio ha estado construido, y no en fase de proyecto.



Figura 2.17 - Integración de módulos fotovoltaicos: a-Lucernarios, b –cubiertas

Algunos de los sistemas tecnológicos más difundidos en Europa, son las instalaciones de paneles solares para el calentamiento de agua de uso doméstico, el agua caliente sanitaria (ACS), y módulos fotovoltaicos para la obtención de electricidad básica, que se han convertido ya en sistemas fiables técnicamente así como económicamente rentables y competitivos según los usos. Sin embargo, con ellos se ha planteado un nuevo problema: vemos estas instalaciones en los tejados o azoteas de los edificios y, aparte del atractivo de la novedad, casi siempre se muestran como un exabrupto (Figura 2.18 a), como algo ajeno al edificio, y es de temer que se constituyan en un elemento destructor del perfil y del paisaje urbano; al igual que lo han sido y son, las instalaciones incontroladas de aparatos de aire acondicionado, o las modernas antenas parabólicas de TV. Para evitar esto, partimos del convencimiento de que los paneles solares deben transformarse en un elemento más de la composición y construcción de los edificios, como parte integrante de ellos, al igual que los cerramientos, ventanas, muros, cubiertas, etc. Ello nos llevará a no tratar de ocultarlos sino a integrarlos en el diseño. Uno de los objetivos de este trabajo de tesis es alcanzar la adecuada integración arquitectónica de módulos a la cubierta de un edificio público como puede apreciarse en las Figura 2.17 y 2.18 b. Las cuestiones fundamentales a tener en cuenta de los modelos más empleados de paneles solares son:

-Asegurar el Soleamiento: la incidencia solar directa debe asegurarse según las recomendaciones de orientación e inclinación del panel respecto a la horizontal adecuada para cada región, lugar y uso, pero también debemos considerar la nitidez de dicha radiación y la posibilidad de añadir cierta radiación reflejada o la utilización del albedo. Esto significa que normalmente los paneles captadores se deben situar en zonas sobresalientes del edificio y por ello, claramente visibles, por lo que su integración en el diseño se hace absolutamente necesaria. Generalmente la situación en cubierta elimina obstáculos y resuelve los principales problemas, pero no siempre resulta la solución más estética, sobre todo en lo que se refiere al depósito de acumulación de agua caliente cuando se utilizan sistemas

compactos. Existen soluciones de paneles incorporados a las fachadas, cornisas o cerramientos, que pueden integrarse fácilmente en la composición del edificio y cumplir suficientemente las condiciones de orientación, sobre todo si los paneles se sitúan a modo de parasoles, umbráculos, porches, etc. y los acumuladores de agua quedan separados y ocultos. Las desviaciones de orientación respecto del Norte (45°) permiten colocar los paneles a modo de curva semienvolvente, de secuencias no lineales y de colocación en ciertos ángulos, lo que plantea algunas sugerencias y soluciones de diseño menos rígidas [16].



Figura 2.18.a -Ejemplo de un elemento destructor del perfil y el paisaje urbano, b integrado perfectamente a la cubierta. Fuente: Martínez Davinson J., 2009.

-Situación de los Edificios: otra de las características tipológicas fundamentales se refiere a la situación del edificio que se va a diseñar en relación con su entorno inmediato. La situación de edificación aislada permite siempre una mayor libertad y flexibilidad en la instalación y colocación de los paneles solares, llegando incluso al extremo de poder plantear una instalación externa y separada del edificio siempre que no se encuentre muy alejada. Sin embargo, la situación en la trama urbana plantea mayores problemas tanto en lo que se refiere a la eliminación de obstáculos para la radiación directa como a la sombra (solar o visual) que los propios paneles pueden producir. En estos casos encontrar la orientación adecuada de los paneles puede constituirse en punto de partida no siempre fácil de resolver, pero que permite al diseñador ejercitar su capacidad e imaginación. El recurso a cubiertas planas y libres de sombras vecinas, torreones, castilletes, etc., simplifica este problema.

-Los Sistemas Formales: La forma rectangular, vertical o apaisada de los paneles y su calidad visual compuesta principalmente por vidrio oscuro dentro de un marco, determina y limita en gran manera el aspecto de una instalación solar en cualquier edificio. Un amplio campo de soluciones y posibilidades viene dado por la integración compositiva en el diseño de fachadas, cubiertas, cornisas, etc. de estos paneles como componentes de la forma final. Un muro, por ejemplo, que combine paneles solares con ventanas, con cerramientos ligeros y paramentos ciegos puede ser un caso típico de esta integración para el proyectista y no quedan limitadas más que por los factores de orientación, incidencia de radiación,

situación urbana y sistemas constructivos ya mencionados anteriormente, así como por los límites de distancia entre los acumuladores y los puntos de consumo que la técnica aconseje. “Nos encontramos ante un nuevo signo de modernidad que aporta desconocidos elementos a la realidad arquitectónica y urbana y que sugiere otros modos de lenguaje y formas de expresión en su diseño” [18].

2.2.2- La incorporación de los sistemas activos al diseño arquitectónico

Diseñar un edificio que incorpore una instalación solar consiste en estudiar su incorporación desde cuatro niveles:

- a.- Urbanístico.
- b.- Tipológico.
- c.- Funcional.
- d.- Constructivo.

- a. Urbanístico: aquí el profesional privado, no puede intervenir, en muchos casos, siendo los técnicos de las distintas administraciones públicas los que pueden plantear las estrategias idóneas para favorecer la utilización de este tipo de sistemas, sin embargo es importante mencionarlo, ya que una mala adecuación de la Planificación Urbanística puede impedir la utilización de este tipo de aplicaciones. Apréciase la Figura 2.19. En el contexto del Planeamiento Urbanístico podremos utilizar tres tipos de dispositivos:

Dispositivos Obligatorios: Por medio de una legislación (Ordenanzas Municipales, por ejemplo), que fuerce a los promotores, constructores y arquitectos a incorporar este tipo de tecnologías en los edificios.

Dispositivos Inductivos: Planteando estrategias en el Planeamiento orientadas a favorecer la utilización de estos sistemas y eliminando aquellas que frenan su uso.

Dispositivos Mixtos: Se trabaja con los dos sistemas anteriores a la vez, obligando a la incorporación de determinados elementos, e induciendo a los restantes. La utilización exclusiva de dispositivos obligatorios, provoca un fuerte impulso inicial, pero a veces no es suficiente para la generalización en el uso de estos sistemas. Puede resultar más adecuada la utilización de dispositivos mixtos.

- b. Tipológico: Son todos aquellos aspectos inherentes al propio edificio que afectan al resultado del conjunto edificio - instalación. De acuerdo a la utilización que vaya a tener el edificio, las necesidades, e incluso la configuración de la instalación puede variar también, de allí que se distingan los siguientes usos:
 - Residencial: Edificio destinado fundamentalmente a viviendas, por lo que por ejemplo, la producción de ACS se destinará fundamentalmente a los sanitarios, duchas y cocina. Los volúmenes

de agua caliente demandados para estas aplicaciones variarán entre los 30 litros por persona y día en viviendas plurifamiliares y los 40 litros por persona y día en viviendas unifamiliares.



Figura 2.19- Fotografía de un caso de impacto visual inadmisibles sobre el entorno urbano e histórico en la ciudad de Sevilla [16].

- Industrial. Estas aplicaciones suelen vincularse a precalentamiento de agua para procesos industriales, lo que suele conllevar grandes superficies de captación y volúmenes de acumulación importantes.
- Hotelero. En hoteles de categoría igual o superior a tres estrellas, para dotar al edificio de un servicio óptimo se dimensionan volúmenes de acumulación de 80 litros por persona y día, lo que genera grandes superficies y volúmenes.

Dentro de un mismo uso, diferentes tipologías edificatorias traen consigo características y morfologías variables, que pueden condicionar la elección del tipo de instalación más idóneo, así como de la ubicación de los componentes de la misma.

- c. Funcional: Aquí nos referimos a las características de los componentes o sistemas de la instalación y sus diferentes configuraciones de manera que el funcionamiento de esta sea correcto, afectando a la forma de incorporación en el edificio. Aquí cuentan aspectos como la inclinación de los paneles o captadores, la orientación, la disposición, sistemas auxiliares,

etc. Obsérvese la Figura 2.20 y los distintos grados de integración arquitectónica.

- d. Constructivo: van a considerarse aquellos aspectos que se refieran a las soluciones constructivas de encuentros de diferentes componentes de la instalación con distintos elementos del edificio. También habrá que evaluar las diferentes cargas que pueden transmitir los componentes de la instalación al edificio. Esto se puede resumir en:

Soluciones Constructivas:

Detalle de encuentro del Panel o Captador con paramento (Cubierta, Cerramiento, etc.).

Fijación de depósitos de acumulación (ACS)

Trazado del circuito hidráulico (ACS)

Cálculo de cargas:

Cargas de depósitos de acumulación a estructura.

Cargas producidas por efecto del viento.

Accesibilidad de Componentes para mantenimiento.

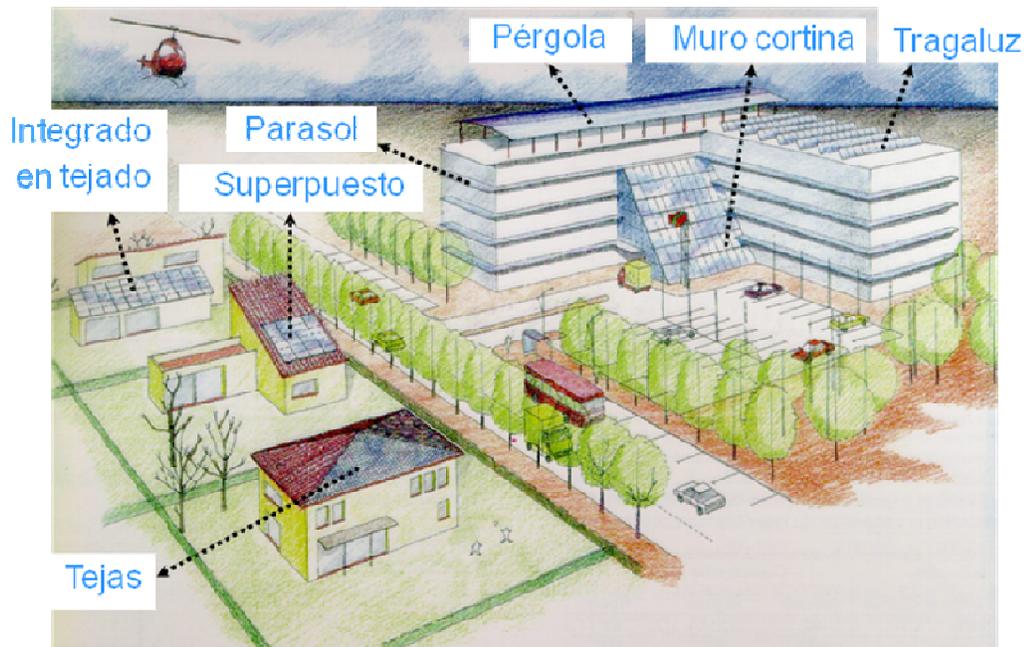


Figura 2.20- Grados de integración arquitectónica en EFCR. Fuente: Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid

2.2.3-Edificios fotovoltaicos conectados a red.

El objetivo general que persigue la ingeniería de los Edificios Fotovoltaicos conectados a red (EFCR), Figura 2.21, es maximizar la generación de energía eléctrica, en el marco de los condicionantes particulares que suponen las

características del sistema (tamaños y eficiencias de sus componentes), del lugar (evolución de la radiación solar y la temperatura ambiente) y de la ubicación concreta (orientación y eventuales sombras sobre la superficie del generador). El cálculo preciso de dicha energía es un problema complejo, no sólo por su propia naturaleza —la radiación solar y la temperatura ambiente son funciones del tiempo, cuya descripción matemática dista de ser sencilla—, sino también por la dificultad inherente a la adquisición de algunos datos necesarios (la información relativa al sombreado, por ejemplo). Abordar “en detalle” este problema supone trabajar en una escala horaria de tiempos (casi 6.000 cálculos por año), utilizar modelos anisotrópicos para describir el comportamiento de la radiación difusa, y proceder a laboriosos levantamientos topográficos para determinar la duración y efecto de las sombras proyectadas por cualquier obstáculo circundante.



Figura 2.21-Vivienda de nueva construcción (Holanda); Potencia: 3,4 kWp, superficie de captación: 35 m²; Módulos FV de Si- policristalino, integración: cerramiento. Fuente: Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid

El esfuerzo que, en su conjunto, esto representa, es difícilmente justificable para todas y cada una de las aplicaciones de la tecnología fotovoltaica. En su lugar, ha ido tomando carta de costumbre el recurso a estimaciones groseras como, por ejemplo, la mera multiplicación de un valor de irradiación por otro de potencia pico, los cuales, por un lado, suelen conducir a estimaciones muy alejadas del comportamiento real de los sistemas y, por otro, no permiten evaluar el impacto de las características peculiares de cada uno de los elementos del sistema.

Así, se puede afirmar que la extensión a gran escala de esta aplicación requiere la utilización de métodos de ingeniería específicos que permitan, por un lado, optimizar su diseño y funcionamiento y, por otro, evaluar su impacto en el conjunto del sistema eléctrico.

Capítulo III:

SISTEMAS TECNOLÓGICOS UTILIZADOS

Resumen:

Aquí se desarrolla el tema de sistemas de generación fotovoltaica excluyendo a los sistemas autónomos, porque se apunta sólo a las construcciones ubicadas en las ciudades que pueden transformarse en generadoras de energía eléctrica (GSFV), y de esta forma disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera, minimizando la combustión de combustibles fósiles. Asimismo se presenta una síntesis de las características, funcionamiento, clasificación, aspectos ambientales y económicos del sistema tecnológico utilizado en este trabajo de tesis: el generador fotovoltaico.

Contenido

3.1.-El Módulo solar fotovoltaico

- 3.1.1-Fundamento físico de la célula solar
- 3.1.2-Funcionamiento eléctrico de la célula solar
- 3.1.3-Curva característica Voltaje-corriente
- 3.1.4- Dependencia con la irradiancia y la temperatura
- 3.1.5- El Modulo, comportamiento eléctrico e interconexión

3.2.-Caracterización del Sistema Fotovoltaico

- 3.2.1-Emplazamiento del sistema
- 3.2.2-El Generador Fotovoltaico
 - 3.2.2.1- Caracterización eléctrica
 - 3.2.2.2-Fenómenos de segundo orden
 - 3.2.2.3-Eficiencia y nivel de irradiancia: suciedad
 - 3.2.2.4-Efecto del la temperatura
- 3.2.3-El Inversor
 - 3.2.3.1-Seguimiento del punto de máxima potencia
 - 3.2.3.2-Eficiencia de conversión
 - 3.2.3.3-Calidad de suministro. Fiabilidad
 - 3.2.3.4-Efecto del la temperatura
- 3.2.4-Tamaño relativo generador-inversor
- 3.2.5-Generación de energía EFVCR
 - 3.2.5.1-Datos de partida
 - 3.2.5.2-Estimación de la energía esperable de la ubicación óptima

- 3.2.5.3- Estimación de la energía esperable del EFVCR
- 3.2.5.4- Marco legal en Latinoamérica
- 3.2.5.5- Aspectos económicos y medioambientales

CAPITULO III

SISTEMAS TECNOLÓGICOS UTILIZADOS

3.1- EL MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO

3.1.1- Principio de funcionamiento

La radiación del sol incide sobre un dispositivo electrónico, la célula solar, y entonces se genera una corriente eléctrica continua proporcional a la intensidad de la radiación. Los dispositivos semiconductores son la base de toda la electrónica actual; la célula solar es una aplicación basada en las propiedades de los semiconductores cuando reciben radiación luminosa. Un material semiconductor es un sólido cuya estructura atómica se organiza en forma de red cristalina. Cuando se verifican las condiciones adecuadas de presión y temperatura durante suficiente tiempo, miles de años, los sólidos tienden a adoptar la estructura cristalina porque es en la que las partículas atómicas alcanzan los niveles más bajos de energía y, por ende, la estructura más estable. La reproducción artificial de este proceso natural se realiza regularmente desde hace décadas, con especial énfasis en la producción de silicio cristalino, el material base para la industria electrónica. Debido a su extraordinaria abundancia, el semiconductor más utilizado es el Silicio, ya que el 60 % de la corteza terrestre está compuesto por sílice que tiene un alto contenido del mismo, además de sus interesantes propiedades electrónicas. También se utiliza el Arseniuro de Galio y el Germanio, el primero con mejores cualidades que el Silicio para la producción de energía eléctrica, pero su escasez en la naturaleza lo hace muy caro, y solo se utiliza en aplicaciones en las que los costes no son relevantes como es el caso de las aplicaciones espaciales. Un gran porcentaje del elevado precio por kilovatio-hora de la producción eléctrica con células solares de Silicio cristalino se debe al alto coste energético de la transformación de la sílice en obleas de silicio de alto grado de pureza.

El silicio cristaliza en una red similar a la del diamante, cada átomo por medio de enlaces covalentes comparte uno de sus cuatro electrones de valencia con otros cuatro átomos, en la figura 3.1 puede verse una representación tridimensional de la red cristalina del silicio; las líneas azules representan enlaces completos, es decir, con dos electrones. Como los electrones tienden a ocupar los niveles energéticos más bajos, la mayor parte de ellos están enlazados, y en el cero absoluto de temperatura, la totalidad: a la temperatura ambiente algunos adquieren suficiente energía para escapar del enlace, y pueden entonces desplazarse por el material. Este comportamiento no es exclusivo de los semiconductores sino que se manifiesta en todos los materiales; lo característico es la cantidad de energía necesaria para liberar un electrón del enlace, que es un valor propio de cada material y se denomina energía de la banda prohibida porque entre el nivel energético que ocupa el electrón ligado y el electrón libre no hay

ningún valor de energía permitido. La cantidad de energía necesaria, en el caso de los semiconductores (1,1 eV para el silicio a 25°C), permite un control efectivo de los flujos de cargas y es lo que hace a estos materiales tan adecuados para la electrónica y para la generación de energía eléctrica cuando el semiconductor recibe radiación solar.

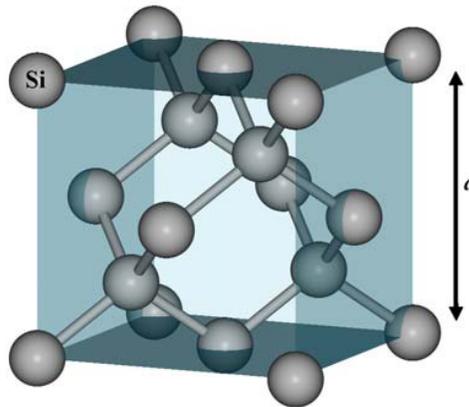


Figura 3.1 Red cristalina del Silicio

Sobre la red cristalina incide una radiación luminosa que en un análisis atómico del comportamiento se caracteriza mediante cuantos de energía: fotones, en el caso de la luz, con una energía determinada por su longitud de onda. Las probabilidades de que los fotones interactúen con la red cristalina son muy elevadas, máxime si se considera que una oblea de silicio, una lámina de espesor inferior a las 500 μm , es opaca a la radiación solar. Cuando un fotón interactúa con un enlace transfiere su energía a éste. Si la cantidad de energía es igual o superior a la energía del gap, el electrón se libera del enlace y pasa a ser un portador de carga libre para desplazarse por el cristal hasta que se recombine:

$$E_{\text{fotón}} = h \frac{c}{\lambda} > E_g \qquad E_{\text{fotón}} \text{ (eV)} = \frac{1240}{\lambda \text{ (nm)}}$$

h es la constante de Planck, c la velocidad de la luz y λ la longitud de onda del fotón.

Cuando la energía del fotón es inferior a la energía del gap, la energía transferida se convierte en calor; lo mismo sucede con la energía en exceso, únicamente eleva la temperatura del cristal. Al proceso de incrementar la energía de un electrón desde la que tenía en el enlace hasta la que le permite desplazarse libremente por el cristal se le denomina generación y al proceso inverso recombinación, que se produce cuando un electrón libre vuelve a formar parte de un enlace y libera la energía en forma de calor. De un cristal de silicio, como el analizado hasta ahora, no se puede extraer energía eléctrica cuando se le expone a la radiación solar debido a que las cargas eléctricas generadas mediante la radiación luminosa no siguen ninguna dirección preferencial de movimiento. Se

mueven de forma errática por el cristal y son rápidamente atrapadas por los enlaces incompletos, es decir, se recombinan. Para construir una célula solar efectiva es necesario impurificar de forma controlada el cristal de silicio. Se introducen dos tipos de impurezas en muy pequeña cantidad respecto al número total de átomos de silicio, con lo que no modifican sustancialmente la red cristalina. Los dos elementos que se utilizan para impurificar el silicio tienen tres y cinco electrones de valencia, respectivamente; es habitual utilizar boro y fósforo para cada caso porque sus átomos tienen un tamaño similar al del silicio. El procedimiento de impurificación, denominado dopaje, se realiza sobre un cristal que en su fabricación ya se impurificó con uno de los dos elementos. El otro se añade de forma que cada lado del cristal en forma de oblea contenga un tipo de impureza.

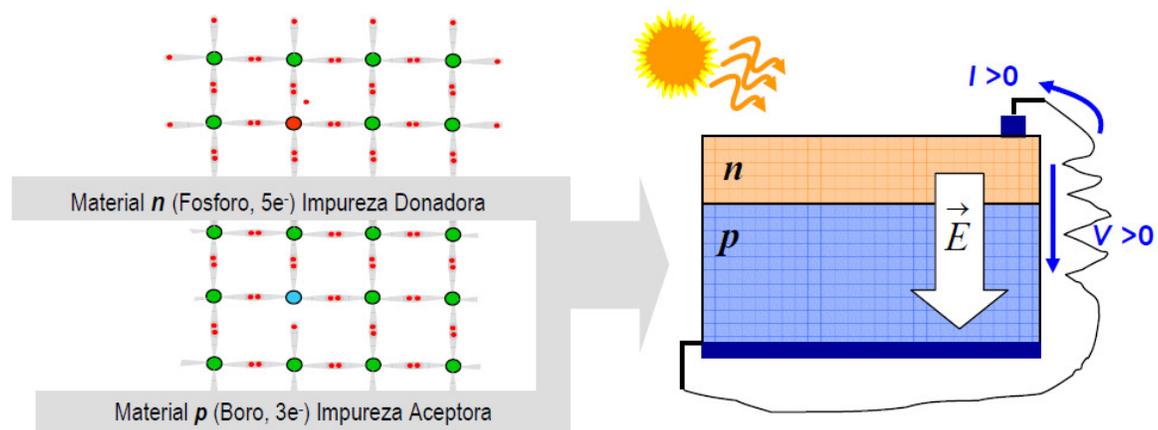


Figura 3.2- Estructura básica de una célula solar. Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a Red Instituto de Energía Solar -Universidad Politécnica de Madrid.

En la región con fósforo, zona n, hay electrones que no están enlazados y, en consecuencia, los átomos de fósforo se ionizan con facilidad, es decir, los electrones no enlazados, uno por cada átomo de fósforo, requieren muy poca energía para ser cargas móviles; es suficiente con la temperatura ambiente. En la región con boro, zona p, lo que faltan son enlaces completos y eso facilita el desplazamiento de electrones que ocupan un enlace hacia enlaces no satisfechos. Este comportamiento se caracteriza mediante el uso de una partícula ficticia, el hueco, que tiene carga positiva y permite un análisis físico matemático mucho más sencillo que el requerido para representar grandes paquetes de electrones en movimiento. En definitiva, cada región tiene partículas móviles de distinta carga por lo que se producen corrientes de cargas en un intento de homogeneizar el cristal. Sin embargo, a medida que los átomos pierden cargas y se ionizan se producen zonas con cargas que no son móviles. Este proceso conduce a que haya un equilibrio dinámico entre los movimientos de electrones y huecos y la creación de un dipolo eléctrico en torno a la zona de interfase que produce un

campo eléctrico en dirección perpendicular a la interfase que desplaza las partículas en sentido inverso. La descripción anterior explica de forma simplificada el funcionamiento de la unión pn, clave para toda la electrónica de estado sólido. Si sobre un cristal de esta naturaleza incide una radiación luminosa, las cargas eléctricas generadas seguirán la dirección impuesta por el campo eléctrico de tal modo que pueden extraerse por los contactos metálicos del cristal hacia el exterior; este dispositivo electrónico es una célula solar.

En la figura 3.3 se muestra la fotografía y el esquema de la célula, ésta es una lámina de silicio (oblea), de unos 300 μm de espesor, con una unión pn muy próxima a la superficie –el mayor número de generaciones se produce en las primeras micras por lo que conviene que el campo eléctrico de la unión pn esté próximo a la superficie para conducir las cargas hacia los contactos metálicos con eficiencia–. La cara frontal, la que recibe la radiación solar, tiene un contacto metálico en forma de rejilla que al mismo tiempo que colecta las cargas tiene que permitir el paso de los fotones al interior del cristal. El diseño de la rejilla tiene que compatibilizar estos dos objetivos que son contrapuestos: el factor de recubrimiento, superficie ocupada por el metal respecto al área total de la célula, es del orden del 4%. La cara posterior, sin embargo, tiene una metalización muy densa. Las dos bandas de metalización que se observan en la fotografía se utilizan para conectar las células entre sí y es por donde circula la corriente total fotogenerada.

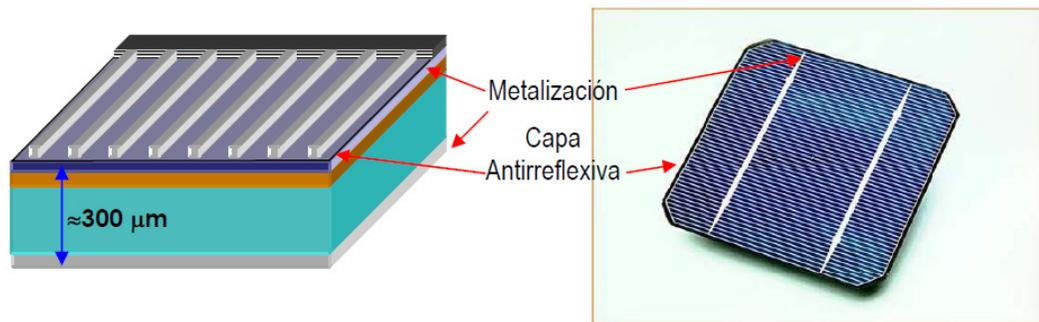


Figura 3.3-La célula solar: esquema básico y fotografía de una célula comercial. Fuente: Edificios fotovoltaicos conectados a Red- Camaño Martín E, Egido Aguilera M.- Instituto de Energía Solar - Universidad Politécnica de Madrid.

La coloración habitual de las células es azul oscuro mate resultante de aplicar una capa antirreflexiva debido a que las obleas de silicio son bastante especulares y de color gris metálico claro, se debe realizar un ataque químico sobre la superficie que produce una capa compuesta por tetraedros microscópicos. Con la aplicación de cualquiera de estas técnicas, en ocasiones con ambas, se consigue minimizar las pérdidas por reflexión hasta cifras despreciables. El grosor de la célula es un compromiso entre dos factores:

minimizar las pérdidas de transmisión, asociadas a fotones que no encuentran enlace con el que interaccionar, o lo que es lo mismo a la transparencia de la oblea; y minimizar las recombinaciones, cuanto más largo es el camino que tienen que recorrer las cargas hasta la metalización, mayor es la probabilidad de que se recombinen. Es de importancia observar que el grosor de las obleas es del mismo orden de magnitud que el de los útiles usados para cortar el lingote de silicio cristalino en éstas. Prácticamente el 40 % del material se pierde en el corte.

3.1.2-Funcionamiento eléctrico de la célula solar

Cuando una célula solar recibe radiación genera una corriente eléctrica que circula por el circuito exterior y con la que se pueden alimentar cargas. El comportamiento eléctrico de la célula es consecuencia de la estructura de unión, pn y su comprensión detallada requiere dominar determinados conocimientos de electrónica, por lo cual se proponen ciertos modelos para simplificar los fenómenos. Hemos visto que la corriente fotogenerada depende del número de fotones que inciden sobre el cristal, de la naturaleza de estos y de las características del cristal y de las metalizaciones en su relación con el número de recombinaciones, es decir, con el número de cargas generadas que son absorbidas por la red cristalina antes de que salgan al circuito exterior. Esta corriente puede medirse con un amperímetro conectado en paralelo con la célula (célula cortocircuitada); también se denomina corriente de cortocircuito, I_{SC} . El valor de la corriente de cortocircuito depende casi linealmente de la irradiancia solar, es decir, del número de vatios de radiación solar que incide sobre la superficie de la célula.

La situación opuesta se produce cuando la célula se mantiene bajo la radiación solar en circuito abierto. La generación de cargas continúa produciéndose, que son separadas por el campo eléctrico de la unión pn y se acumulan en las regiones p y n respectivamente. Esta diferencia de potenciales eléctricos entre las dos caras de la célula se manifiesta como un potencial medible con un voltímetro. Otra forma de interpretarlo es que como la corriente neta es cero, la unión pn tiene que compensar la corriente fotogenerada con una corriente de igual valor y sentido opuesto, por lo que se autopolariza. Este valor de tensión se denomina tensión de circuito abierto, V_{OC} , y es característico de cada material semiconductor: cuando la irradiancia es nula, también el voltaje es cero, pero en cuanto ésta crece, la tensión de circuito abierto alcanza un valor constante y muy poco dependiente de la irradiación; no así de la temperatura como se verá más adelante. En el caso de las células de silicio oscila entre 0,55 y 0,60 V. Cuanto mejor es la calidad del cristal, más elevada es la tensión de circuito abierto. Este parámetro es inversamente proporcional al número de recombinaciones, y éstas se ven favorecidas con los defectos de la red cristalina.

3.1.3-Curva característica Voltaje –Corriente

El voltaje sobre una resistencia externa depende del valor óhmico de ésta, y del nivel de irradiancia, su máximo valor está limitado por V_{OC} , partiendo del principio de superposición es posible analizar el comportamiento. Así expresamos la corriente que circula por la resistencia como la suma de la corriente fotogenerada y de la corriente que circula por la unión pn a consecuencia de la polarización de ésta por la caída de voltaje que produce el paso de la corriente externa por la resistencia –se la denomina corriente de diodo, I_D , porque es el único dispositivo electrónico que incorpora una única unión pn—. Un modelo de circuito equivalente al comportamiento descrito, se muestra en la Figura 3.4-a, aquí la corriente fotogenerada se representa como una fuente de corriente constante y el efecto de la unión pn mediante un diodo.

Responde a la ecuación:

$$I = I_L - I_D(V)$$

Esta forma de representación adopta como positivas las corrientes de generación (que es el contrario al habitualmente utilizado en los circuitos electrónicos que utilizan diodos). Con este convenio, el primer cuadrante del plano VI corresponde al funcionamiento de la célula entregando corriente a una carga bajo tensión positiva (como generador de energía). La corriente de diodo puede calcularse mediante la ecuación de Shockley:

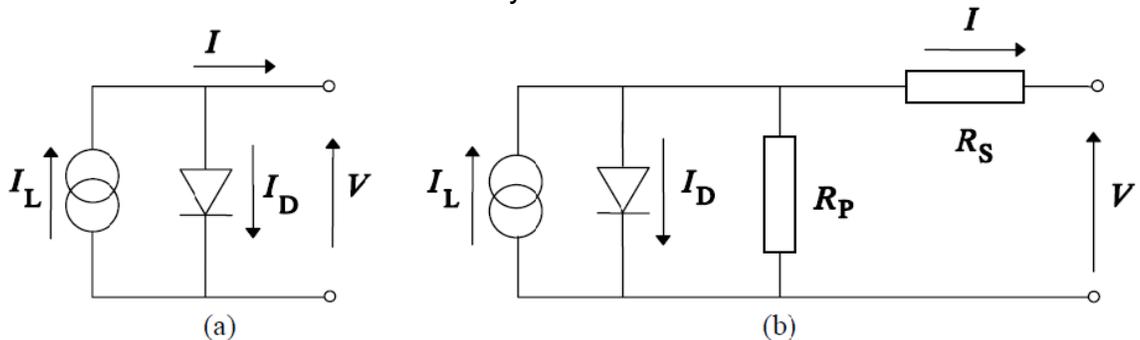


Figura 3.4-Circuito equivalente de una célula solar (a)ideal, (b)virtual.

$$I_D(V) = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{mKT}\right) - 1 \right]$$

ecuación de Shockley

donde I_0 es la corriente de oscuridad, K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin, y m el factor de idealidad, un parámetro que oscila entre 1 y 2. Cuando el voltaje a la salida es cero, la corriente de la célula coincide con la corriente fotogenerada que a su vez es la corriente de cortocircuito, I_{SC} , forma en la que se expresa usualmente. En la Figura 3.4 b se muestra un circuito equivalente que incluye dos resistencias serie y paralelo. La resistencia serie

representa el comportamiento resistivo del silicio al paso de la corriente. Está muy relacionada con la separación entre los dedos de la metalización. Su incorporación en el modelo analítico es imprescindible a diferencia de la resistencia en paralelo, que representa corrientes de fugas, como las corrientes laterales, para caracterizar adecuadamente el comportamiento de la célula. La expresión completa queda de la siguiente forma:

$$I_D(V) = I_{sc} - I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{mKT}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

Como puede observarse es una expresión implícita y de difícil manipulación. Una simplificación interesante se obtiene al considerar la resistencia paralelo infinita, y que $[\exp qV/mKT] \gg 1$ en la zona de trabajo de interés y que el valor de VOC puede obtenerse de la ecuación 1 si se particulariza para $I=0$:

$$V_{CO} = \frac{mKT}{q} \ln[I_L/I_0 + 1]$$

Aplicando estas se obtiene la expresión:

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp\left(\frac{V - V_{CO} + I R_s}{V_T}\right) \right]$$

que tiene la ventaja de que depende de parámetros conocidos de la célula o fácilmente calculables si se mide un punto de la característica como es el caso de la resistencia serie. Sin embargo, continúa siendo una función implícita por lo que su uso se restringe a aplicaciones informáticas desarrolladas para el diseño de sistemas fotovoltaicos. En la práctica de la Ingeniería de los Sistemas FV se recurre con mucha frecuencia a modelos simplificados a partir de la forma de la curva característica tensión corriente de la célula solar.

En la figura 3.5 puede verse la curva VI de una célula solar con algunos de los parámetros característicos. Además de los mencionados previamente se indica el punto (V_M, I_M) que es el punto de trabajo en el que se extrae la máxima potencia eléctrica de la célula solar, P_M . La curva característica de la célula solar se mide en unas condiciones de iluminación y temperatura determinadas que se denominan condiciones estándar de medida, de uso universal, y definidas de la siguiente forma:

Irradiancia (G^*) 100 mW/cm² (1 kW/m²).

Distribución espectral AM 1,5 Dónde AM (Air Mas) representa la masa de aire que deben atravesar los rayos solares, (Masa de aire fuera de la atmósfera: AM = 0), la radiación se atenúa por dispersión y absorción mientras que pasa a través de la atmósfera, cuando el camino es más largo, mayor es la atenuación. Sobre el cenit, AM es igual a 1. (Air Mass One), que representa el espesor estándar de la atmósfera atravesado perpendicularmente a la superficie terrestre, y medido a nivel del mar. Con HS igual a 42°: AM = 1,5 (es este AM que se considera en las pruebas de laboratorio de los módulos fotovoltaicos, para la definición de la potencia nominal).

Incidencia normal

Temperatura de la célula (Tc*) 25 °C

En estas condiciones se miden, al menos, la potencia máxima que puede entregar el módulo, P_M^* , la corriente de cortocircuito, I_{SC}^* y el voltaje de circuito abierto, V_{OC}^* . El asterisco señala que los parámetros corresponden con los medidos en condiciones estándar. También es habitual incluir en el listado de parámetros de la célula el factor de forma, FF:

$$FF = \frac{I_M V_M}{I_{sc} V_{oc}}$$

Su denominación procede de que indica cómo de cuadrada es la curva característica, lo que está relacionado con la calidad de la célula. Por último, la eficiencia de conversión, η , indica cual es el rendimiento de la célula solar en la transformación de la radiación solar en electricidad. Se define como:

$$\eta = \frac{I_M V_M}{P_L} = \frac{FF \cdot I_{sc} V_{oc}}{P_L}$$

donde P_L es la potencia luminosa incidente sobre la célula. Aunque no es frecuente que se indique en los catálogos de células o módulos es un valor muy utilizado en la comparación de tecnologías energéticas.

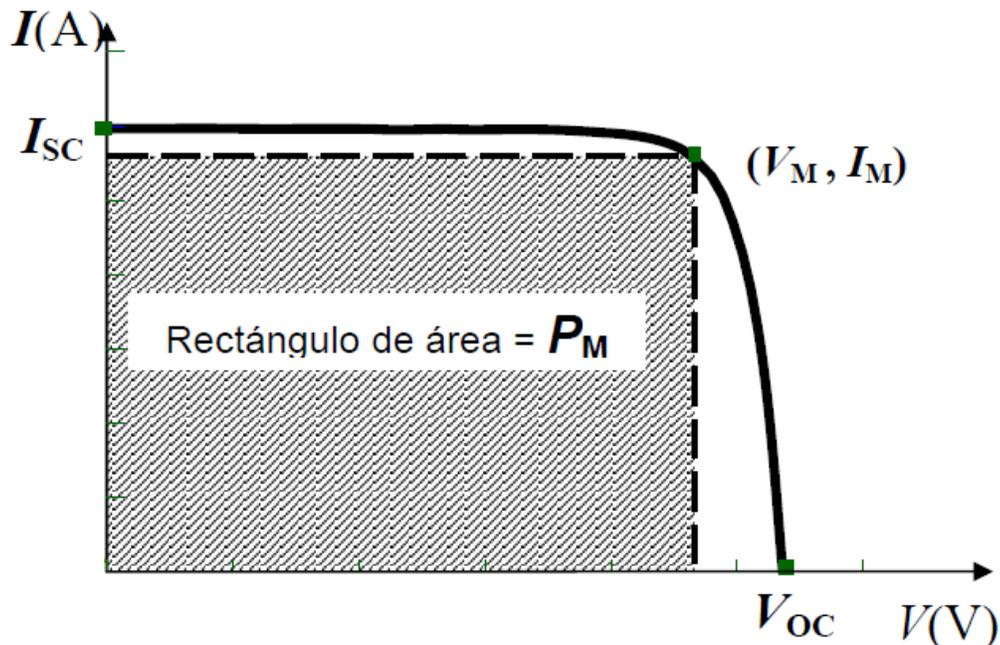


Figura 3.5- Curva VI con algunos de los parámetros característicos

Puede resultar muy útil para el diseño de módulos o para la estimación del tamaño de un generador fotovoltaico, emplear un modelo como el de la figura 3.6 po lo que se reduce la curva exponencial a dos rectas, que puede expresarse en fórmulas:

$$I = \frac{V_{OC} - V}{R_S} ; \quad V \geq V_M$$

$$I = I_{SC} - \frac{V}{R_P} ; \quad V < V_M$$

Todavía se puede simplificar más si se considera que la célula se comporta como una fuente de corriente para valores de voltaje inferiores al del punto de máxima potencia, es decir, $I = I_M$ para $V < V_M$.

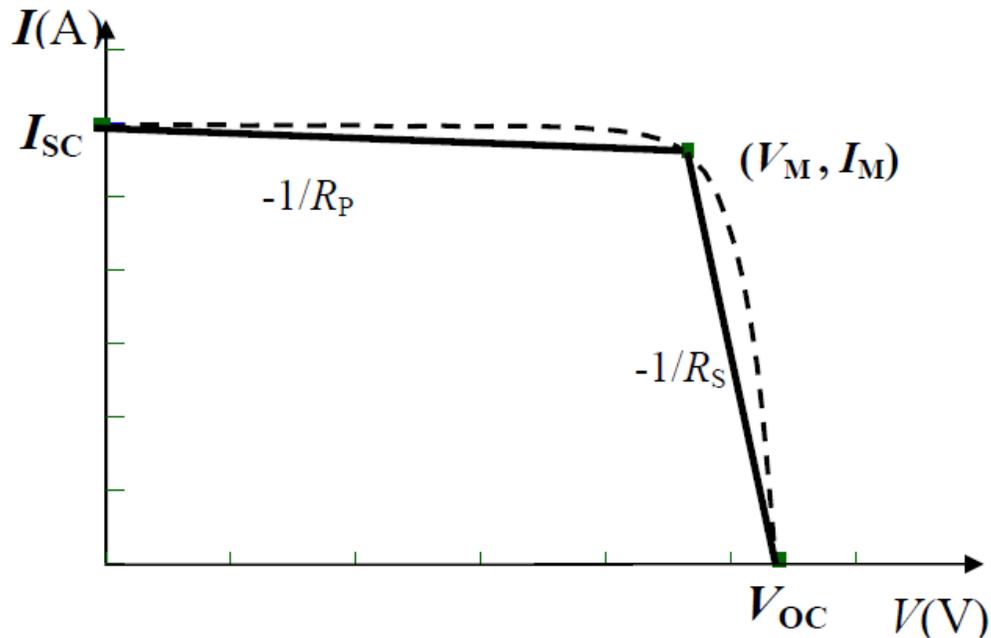


Figura 3.6- Curva VI exponencial reducida dos rectas.

3.1.4- Dependencia con la irradiancia y la temperatura

Las variaciones de irradiancia pueden interpretarse como una variación en el número de fotones por unidad de superficie. En consecuencia, afectan directamente a la corriente fotogenerada. El comportamiento puede considerarse lineal para valores por encima de los 100 W/m² de forma que el nuevo valor de la corriente de cortocircuito puede obtenerse mediante:

$$I_{SG}(G) = \frac{I_{SG}^*}{G^*} \cdot G$$

$G^* \rightarrow$ Radiación nominal

Sin embargo, para que las variaciones de irradiancia modifiquen el valor del voltaje de circuito abierto es necesario que el flujo de fotones sea muy superior al que se recibe directamente del sol. Sólo cuando se utilizan mecanismos ópticos de concentración de la radiación se producen variaciones significativas sobre este parámetro y aún así la dependencia es con el logaritmo del nivel de concentración expresado en soles (1 sol $\equiv G^* = 1000$ W/m²).

En las células sobre las que no se concentra la radiación puede considerarse que el voltaje de circuito abierto, siempre que se mantenga constante la temperatura, es independiente de la irradiancia. El efecto de incrementar la temperatura sobre los procesos de generación es que los electrones requieren

menos energía para liberarse del enlace. En consecuencia, algunos de los fotones que no tenían energía suficiente para romper un enlace ahora sí la tienen. Sin embargo, este efecto solo es notorio ante grandes variaciones de temperatura por lo que dentro del rango de temperaturas de trabajo usuales cuando no hay concentración óptica afecta muy poco a la fotocorriente. La I_{SC} puede considerarse independiente de la temperatura en primera aproximación. Sí afecta, sin embargo a la tensión de circuito abierto, que disminuye a medida que aumenta la temperatura debido a la disminución en el salto energético entre los electrones libres y los enlazados:

$$V_{OC}(T_C) = V_{OC} + \beta(T_C - T_C^*)$$

Donde T_C es la temperatura de la célula. En el caso del silicio el coeficiente de temperatura, β , es de $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$.

Retornando a la influencia de la irradiancia sobre el voltaje de circuito abierto, hay que notar que en el uso habitual de las células la temperatura de trabajo no está controlada, sino que depende del nivel de irradiancia además de la temperatura ambiente. Los fotones con menor energía de la necesaria para la generación calientan el cristal, del mismo modo que el exceso de energía de parte de los fotones. Así habrá que considerar el efecto de la irradiancia sobre la temperatura de la célula para estimar la variación que induce sobre el voltaje de circuito abierto.

3.1.5- El Módulo, comportamiento eléctrico e interconexión

El módulo es la unidad constructiva mínima de un sistema fotovoltaico. Su función es alcanzar determinados valores de voltaje y corriente y garantizar el funcionamiento fiable y prolongado de las células solares que lo componen. Para ello las células están interconectadas en serie y/o paralelo y encapsuladas entre dos superficies que hacen impermeable el módulo, como puede observarse en la Figura 3.7. La cubierta superior es de vidrio templado de alta transmisividad, mientras que la inferior puede ser de material plástico (tedlar) o de vidrio también. Un marco metálico confiere rigidez al conjunto, algunas veces, y permite una adecuada sujeción del módulo. Los módulos destinados a integración arquitectónica no suelen incluirlo. Por última, en el dorso lleva una caja de conexiones con los bornes de salida que permiten la conexión eléctrica del panel y la conexión de elementos de seguridad tales como los diodos de derivación. Existe una gran variedad de módulos en el mercado, realizados con diferentes materiales, que ofrecen una multiplicidad de potencias y tensiones de salida, la mayoría tienen el aspecto de un vidrio de entre 0,5 y 1 m² de superficie, del mismo color que las células pero también los hay flexibles (y enrollables); en forma de placa, de teja o de ventana; con soporte incorporado o no; con soporte orientable mecánicamente o no (a través de sensores se orienta hacia donde se

percibe mayor radiación solar); de distintas tonalidades (negro, azul, pardo, amarillento).

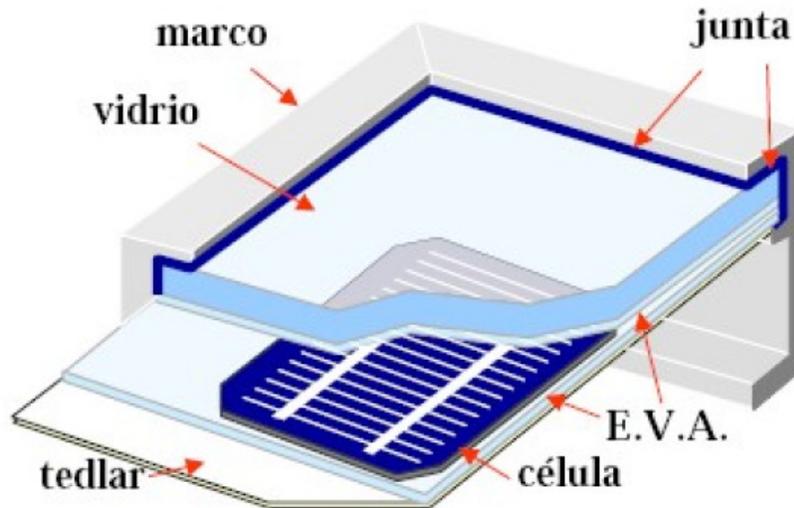


Figura 3.7- Diagrama de un módulo

Para su caracterización, los módulos se ensayan a unas condiciones determinadas: 1 KW/m² de radiación solar y 25 °C de temperatura de las células fotovoltaicas. La máxima potencia generada en estas condiciones por cada módulo fotovoltaico se mide en Wp (vatios pico). Asimismo, la energía producida se mide en KWh, siendo 1 KWh la energía que produciría 1 KWp en condiciones de máxima potencia durante 1 hora.

La producción de celdas está altamente concentrada, las diez empresas más importantes del mundo generan el 85,1% de la producción mundial. Las empresas de origen japonés tienen un 43% del mercado, 24,6% las europeas, y un 23,6% las de E.E.U.U. Por otra parte existen planes de inversión y ampliación en la industria de la ESFV para atender a una demanda con una tasa de crecimiento sostenida e incluso creciente. Si bien dichos planes dependen de las políticas de promoción de las energías limpias implementadas por los distintos gobiernos, en especial de la Unión Europea y Japón, es muy probable que por la gravedad de la crisis ambiental, las mismas deban profundizarse.

El comportamiento eléctrico del módulo fotovoltaico, es decir su característica IV, es acorde con el hecho de que está constituido por combinaciones serie-paralelo de células solares. En la figura 3.8 puede verse la curva IV de un módulo compuesto por 36 células en serie.

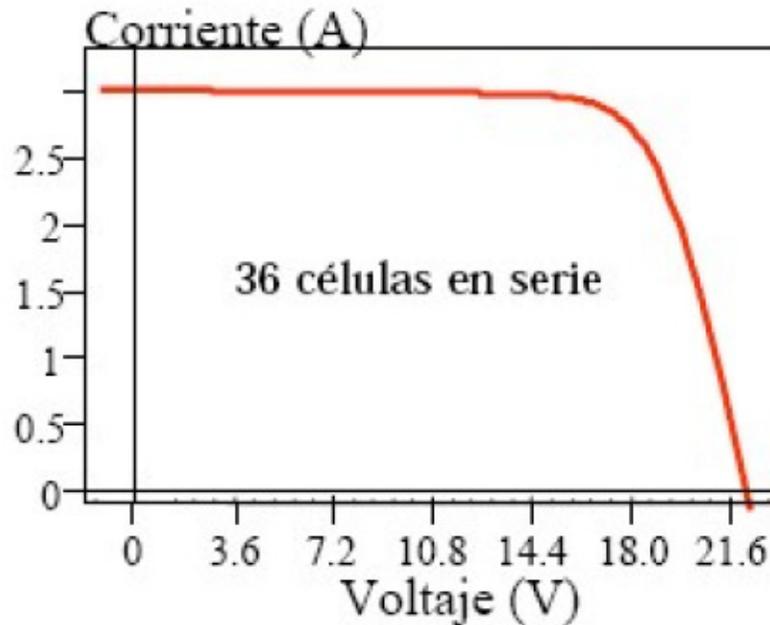


Figura 3.8- Comportamiento eléctrico de un módulo de 36 células en serie

Un módulo que tiene N_P ramas en paralelo, cada una de ellas con N_S células en serie tiene los siguientes parámetros característicos, si se supone que todas las células son iguales:

$$\begin{aligned} I_{SCM} &= N_S V_{OC} \\ V_{OC} &= N_S V_{OC} \\ P_{MM} &= N_S N_P P_M \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{MM} &= N_S I_M \\ V_{MM} &= N_S V_M \end{aligned}$$

Al igual que en el caso de las células, las características del módulo se determinan en condiciones estándar de medida. La caracterización del módulo se completa con la medida de la Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC), definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a las siguientes condiciones de operación:

- Irradiancia 800 W/m²
- Distribución espectral AM 1,5
- Incidencia normal
- Temperatura ambiente 20 °C
- Velocidad del viento >1 m/s

Este parámetro de temperatura, permite calcular la temperatura de célula mediante:

$$T_C = \frac{T_{NOC} - 20\text{ °C}}{800\text{ W/m}^2} \cdot G + T_a$$

A partir de este valor, de la relación de la temperatura de la célula con el valor del voltaje de circuito abierto y del valor de la irradiancia que incide en el módulo se puede obtener la curva IV en cualquier condición de trabajo. El interés de estas ecuaciones se centra en la posibilidad de modelar el comportamiento de los generadores fotovoltaicos en función de la irradiancia y la temperatura para analizar muy diversas cuestiones de diseño como: voltajes de trabajo de los convertidores CC/CA, producción eléctrica o equipos de seguridad.

La realidad difiere de la hipótesis de que todas las células y módulos de un generador fotovoltaico son iguales, y trabajan en las mismas condiciones de operación. Las células y módulos nunca son idénticos debido a la natural dispersión de parámetros, propia de cualquier proceso de fabricación, en especial en la tecnología de dispositivos electrónicos, por lo que la potencia máxima que puede entregar el generador es inferior a la suma de las potencias máximas de los módulos que lo constituyen. A este efecto se le denomina pérdidas por dispersión. En la Figura 3.9 puede verse la distribución de un lote de 1200 módulos obtenida a partir de datos medidos.

Una manera de reducir las pérdidas de dispersión, relativamente sencilla de implementar, consiste en clasificar todos los módulos destinados a un generador en diferentes categorías establecidas en función del valor de I_m , para construir, después, cada rama en serie con módulos pertenecientes a una sola categoría. La mayoría de fabricantes garantizan una dispersión en potencia inferior al 5 % para un mismo modelo. Por otro lado, pueden darse simultáneamente diferentes condiciones de operación dentro del generador. Un ejemplo de esto es cuando determinada área del módulo, o de módulos en un generador, está sombreada por un obstáculo, mientras que la otra recibe radiación directa del sol. En estas circunstancias, la corriente fotogenerada por las células sombreadas es inferior a las otras. Por lo que las ramas de células en serie que incluyen células sombreadas tienen limitada su corriente por éstas. Hasta puede darse el caso de que algunas células se conviertan en cargas y disipen la energía generada por las demás. Este fenómeno se conoce con el nombre de punto caliente.

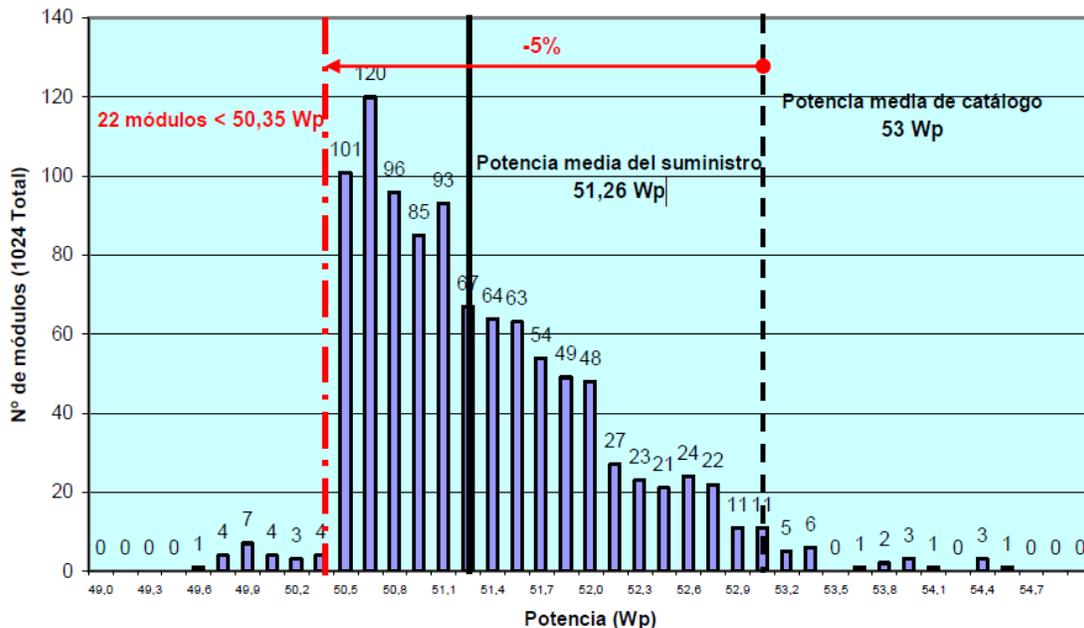


Figura 3.9. Distribución de la potencia de un lote de 1200 módulos, a partir de los datos del fabricante. Fuente: Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid [24]

Para disminuir el riesgo de que se produzca las situaciones de punto caliente, en las que la temperatura que alcanza la célula sombreada puede alcanzar la temperatura de fusión del encapsulante, se conectan los llamados diodos de derivación con grupos de células asociadas en serie, y diodos de bloqueo en cada rama paralela del generador como se muestra en la figura 3.10.

Cuando una célula se sombrea y alcanza determinado voltaje inverso el diodo de derivación correspondiente, conectado en paralelo con el módulo, entra en polarización directa por lo que se establece un camino alternativo de corriente que evita alcanzar valores de potencia disipada peligrosos para la integridad del módulo. El diodo de bloqueo, en serie con cada rama, evita que diferencias en los valores de voltaje entre las ramas provoquen que algunas ramas funcionen como carga de las demás, lo que disminuiría la producción eléctrica.

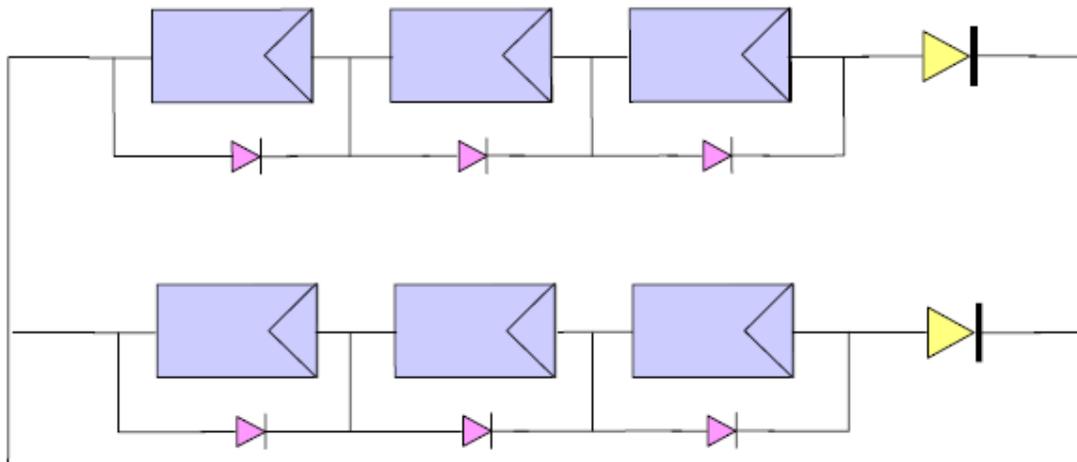


Figura 3.10. Diagrama del conexionado un generador fotovoltaico. Fuente: Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid [24].

3.2- CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

3.2.1- Emplazamiento del sistema. Superficies utilizables. Sombreado.

La capacidad generadora de un Edificio Fotovoltaico Conectado a Red (EFCR) está condicionada en un doble sentido por su emplazamiento: por una parte, el lugar determina el potencial de la radiación solar incidente (cantidad, distribución temporal y proporción de difusa); por otro lado, la ubicación particular del generador (orientación, inclinación y sombras) determina el grado de aprovechamiento de dicho potencial.

En lo que respecta a la posibilidad de captación de la máxima irradiación global anual por una superficie, exige orientar ésta hacia el ecuador, con una inclinación entre 5 y 10° inferior a la latitud del lugar. Pequeñas desviaciones en torno a esta posición óptima suponen, pérdidas de poca importancia, de alrededor de un 0,2%.°C⁻¹ en el entorno de ±15° de desviación en inclinación, y del orden de un 0,05%.°C⁻¹ en el entorno de ±25° en lo que respecta a desviación de la orientación.

Los datos de irradiación específicos del lugar, el llamado Año Meteorológico Típico (AMT o TMY/TRY, siglas de "Typical Meteorological /Reference Year"), formado por valores horarios de irradiación horizontal y temperatura ambiente correspondientes a un año hipotético pero especialmente representativo de la climatología de un determinado lugar, constituye una herramienta estandarizada de cálculo muy completa y ya disponible para numerosas localidades y es el punto de partida para el Modelado de la radiación solar incidente. Por otro lado, la elección de los procedimientos adecuados para estimar la irradiación horaria sobre una superficie cualquiera a partir de los valores correspondientes a la horizontal

constituye un problema ampliamente estudiado, sobre el cual la literatura ofrece soluciones bien probadas. El procedimiento analítico empleado en el Capítulo VI de este trabajo de tesis, permite estimar la irradiación anual incidente sobre cualquier superficie, partiendo del valor correspondiente a una superficie que maximiza la captación anual, dato generalmente disponible. Para ello, se define un Factor de Irradiación:

$$FI = \frac{G_a(\beta, \alpha)}{G_a(\beta_{op}, \alpha_{op})}$$

Donde: $G_a(\beta, \alpha)$ es la irradiación solar anual incidente sobre la sup. considerada $G_a(\beta_{opt}, \alpha_{opt})$ corresponde a una superficie idealmente posicionada

La distribución estadística de la radiación solar afecta a la generación de energía en un EFCR, debido a que la eficiencia de sus componentes, y muy en particular la del inversor, es función de la potencia de trabajo (procedente del generador fotovoltaico).

Sombreado del generador. Método de estimación.

Los obstáculos que proyectan sombras sobre la superficie del generador representan un fenómeno muy frecuente que llega a causar pérdidas de productividad muy significativas, si no se tienen en cuenta. El año meteorológico típico (AMT), junto con un levantamiento topográfico detallado que permita determinar el horizonte local visto por un punto en particular, permite estimar con detalle el impacto energético de las sombras. Para calcular éstas es necesario utilizar la gráfica que determina la posición del sol en cada instante: altura solar frente a acimut, la cual será función de la latitud del lugar considerado. Sobre esta gráfica se "dibujarán" los distintos obstáculos que hacen sombra en la instalación. Normalmente en esta gráfica se suelen utilizar varios días representativos del año. La forma de marcar sobre este mapa las sombras es la siguiente: medir la altura de los distintos objetos que hay en el horizonte, y respecto al norte calcular el ángulo que se encuentran desplazados estos objetos. Utilizar estos datos para dibujar en la gráfica anterior. La altura del objeto será la coordenada y el desplazamiento de su posición respecto al sur será la coordenada x (positivo para objetos al este y negativo al oeste), pero su aplicación puede inducir errores. Por ello, hoy en día existen numerosas las herramientas de cálculo basadas en este procedimiento (programa Heliodón por ejemplo), a veces la complejidad de tales herramientas, y el elevado coste de los levantamientos topográficos restringe la práctica de su utilización a muy pocos casos reales.

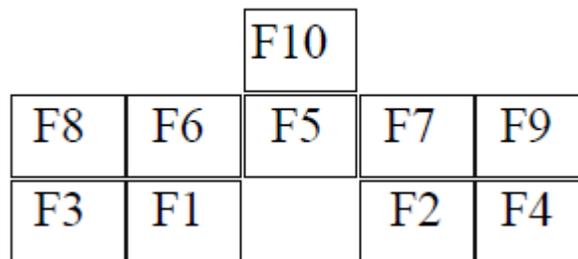
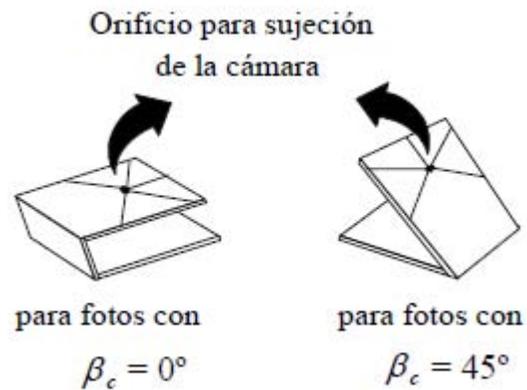
Existe un procedimiento para estimar el impacto de estas sombras en términos de pérdidas en la irradiación anual incidente, basado en la realización de fotografías convencionales. El procedimiento consiste en comparar el perfil de obstáculos visto por el generador fotovoltaico, obtenido fotográficamente, con el mapa de trayectorias del sol a lo largo del año. Para ello, se propone utilizar un objetivo fotográfico de 28 mm., y una estructura de soporte que permita realizar, desde uno o varios puntos del generador, las fotografías indicadas en la Figura

3.11. La disposición de las fotografías según se indica en la figura 3-11 c, permite componer el perfil de obstáculos buscado. Conviene mencionar la posible aparición de una distorsión en las fotografías, consecuencia inevitable de las propiedades ópticas de la lente.

<i>Foto</i>	α_c	β_c
F1	-64°	0°
F2	64°	0°
F3	-128°	0°
F4	128°	0°
F5	0°	45°
F6	-64°	45°
F7	64°	45°
F8	-128°	45°
F9	128°	45°
F10	0°	90°

a-Orientación de la cámara

b- Herramienta auxiliar: Placas señalizadas y orientadas al Norte



c-Perfil de obstáculos fotográfico

Figura 3.11- Descripción del método fotográfico para obtener el perfil de obstáculos

A continuación se debe modificar el tradicional mapa de trayectorias del sol que es una descripción de su recorrido por el cielo en términos de azimut y elevación figura 3.12, introduciéndole los obstáculos.

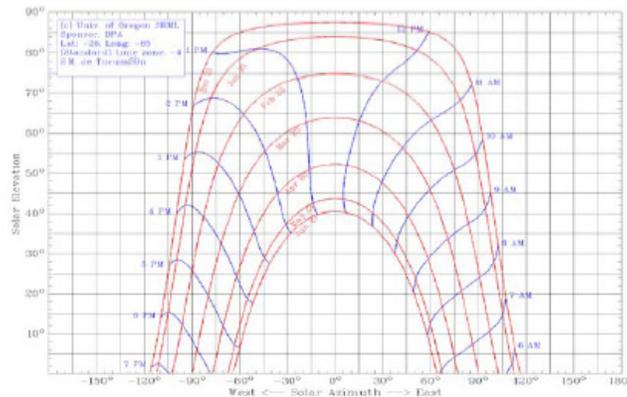
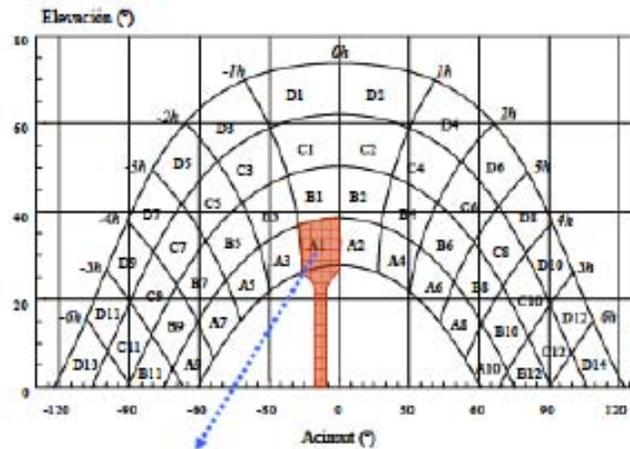


Figura 3.12- Mapa de trayectorias del sol para la ciudad de Tucumán, Argentina.

La figura 3.13 nos muestra el mapa de trayectorias en regiones o cuadros, donde cada uno de ellos, identificado por una letra y un número, representa el recorrido del sol en un determinado periodo de tiempo (una hora y varios días), contribuyendo así con un cierto peso a la irradiación global anual incidente. El hecho de que un obstáculo cubra uno de estos cuadros supone una determinada pérdida de irradiación anual determinada por la fracción de irradiación directa y circumsolar que resulte interceptada por el obstáculo. Finalmente, se compara el perfil de obstáculos fotográfico con el mapa de trayectorias del sol modificado, y se estiman las pérdidas anuales por sombreado sumando las contribuciones de aquellos cuadros total, o parcialmente cubiertos por el perfil de obstáculos (aplicando el correspondiente factor de llenado en caso de ocultación parcial). Cada número es el producto de 2 factores: [contribución del cuadro correspondiente a la irradiación global anual] × [fracción de irradiación directa y circumsolar en dicho cuadro]. El resultado de la suma es un valor denominado Factor de Sombras (FS), equivalente a la fracción de irradiación solar anual interceptada por los obstáculos. Este factor, multiplicado por la irradiación global anual incidente sobre la superficie, proporciona la estimación de pérdidas por sombreado en términos de energía.



3.13- Mapa de trayectorias modificado con obstáculos

3.2.2- El Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico transforma la radiación solar en energía eléctrica continua, en un proceso regulado por la propia eficiencia del generador, caracterizada por su potencia en las denominadas Condiciones Estándar de Medida (STC) por sus siglas en inglés, "Standard Test Conditions", definidas por un espectro solar AM 1.5 Global, irradiancia perpendicular incidente de $1000 \text{ W} \cdot \text{m}^{-2}$ y temperatura equivalente de célula de $25 \text{ }^\circ\text{C}$., y por un conjunto de fenómenos de segundo orden relacionados con las condiciones de operación, fundamentalmente: temperatura de las células, espectro y ángulo de incidencia de la luz solar distintos de las condiciones de referencia, y suciedad de los módulos.

Hay modelos que explican adecuadamente estos fenómenos, cuya consideración para predecir el comportamiento de los generadores es compleja, motivo por el cual se utilizan a continuación procedimientos alternativos más simples y de posible generalización. Es importante tener en cuenta que los EFCR, debido a la integración arquitectónica de los generadores, presentan la particularidad de utilizar en ocasiones superficies muy alejadas de la óptima, en las cuales algunos de los fenómenos señalados cobran una importancia relativa muy superior a la que tienen en otras aplicaciones de la tecnología fotovoltaica. Algo similar sucede con la caracterización eléctrica de módulos y generadores, en la medida en que las diferencias entre los valores adelantados en los diseños y los obtenidos en la realidad puedan mostrar una importante dispersión.

3.2.2.1- Caracterización eléctrica de módulos y generadores

La mayor parte de los módulos fotovoltaicos del mercado se homologan según el estándar internacional IEC 61215 para módulos de silicio cristalino (o IEC 61646 para módulos de capa delgada), que aplican laboratorios calificados sobre módulos de referencia enviados por el fabricante. Resultado de este proceso es, entre otras, la caracterización eléctrica de los módulos a partir de la medida de su

curva I-V, información que pasa a formar parte de las hojas características de los módulos comerciales, típicamente: tensión de circuito abierto (VOC), corriente de cortocircuito (ISC), potencia máxima (Pm), tensión y corriente en dicho punto (Vm , Im) y temperatura nominal de operación de célula ($TNOC$). Los parámetros anteriores, junto con la configuración eléctrica del generador fotovoltaico – asociaciones serie y paralelo de módulos– son los utilizados para calcular las características eléctricas del mismo, referidas a las STC. Llegados a este punto, conviene destacar la importancia del parámetro Potencia nominal del generador fotovoltaico ($P_{nom,G}$) en la caracterización de un EFCR. Diferencias existentes entre el valor teórico, y la realmente instalada (por lo general inferior debido a la tolerancia del proceso de fabricación de módulos, típicamente $\pm 10\%$, y a la representatividad de las características dadas por el fabricante con respecto de los módulos instalados) se traducirán directamente en diferencias de producción energética, de ahí el interés de contar con procedimientos adecuados para su determinación.

Así, para el caso de generadores fotovoltaicos, existen métodos que, aunando medidas experimentales y cálculos posteriores, permiten determinar el valor del parámetro $P_{nom,G}$ con razonable precisión ($\pm 5\%$). En particular, el procedimiento que aquí se recomienda está basado en la medida de la curva característica I-V del generador mediante una carga capacitiva, y su posterior corrección a las CEM utilizando procedimientos de cálculo de tipo algebraico. Este procedimiento se ha revelado de especial utilidad no sólo para la caracterización de la potencia realmente instalada, sino también para operaciones de mantenimiento y detección de fallos tales como fenómenos de punto caliente o contactos defectuosos.

3.2.2.2-Fenómenos de segundo orden.

El potencial energético de un generador fotovoltaico está, obviamente, limitado por el producto de la irradiación incidente por su potencia nominal. En realidad, este límite no se alcanza debido al efecto de fenómenos que pueden denominarse “de segundo orden”, que representan por lo general pérdidas energéticas comprendidas entre el 20 y el 30% de dicho potencial. Tales efectos pueden clasificarse en dos grupos, relativos a la irradiancia incidente y a la temperatura de operación; ambos son descritos a continuación.

Modificadores del ángulo de incidencia

-Transmitancia de los módulos fotovoltaicos

Cuando los rayos solares no inciden perpendicularmente sobre un módulo, se producen ciertas pérdidas por reflexión y absorción en las capas anteriores a las células solares, típicamente vidrio, encapsulante y capa antirreflectante, que reducen la incidencia final de la radiación solar y, por tanto, su transformación en potencia eléctrica. Así, por ejemplo, simulaciones realizadas con datos de localidades entre 20 y 60° de latitud revelan pérdidas anuales comprendidas entre un 3 y un 4% para superficies óptimamente orientadas e inclinadas un ángulo igual a la latitud. Estas diferencias crecen considerablemente para otros ángulos, de

forma que una mayor verticalidad de las superficies supone mayores pérdidas de reflexión cuanto menor sea la latitud del emplazamiento.

-Efecto espectral

La respuesta espectral de un módulo fotovoltaico, si bien en una primera aproximación puede considerarse independiente del ángulo incidente de la irradiancia, depende en realidad tanto de la distribución espectral de la irradiancia incidente como de las características tecnológicas células con respuesta espectral ancha (silicio cristalino) y entre 2 y 4% para células con respuesta espectral estrecha (silicio amorfo).

3.2.2.3-Eficiencia y nivel de irradiancia. Suciedad

La eficiencia de los módulos fotovoltaicos, considerada generalmente constante con la irradiancia incidente, es por lo general decreciente con ésta, dependiendo la variación de las características y tecnología específicas del módulo. La importancia de este hecho en un generador fotovoltaico está relacionada con las características de irradiancia de su emplazamiento, siendo mayor en lugares con baja irradiación en los que, además, suele darse una elevada proporción de radiación difusa. En lo que respecta a la suciedad, en la mayor parte de los casos el agua de lluvia suele ser suficiente para mantener las pérdidas anuales en niveles aceptables; sólo en los casos de generadores sometidos a niveles elevados de contaminación o suciedad localizada (acumulación en la zona de los módulos próxima al marco, excrementos de pájaros, etc.), las pérdidas asociadas pueden alcanzar valores importantes (>15%). En lo que respecta a su caracterización experimental, un sencillo método consiste en comparar, en un dispositivo medidor de irradiancia (célula o módulo calibrado y cortocircuitado por una resistencia de precisión) situado permanentemente lo más cerca posible del generador fotovoltaico, la relación entre la corriente de cortocircuito antes y después de ser limpiado. El resultado obtenido puede servir como Factor de Suciedad — factor de reducción de potencia— en el momento de la medida; su repetición periódica a lo largo de un año permite obtener un valor medio anual.

Los efectos de transmitancia y suciedad anteriormente mencionados pueden englobarse en un único concepto llamado Modificador del Ángulo de incidencia (MAI), que representa la reducción de irradiancia efectiva que incide sobre un módulo o generador fotovoltaico. Diversos autores han propuesto modelos para cuantificar este aspecto. En concreto, el formulado por Rabl para colectores solares térmicos planos, igualmente aplicable para módulos fotovoltaicos con cubierta de vidrio, diferencia los efectos sobre las componentes directa y difusa circumsolar de la radiación solar, de aquellos que afectan al resto de componentes (difusa del horizonte e isotrópica y albedo). Así, utilizando dicho procedimiento para la cuantificación del MAI, y siguiendo un razonamiento similar al empleado para modelar la irradiación solar incidente, se define el Factor de Modificación del Ángulo de incidencia (FMAI) del modo siguiente:

$$FMAI = \frac{MAI_a(\beta, \alpha)}{MAI_a(\beta_{opt}, \alpha_{opt})}$$

donde $MAI_a(\beta, \alpha)$ es el valor que toma el MAI sobre la superficie considerada, y $MAI_a(\beta_{opt}, \alpha_{opt})$ corresponde a un generador con posición óptima.

3.2.2.4-Efecto de la temperatura

El efecto de la temperatura sobre el punto de máxima potencia de un módulo fotovoltaico se puede evaluar a partir de la expresión:

$$P_m = P_{m,ref} \cdot \frac{I_{inc}}{I_{inc,ref}} [1 - \gamma (T_c - T_{c,ref})]$$

donde P_m es la potencia máxima en determinadas condiciones de medida; I_{inc} es la irradiancia incidente; T_c es la temperatura equivalente de operación de las células; γ es el coeficiente de temperatura del punto de máxima potencia, y el subíndice "ref" indica las condiciones de referencia (generalmente, las condiciones estándar). El coeficiente γ toma valores entre 0,4 y 0,5%.°C⁻¹ para módulos de silicio cristalino, y de 0,1 a 0,2%.°C⁻¹ para módulos de silicio amorfo; estos valores pueden considerarse constantes en el rango típico de condiciones de trabajo.

En lo que respecta a la determinación de la temperatura de las células, la expresión siguiente proporciona un buen compromiso entre sencillez y precisión:

$$T_c = T_{amb} + I_{inc}(W/m^2) \frac{TNOC(^{\circ}C) - 20}{800}$$

siendo T_{amb} la temperatura ambiente; la dispersión típica de este modelo es de ± 5 °C, lo que, en términos de potencia eléctrica representa un error inferior al 3%.

Teniendo en cuenta lo anterior, es posible cuantificar el efecto de la temperatura de operación de las células sobre la energía producida por el generador en un determinado período de tiempo τ , a partir del parámetro *Factor de Temperatura (FT)*, definido a continuación:

$$FT = \frac{E_{DC, \zeta}(G_{inc}, T_c)}{E_{DC, \zeta}(G_{inc}, T_{c,ref})} = \frac{\int_{\zeta} P_m(I_{inc}, T_c, t) dt}{\int_{\zeta} P_m(I_{inc}, T_{c,ref}, t) dt} = 1 - \gamma (TOE - T_{c,ref})$$

donde TOE es la Temperatura de Operación Equivalente del generador en el período considerado, ponderada por la irradiancia incidente:

$$TOE_a = \frac{\int_{\zeta} T_c(t) I_{inc}(t) dt}{\int_{\zeta} I_{inc}(t) dt}$$

Al igual que en análisis anteriores, resulta conveniente es recomendable normalizar la TOE con respecto de un generador óptimamente ubicado. Se define así un nuevo parámetro, llamado Factor de Temperatura de Operación Equivalente (FTOE):

$$\text{FTOE} = \frac{\text{TOEa}(\beta, \alpha, T_{\text{amb}})}{\text{TOEa}(\beta_{\text{opt}}, \alpha_{\text{opt}}, T_{\text{amb}})}$$

Por último, cabe mencionar que si no se dispone del valor de la TOE, es posible traducir en una expresión analítica la observación empírica de J. Schmidt "PV en Buildings", Suiza 1992., que indica que pérdidas por temperatura y latitud (φ) están correlacionadas. Ello conduce a:

$$\text{FT} = 1 - 0,065 \sqrt{1 - \frac{(\varphi - 25^\circ)^2}{30}} \quad ***$$

3.2.3- El inversor

El inversor o convertidor DC/AC de un EFCR tiene como función principal la conversión de la potencia continua procedente del generador fotovoltaico en potencia alterna que, en condiciones normales, será inyectada en la Red eléctrica, en sincronía con esta, además de esta función de transformación propiamente dicha, hoy en día los inversores utilizados en EFCR incorporan además otras funciones de control que influyen notablemente en el funcionamiento conjunto del sistema fotovoltaico, tales como: seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, conexión o desconexión de la Red en función de las condiciones de ésta y de la irradiancia incidente sobre el generador, detección de pérdidas de aislamiento, medida de energía, etc.

En lo que respecta a la caracterización de inversores, si bien no existe por el momento una normativa completa que permita la homologación universal de inversores para EFCR, la experiencia de funcionamiento actual con estos equipos indica que determinadas características como son su eficiencia energética anual, el seguimiento del punto de máxima potencia o la inyección de armónicos de corriente, son fuertemente dependientes del emplazamiento concreto del inversor. Por ello, se muestra a continuación una metodología específica que permite la caracterización in situ de inversores, basada en medidas experimentales de parámetros de operación básicos, como son: irradiancia incidente sobre el generador (Iinc), temperatura ambiente (Tamb), tensión y corriente a la entrada del inversor (VDC, IDC), y tensión y corriente a la salida del inversor (VAC, IAC). Las medidas deben realizarse simultáneamente, pudiendo utilizarse para ello una instrumentación razonablemente reducida y sencilla: célula solar calibrada, termómetro, dos osciloscopios o equipos medidores de 2 canales simultáneos, así como un ordenador tipo PC para almacenar los datos. La campaña de medida

debe durar, como mínimo, 1 día; el análisis de las medidas se realiza según se describe a continuación.

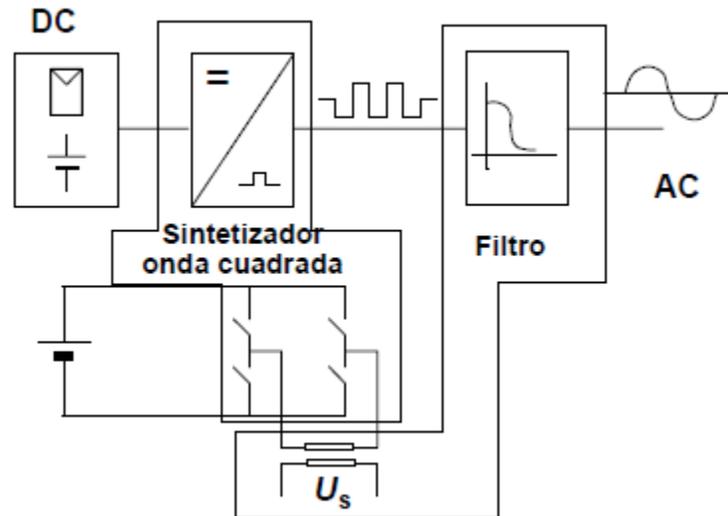


Figura 3.14- Esquema de un inversor.

3.2.3.1-Seguimiento del punto de máxima potencia

Esta característica describe el grado de aprovechamiento que hace el inversor de la potencia disponible del generador fotovoltaico. La dificultad para su evaluación estriba en su dependencia de factores internos y externos al propio inversor, principalmente, la estrategia de seguimiento utilizada, la irradiancia y la temperatura de operación del generador. No obstante, es posible llevar a cabo una evaluación cualitativa mediante la comparación de la potencia a la entrada del inversor con el valor estimado suponiendo un máximo aprovechamiento del generador (máxima potencia), obtenido este último a partir de la realización de 2 tipos de medidas en el mismo día o en días muy próximos: Una única adquisición, en un instante cercano al mediodía solar, de la característica I-V del generador, que permita determinar su potencia máxima en las condiciones particulares de la medida, P_{m0} (W) en I_{inco} (W.m⁻²) T_{amb0} (°C). Estos valores, a su vez, permiten conocer calcular el valor que va a ser considerado como referencia:

$$P_{m,ref} = P_{m0} \cdot \frac{I_{STC}}{I_{inco}} \cdot \frac{1}{(1 - \alpha [T_C (T_{amb0}, I_{inco}, T_{NOC}) - T_{C,STC}])}$$

Donde $T_{C,STC}=25$ °C.

Medidas simultáneas y con carácter periódico de la potencia extraída del generador ($P_{m,i}$) y las condiciones climatológicas asociadas ($I_{inco,i}$, $T_{amb,i}$).

Mediante estas es posible estimar los valores teóricos de la potencia máxima del generador, disponibles en cada momento:

$$P_{m,ei} = P_{mo} \cdot \frac{l_{inc,i} \cdot 1 - \tau [T_C (T_{amb,i}, l_{inc,i}, TNOC) - T_{C,STC}]}{l_{inc,o} \cdot 1 - \tau [T_C (T_{amb,o}, l_{inc,o}, TNOC) - T_{C,STC}]}$$

Asimismo, y como ayuda a la interpretación de los resultados, pueden resultar de utilidad representaciones gráficas adicionales elaboradas a partir de medidas simultáneas, que permitan analizar: la proporcionalidad entre potencia e irradiancia incidente, y la correlación entre potencia, tensión de trabajo e irradiancia a lo largo del tiempo.

3.2.3.2-Eficiencia de conversión

La eficiencia de conversión DC/AC de un inversor, parámetro indicativo de las pérdidas que introduce el equipo durante el proceso, es función de su potencia de operación. La literatura ofrece diversos modelos para describir esta función, de entre los cuales el de Schmidt "Concerted Actions on PV Systems Technology and Coordination of PV Systems Development", Task 6 del proyecto JOULE II con referencia 0120 (Mayo, 1993).resulta especialmente adecuado por representar un excelente compromiso entre precisión y complejidad. Basado en medidas experimentales, propone la siguiente ecuación para describir la eficiencia instantánea de conversión:

$$\eta(P_o) = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + \text{Pérdidas}} = \frac{P_o}{P_o + (k_0 + k_1 P_o + k_2 P_o^2)}$$

Donde $P_o = \frac{P_{salida}}{P_{max\ salida}}$

es la potencia de salida normalizada con respecto de su valor máximo y los parámetros k_0 , k_1 y k_2 son susceptibles de interpretación física:

k_0 representa las pérdidas denominadas "de autoconsumo", independientes de la potencia de operación: pérdidas en el transformador de salida, dispositivos de control y regulación, medidores e indicadores, dispositivos de seguridad que operan permanentemente, etc. Afecta a la eficiencia especialmente cuando el inversor trabaja a niveles bajos de su factor de carga ($\rho \leq 0,5$), hecho relativamente frecuente en un EFCR, por lo que su minimización es crítica en esta aplicación. Valores típicos en inversores actualmente utilizados están en el rango 1-4%; un buen inversor se caracteriza por pérdidas de autoconsumo inferiores al 1%;

k_1 representa las pérdidas linealmente dependientes de la potencia de operación (diodos, dispositivos de conmutación, etc.);

k_2 representa las pérdidas que dependen cuadráticamente de la potencia de operación (cables, bobinas, resistencias, etc.).

Los valores de los parámetros característicos k_0 , k_1 y k_2 pueden obtenerse ajustando la función eficiencia a un conjunto de valores experimentales, derivados de la medida simultánea de las potencias de entrada y salida del inversor, realizada en el rango mayor posible de su factor de carga. En concreto, se pueden utilizar las siguientes expresiones:

$$k_0 = \frac{1}{9} \cdot \frac{1}{\eta_1} - \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{\eta_{0,5}} + \frac{5}{36} \cdot \frac{1}{\eta_{0,1}}$$

$$k_1 = -\frac{4}{3} \cdot \frac{1}{\eta_1} + \frac{33}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{0,5}} - \frac{5}{12} \cdot \frac{1}{\eta_{0,1}} - 1$$

$$k_2 = \frac{20}{9} \cdot \frac{1}{\eta_1} - \frac{5}{2} \cdot \frac{1}{\eta_{0,5}} + \frac{5}{18} \cdot \frac{1}{\eta_{0,1}}$$

donde $\eta_{0,1}$, $\eta_{0,5}$ y η_1 son los valores de eficiencia instantánea correspondientes a $p_o=0,1$, $0,5$ y 1 , respectivamente. Conviene mencionar que dicho ajuste puede, en algunos casos, conducir a valores negativos para alguno de los parámetros, lo que, obviamente, entra en contradicción con el sentido físico descrito con anterioridad. Esto es inherente al método experimental en particular, pero no tiene efectos sobre las estimaciones energéticas que, en último extremo, constituyen el objeto de esta discusión.

Por otra parte, un parámetro de especial interés para la aplicación de los EFCR es la eficiencia energética del inversor, definida como el cociente entre las energías de salida y entrada al equipo durante un determinado periodo de tiempo (un año, en este caso). Aquí, al igual que con el seguimiento del punto de máxima potencia, van a influir factores tanto internos como externos al equipo. Los segundos (tamaño y ubicación del generador fotovoltaico) serán analizados en la sección 3.2.4. En lo que respecta a la influencia de factores internos (los parámetros característicos del inversor), simulaciones detalladas de EFCR con idénticos valores de potencia nominal del generador y potencia máxima del inversor, y operando en distintas climatologías, muestran un peso relativo muy importante del parámetro k_0 . Además, se observa que existe una dependencia lineal de la eficiencia energética con los parámetros característicos, la cual puede expresarse como:

$$\eta_{EI} (\%) = 100 - a \cdot k_0 - b \cdot k_1 - c \cdot k_2$$

$a = 2,5$ (Sur de Europa)

$a = 3,5$ (Centro y norte de Europa)

$$b = b(k_0) = -0,0215 \cdot k_0 + 0,7492$$

$$c = c(k_0) = -0,0108 \cdot k_0 + 0,3797$$

y los parámetros k_0 , k_1 y k_2 se expresan en %.

A modo de ejemplo, para un inversor con parámetros característicos medios ($k_0=1\%$, $k_1=3\%$ y $k_2=5\%$), las expresiones proporcionan para el caso de Madrid una eficiencia del 93,5%. [Nota: Por defecto, pueden utilizarse los valores medios constantes $b = 0,642$ y $c = 0,326$ para el cálculo de la eficiencia energética. El error máximo cometido en este caso se estima de un 4%].

Por último, una completa descripción de la relación que existe entre eficiencia y la potencia de operación en un inversor debe considerar, además de los valores de k_0 , k_1 y k_2 , su comportamiento relativo al arranque y a la sobrecarga. En el primer caso, es importante que el inversor se mantenga en estado de espera, es decir, con sus circuitos de potencia apagados, mientras la potencia disponible en el generador fotovoltaico sea inferior a las pérdidas del propio inversor. La determinación del correspondiente nivel de irradiancia debe, por tanto, incluirse entre los objetivos de los ensayos a realizar sobre cualquier equipo.

En lo que respecta a la sobrecarga, conviene saber que pueden plantearse ocasiones en las que la potencia disponible en DC supere la potencia máxima que puede manejar el inversor. Un buen equipo debe, en ese caso, mantener una potencia a la salida igual a ese valor máximo, desplazando adecuadamente el punto de trabajo del generador fotovoltaico.

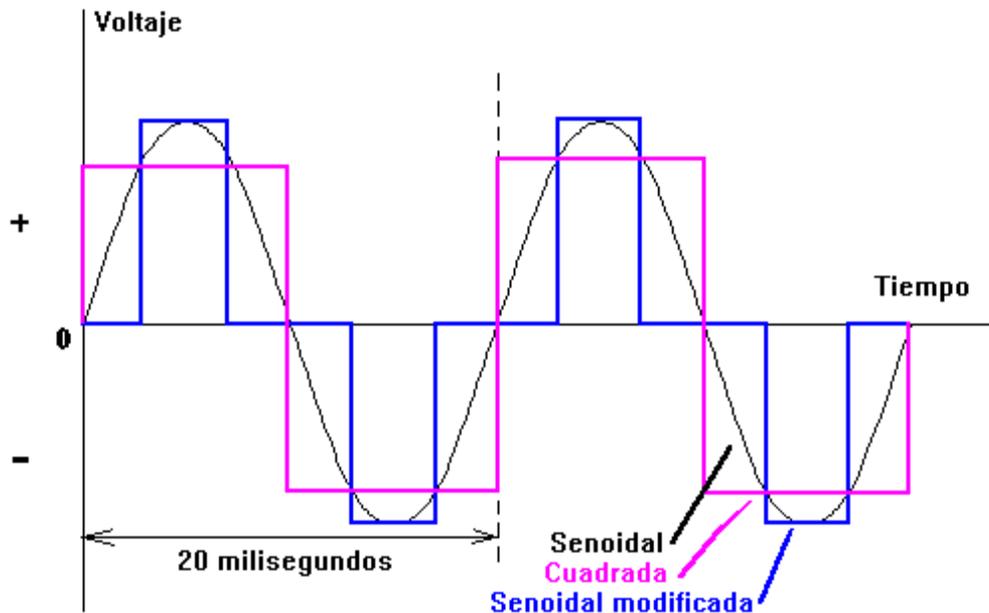
3.2.3.3-Calidad del suministro. Fiabilidad

Tan importante es un buen aprovechamiento de la energía disponible por parte del inversor — elevada eficiencia instantánea— como asegurar que la potencia entregada a la Red cumpla unos mínimos requisitos de calidad. Esta característica puede comprobarse fundamentalmente a través de dos parámetros:

- El contenido en armónicos de la corriente de salida, especificado individualmente para cada armónico o a través de la Distorsión Armónica Total, o THD (siglas de “Total Harmonic Distortion”). Ambos son indicativos de en qué medida se asemeja la forma de onda de la corriente a una senoide ideal de frecuencia fija (50 Hz en Europa). Ver figura 3.15.
- El Factor de Potencia, también conocido como Coseno de phi ($\cos \phi$), que cuantifica el desfase entre las ondas de tensión y de corriente inyectada en la Red.

Ambos pueden estimarse muestreando varias veces a lo largo de un día las señales de corriente y de tensión mediante un osciloscopio con ancho de banda suficiente, y tratando los resultados mediante la herramienta matemática denominada Transformada Rápida de Fourier, disponible en numerosos programas de análisis matemático. En lo que respecta a los armónicos, los límites máximos permitidos serán los establecidos por normas internacionales de Compatibilidad Electromagnética o por la compañía eléctrica local.

En lo tocante a la fiabilidad, el inversor debe soportar sin daño la ocurrencia de determinadas situaciones potencialmente peligrosas, tales como operación en cortocircuito y circuito abierto del generador fotovoltaico, sobretensiones en DC y AC, desviaciones de tensión y frecuencia de Red, etc.



3.15- Funcionamiento de un inversor de corriente. Fuente: Garreta F. Centro de Investigación Hábitat y Energía, Facultad de Arquitectura, Diseño y Urbanismo, UBA, Argentina

3.2.4-Tamaño relativo generador-inversor

La conveniencia de sobredimensionar el generador fotovoltaico respecto del inversor ha sido repetidamente puesta de manifiesto desde los primeros EFCR, dado que, en general, esta medida permite reducir el precio del sistema —inversor más pequeño— sin afectar significativamente a su eficiencia energética. Cuantificaremos esta característica de un EFCR mediante un parámetro adimensional denominado Factor de Dimensionado del inversor:

$$F_{DI} = \frac{P_{\max, \text{Inversor}}}{P_{\text{nom}, \text{Generator}}} = \frac{P_{\max, I}}{P_{\text{nom}, G}}$$

Para localidades del norte, centro y sur de Europa, se han propuesto en el pasado, determinados rangos de FDI, pero estas recomendaciones, basadas en proyectos de demostración y, por tanto, con evidencia empírica contrastada, resultan sin embargo demasiado genéricas para su aplicación a los EFCR dada la extensa variedad de superficies susceptibles de integrar generadores fotovoltaicos. Por lo tanto en la actualidad se emplean herramientas que permiten calcular la productividad esperable de un Edificio Fotovoltaico Conectado a Red (EFCR), una vez conocidos su ubicación y el criterio de dimensionado escogido. La herramienta

en cuestión está relacionada con el Rendimiento Global del sistema, PR , que representa, de la energía útil que, teóricamente, podría generar el sistema fotovoltaico (suponiendo que el generador operase continuamente a 25 °C), la fracción finalmente entregada al usuario o la Red.

3.2.5- Generación de energía en Edificio Fotovoltaico Conectado a Red.

Se han identificado los distintos factores que influyen en el proceso de generación de energía útil de un Edificio Fotovoltaico Conectado a Red (EFCR): emplazamiento del generador (ubicación, sombras), potencia máxima disponible del generador; fenómenos de segundo orden (condiciones reales de operación: respuesta espectral y angular, suciedad, temperatura), y características del inversor (eficiencia, tamaño). Véase e la Figura 3.16, el diagrama unifilar de un EFCR. Pero, para calcular la energía esperable de un EFCR, por ejemplo la Estación de Autobuses de Santiago del Estero, conviene reordenar las expresiones planteadas, según se describe a continuación.

3.2.5.1- Datos de partida

Generador: potencia nominal ($P_{nom,G}$), ubicación (α, β), Factor de Sombras (FS).

Inversor: parámetros característicos (k_0, k_1, k_2), Potencia máxima ($P_{max,I}$), tamaño relativo generador-inversor (FDI).

Ubicación óptima en la localidad: latitud (ϕ), inclinación (β_{opt} , por defecto, $\phi - 10^\circ$), Productividad de referencia (YR, valor que coincide numéricamente con la irradiación anual en kWh.m²)

Modificador del Ángulo de incidencia (MAI, por defecto puede utilizarse el valor 0,92)

Factor de Temperatura (FT, por defecto, puede utilizarse la expresión *** página 92).

3.2.5.2- Estimación de la energía esperable de la ubicación óptima

$E_{FV, opt} = P_{nom,G} \cdot YR \cdot MAI \cdot PR_{opt}$

Dónde $PR_{opt} = PR(\beta_{opt}, \alpha_{opt}; k_0, k_1, k_2, FDI)$ es el Rendimiento Global esperable de un sistema de idéntica tecnología y diseño, pero ubicación óptima.

3.2.5.3- Estimación de la energía esperable del EFCR

$E_{FV} = E_{FV, opt} \cdot FI \cdot (1 - FS) \cdot FMAI \cdot FPR$

donde FI es el Factor de Irradiación;

FS es el Factor de Sombras;

FMAI es el Factor de Modificación del Ángulo de incidencia;

y FPR, que denominaremos Factor de Rendimiento Global del sistema, viene dado por el producto:

$$FRP = \frac{PR(\theta, \alpha, k_0, k_1, k_2, FDI)}{PR(\theta_{opt}, \alpha_{opt}, k_0, k_1, k_2, FDI)}$$

$$= \frac{FT(\theta, \alpha)}{FT(\theta_{opt}, \alpha_{opt})} \times \frac{\eta_{EI}(\theta, \alpha, k_0, k_1, k_2, FDI)}{\eta_{EI}(\theta_{opt}, \alpha_{opt}, k_0, k_1, k_2, FDI)}$$

La descomposición realizada para el cálculo de energía útil generada por un EFCR ofrece las siguientes ventajas:

- Permite establecer una distinción entre lo tecnológicamente esperable del EFCR, dadas sus características (EFV_{opt}), y las pérdidas debidas a las condiciones de operación (ubicación no óptima, sombras);
- Proporciona de forma diferenciada las pérdidas asociadas a los distintos elementos que influyen en el proceso de generación;
- Permite analizar el efecto que tendrían modificaciones puntuales en el dimensionado del sistema (ubicación, selección de componentes, tamaños relativos) sobre la energía anual generada.

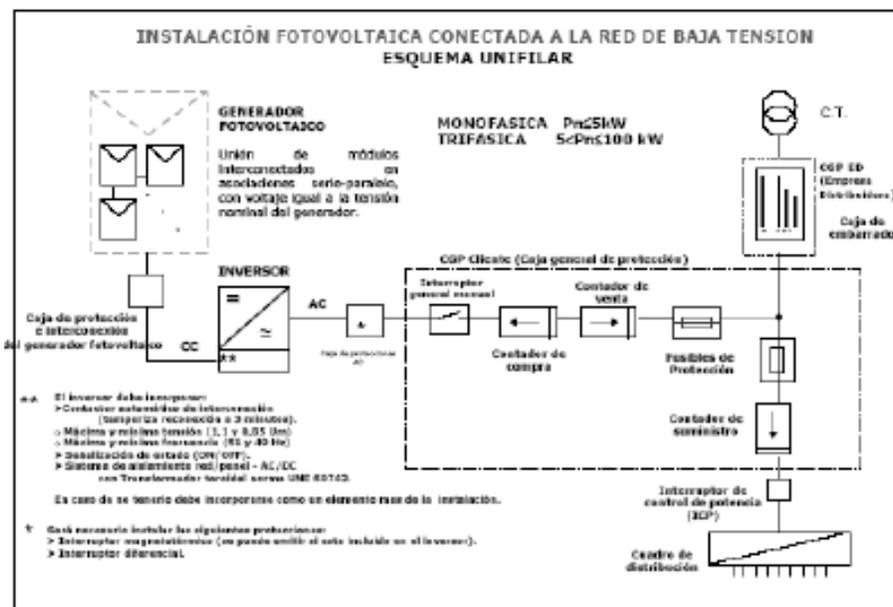


Figura 3.16-Esquema unifilar de una instalación fotovoltaica conectada a red

3.2.5.4-Marco legal en Latinoamérica

Aunque ya es bastante común en la Unión Europea y en los Estados Unidos de América-EUA [25], la incorporación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica en América Latina es bastante reciente. Las primeras experiencias en este campo fueron realizadas en Brasil y datan de mediados de la década de 90. En Brasil, por falta de un marco legal que las ampare, este tipo de instalaciones está operando en universidades, institutos de investigaciones o concesionarias de energía.

En México, en octubre del año 2006 fueron entregadas 220 viviendas de interés social con sistemas fotovoltaicos de 1 kWp de potencia [26], y recientemente en este país fue autorizada la conexión a la red eléctrica y la venta de energía a través de una tarifa plana (energía generada y consumida tiene igual costo).

Los demás países latinoamericanos, incluyendo Argentina, no poseen proyectos, legislación adecuada, o están tratando a nivel tecno-político la posibilidad de la electrificación urbana utilizando tecnología fotovoltaica. En el caso específico existe información de apenas un sistema que fue conectado a la red (Greenpeace, 2003), pero sin un adecuado estudio previo y posterior a su instalación.

El sector eléctrico, dominado por el paradigma de generación centralizada, puede beneficiarse y abrir espacio a tecnologías de generación distribuida mediante la incorporación de generación solar en los techos en entornos urbanos. Este tipo de sistemas de generación descentralizada permite evitar pérdidas de energía e inversiones en el sistema de transmisión y distribución de energía y además, estas micro - usinas, no precisan área extra ya que están integradas a las edificaciones.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son actualmente considerados como una alternativa de generación urbana de energía eléctrica, por ser instalaciones que entregan energía eléctrica al sistema interconectado en momentos diurnos de alta demanda, causados, por ejemplo, por equipos de aire acondicionado durante el periodo estival, caso de la región norte de nuestro país.

3.2.5.5 - Aspectos económicos y medioambientales

El análisis de los costes de este tipo de instalaciones depende de multitud de factores, desde técnicos: tipo de instalación, coste de inversión, mantenimiento y conservación, hasta de política energética: bonos de Carbono contemplados en los Proyectos MDL, precio de la energía y ayudas públicas, pasando por factores de política económica: tipos de interés e inflación, medioambientales: costes ecológicos y sociales, gustos y preferencias, modas, etc. Al hacer una inversión económica que beneficia a la sociedad (reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero, o minimizando los problemas de residuos radioactivos y accidentes nucleares), el gobierno, que es el encargado de velar por la sociedad en su conjunto, debe devolver la parte proporcional de ese beneficio. Al considerar todo lo que se conoce como externalidades (costes reales no incluidos en los precios), la política económica debe compensar a los ciudadanos en forma de ayudas, exenciones de impuestos, etc., y aunque ese apartado es siempre impreciso y más lento de lo deseable, también es imparable porque así lo ha asumido toda la comunidad internacional. Mientras se internalizan todas estas externalidades y para tener una idea, la inversión dependerá del tamaño de la instalación y de su conexión, o no, a la red eléctrica: para instalaciones entre 3 y 300 kWp, el coste por vatio instalado y conectado a la red eléctrica puede estar

entre 4,5 a 6 euros/Wp respectivamente, según datos de ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica). El precio de los paneles suele ser entre el 45 % -50 % del coste total de la inversión, que unido al resto de equipo necesario supone entre el 70 % -75 % del coste total, siendo el 25 % -30 % restante destinado a la ingeniería, administración, y gastos generales. Sin embargo, habitualmente, cuando decidimos cómo se gasta el dinero, también se tiene en cuenta criterios distintos a la rentabilidad económica, como son la calidad de vida, los gustos y preferencias personales, la "moda", el divertimento, la ideología, la postura ante el medio ambiente, etc. Por último, hay que evaluar el retorno económico y en ese apartado, además del precio de la electricidad, influye la cantidad que se pueda producir. Existen una serie de factores importantes a la hora de saber cuánta electricidad se va a generar, dado que el panel fotovoltaico produce electricidad en función de la radiación solar, el lugar donde esté instalado, la inclinación, la polución o el mantenimiento que se aplique.

La recuperación del consumo energético realizado en la fabricación de los paneles se rentabiliza en 2-3 años de funcionamiento y no produce daños al medio ambiente. Si no tenemos en cuenta las ayudas mediante subvenciones, que no siempre se perciben y suponen una gran incertidumbre, o ayudas en la financiación y sólo nos fijamos en la retribución por energía vendida, hoy los plazos de amortización de la inversión son de 20 años. Es de esperar que los costes de esta tecnología se reduzcan significativamente en los próximos diez años.

A diferencia de los combustibles fósiles y la energía nuclear, la energía fotovoltaica no contamina. Una instalación de tecnología fotovoltaica se caracteriza por su simplicidad, silencio, larga duración, requerir muy poco mantenimiento y una elevada fiabilidad. No obstante, ninguna fuente de energía es absolutamente inocua. En el caso de la fotovoltaica, aunque su uso no origina ningún impacto, la fabricación de las células de Silicio requiere una gran cantidad de energía, y el uso de elementos tóxicos, por lo que los fabricantes deben reducir el consumo de esos compuestos, reutilizarlos y reciclarlos siempre que sea posible, y evitar el vertido incontrolado de sus residuos. A pesar de esto, considerando el ciclo de vida completo de la tecnología solar fotovoltaica (desde la extracción de la materia prima hasta el final de su vida útil), el impacto sobre la naturaleza es incomparablemente menor que las tecnologías basadas en combustibles fósiles o nucleares. Por otro lado, la tecnología fotovoltaica tiene el valor añadido de generar puestos de trabajo y emplear recursos autóctonos, disminuyendo la dependencia energética del exterior, y de utilizar una fuente de energía inagotable: el Sol.

CAPITULO IV

CASO DE ESTUDIO: EDIFICIO ESTACIÓN DE AUTOBUSES DE SANTIAGO DEL ESTERO “PRESIDENTE NESTOR KIRCHNER”

Resumen:

En este capítulo se presenta el Caso de Estudio. Se procede al análisis del sitio desde su Entorno, Contexto, Tipología y Lenguaje. Se hace una crítica a la accesibilidad del edificio y al consumo energético del mismo. Y se presenta la Propuesta general de reconversión mediante aplicación de tecnología Fotovoltaica en la cubierta que será desarrollada en el próximo capítulo.

Contenido:

4.1-Análisis del sitio de estudio

- 4.1.1- Entorno
- 4.1.2- Contexto
- 4.1.3-Tipología
- 4.1.4-Lenguaje

4.2- Crítica

- 4.2.1- La accesibilidad
- 4.2.2- Consumo energético

4.3- Integración de sistemas tecnológicos basados en energías renovables. Introducción a la propuesta de reconversión del edificio.

CAPITULO IV

CASO DE ESTUDIO: EDIFICIO ESTACIÓN DE AUTOBUSES DE SANTIAGO DEL ESTERO PRESIDENTE NESTOR KIRCHNER

“Cuando uno intenta mirar desde afuera al sistema santiagueño, quizás lo primero que percibe es una sociedad en tensión entre el pasado heroico y poderoso correspondiente a los siglos XVI y XVII y una voluntad de modernización desde un presente en crisis”.

Arq. Rodolfo Legname

4.1. Análisis del sitio de estudio: Edificio de la Estación de Autobuses de Santiago del Estero.

4.1.1-Entorno

El edificio de la terminal de ómnibus está situado en una zona residencial donde las viviendas poseen altura media no mayor a dos pisos, lo que lo sitúa en escala, no sobresaliendo por su altura pero sí por sus dimensiones, obsérvese en la Figura 4.1.



Figura 4.1 Vista general nocturna del edificio y su entorno construido.

El entorno implica además analizar las condiciones climáticas de la zona (temperaturas, humedad relativa, vientos, precipitaciones) y para eso se presentan el climograma en la Figura 4.2, la temperatura promedio del aire en Figura 4.3.

Los vientos dominantes en la provincia son los del Norte y del Sur, que representan la casi totalidad de los vientos reinantes y los menos frecuentes los del Nordeste, Sudeste o Este. Los más beneficiosos son los del Sur, porque provocan lluvias del tipo frontal. En lo que se refiere a la frecuencia de los vientos, la menor corresponde a los meses de mayo y junio y los de máxima a los meses

en agosto y septiembre. La velocidad media mensual del viento señala la mayor velocidad durante octubre y noviembre (11 km./h) y la mínima en los meses de mayo y junio (7 km./h). Los vientos más fuertes tienen lugar en los meses de julio, agosto y septiembre, siendo los del sur y norte de mayor velocidad media. En general no hay vientos de grandes velocidades en la provincia de Santiago del Estero, excepcionalmente los del norte y sur alcanzan velocidades de hasta 75 km/h.

La nubosidad del territorio tiene poca amplitud. La correlación entre el estado luminoso - días claros - días nublados - es de 259 días claros y 105 días nublados, dando una proporción de 71% en los primeros y 29% en los segundos. La proporción de días claros se halla de acuerdo con la proporción de 69% de horas de sol posibles que tiene la provincia por su latitud.

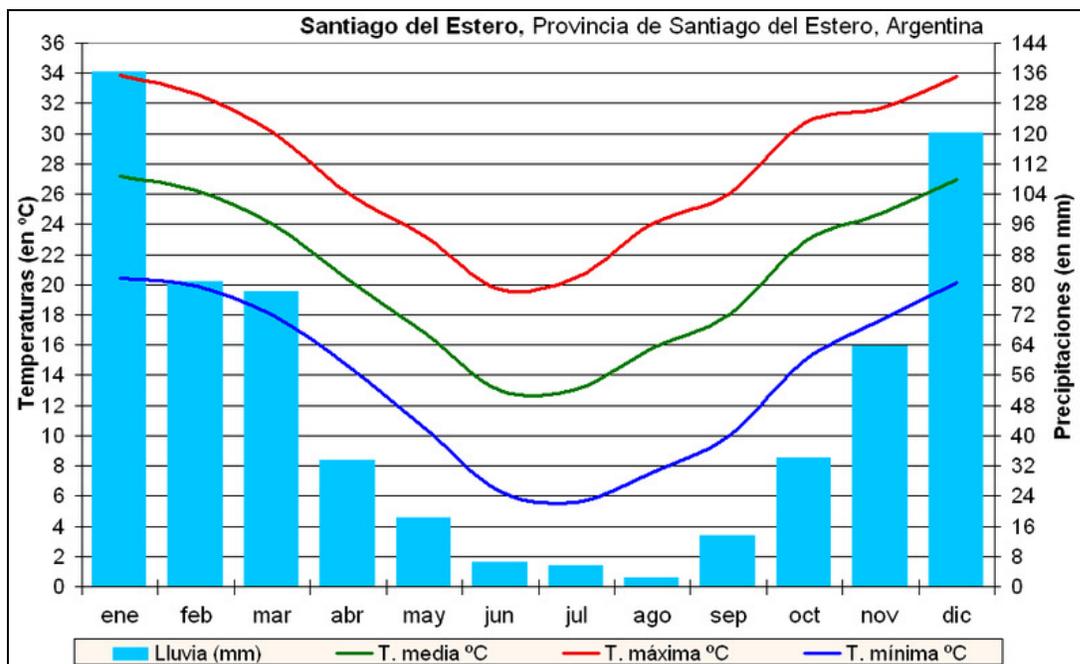


Figura 4.2- Climograma -Datos climáticos de Santiago del Estero

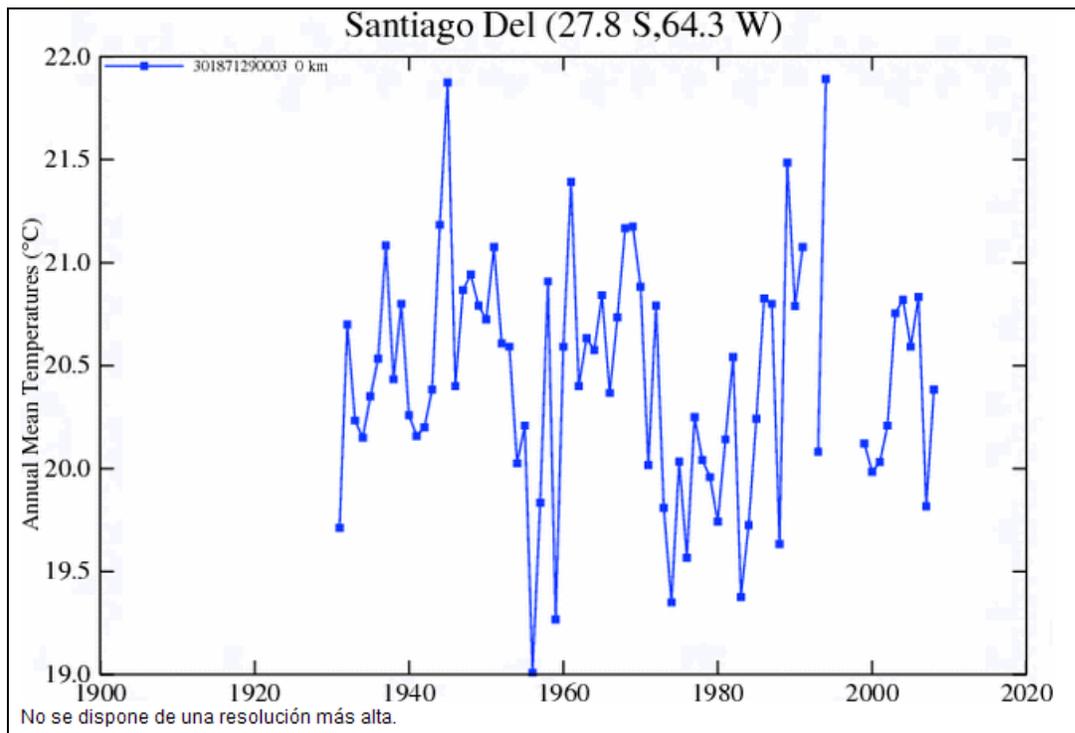


Figura 4.3 -Temperatura promedio del aire- Archivo de la NASA 2008

Recurso Solar

Para proyectar y analizar Sistemas solares se debe en primer lugar conocer el Recurso Solar y conocer la trayectoria del Sol, recién a partir de esto podremos: Diseñar edificios, inclinar los colectores solares, construir seguidores solares. De la posición del sol surgen las ecuaciones, y la irradiancia en cada lugar y momento, de la hipótesis de combinación de día claro y nublado, y de las mediciones sobre superficie horizontal, nace el modelo matemático de irradiación para superficies inclinadas.

Declinación Solar:

$$\delta = 23,45 \cdot \text{sen}[360/365 (n - 81)] [^\circ] =$$

n día juliano n = 219

$$\delta = -16,26^\circ$$

(Para el HS por convención es negativo)

Posición solar en cualquier instante de tiempo.

Queda definido si se conoce los ángulos γ (ángulo de altitud solar) y ψ (Azimut solar) estos dependen de la latitud, del día del año y de la hora del día.

Aplicando relaciones trigonométricas

$$\text{Sen } \gamma = \cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos H + \text{sen } L \text{ sen } \delta. =$$

$$\text{Sen}\psi = \cos \delta \cdot \text{sen } H / \text{cos}\gamma$$

H = ángulo horario= formado por el meridiano del observador y el meridiano donde se encuentra el sol= meridiano local – meridiano solar

$$H_{sr} = \cos^{-1} (-\text{tag } L \text{ tag } \delta) \quad (\text{sol naciente} + \quad \text{sol poniente} -)$$

Posición solar en el mediodía solar

Mediodía solar instante de tiempo en que el sol intercepta el Plano del meridiano del lugar. Entonces $\psi = 0$ y γ es máximo y es γ_N .

$$\gamma_N = 90^\circ - L + \delta$$

Datos:

Ciudad: Santiago del Estero – Latitud S $-27,78^\circ$, longitud O $64,26^\circ$, altitud 180 m

Día del año: 07/08/2.009 - Juliano $n = 219$

Mediodía solar: 13,22 hs – Suministrados en la página del Servicio Meteorológico Nacional

Hora escogida para el cálculo: 16, 22 hs

$\delta = -16,26^\circ$ p/ $n = 219$. Para el HS por convención es negativo

$H = -45^\circ$

Altitud solar:

$$\text{Sen } \gamma = \cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos H + \text{sen } L \text{ sen } \delta. = 0,4701$$

$$\gamma = 28,00^\circ$$

Azimut:

$$\text{Sen}\psi = \cos \delta \cdot \text{sen } H / \text{Cos}\gamma = 0,983 \quad \Psi = 50,24^\circ$$

Empleando $\gamma_N = 90^\circ - L + \delta$

$\gamma_N =$ p/ 21 de Junio

$$\gamma_N = 38,80^\circ$$

$\gamma_N =$ p/ 21 de Septiembre/ 21 de Marzo

$$\gamma_N = 62,22^\circ$$

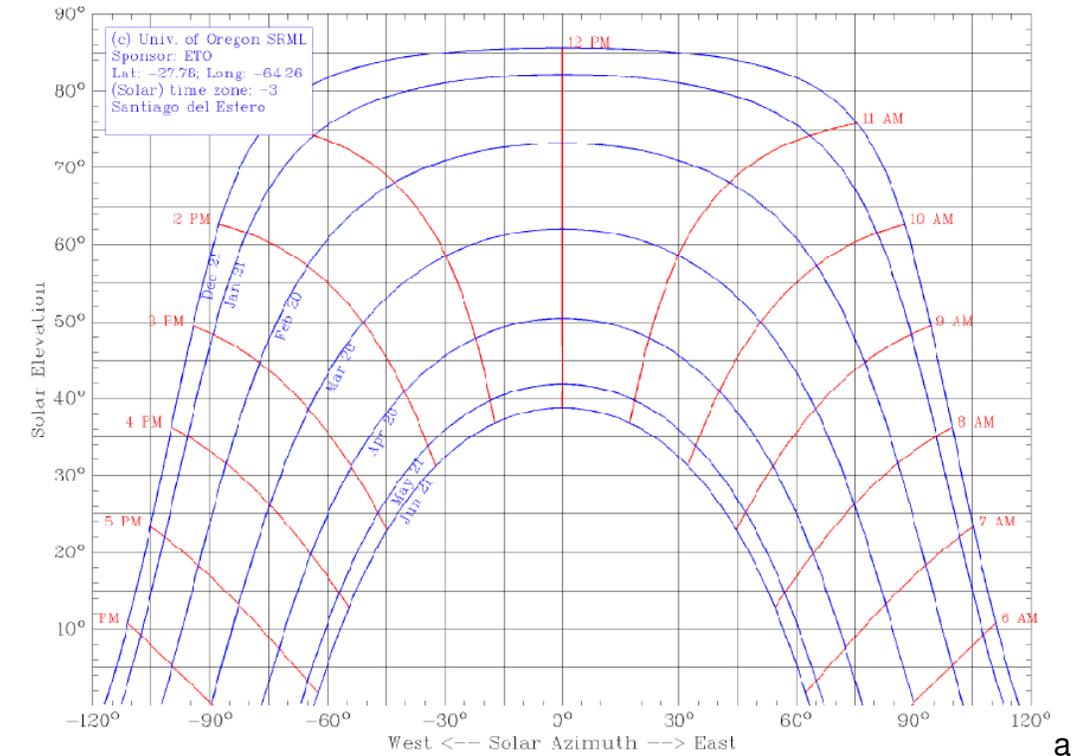
$\gamma_N =$ p/ 21 de Diciembre

$$\gamma_N = 85,70^\circ$$

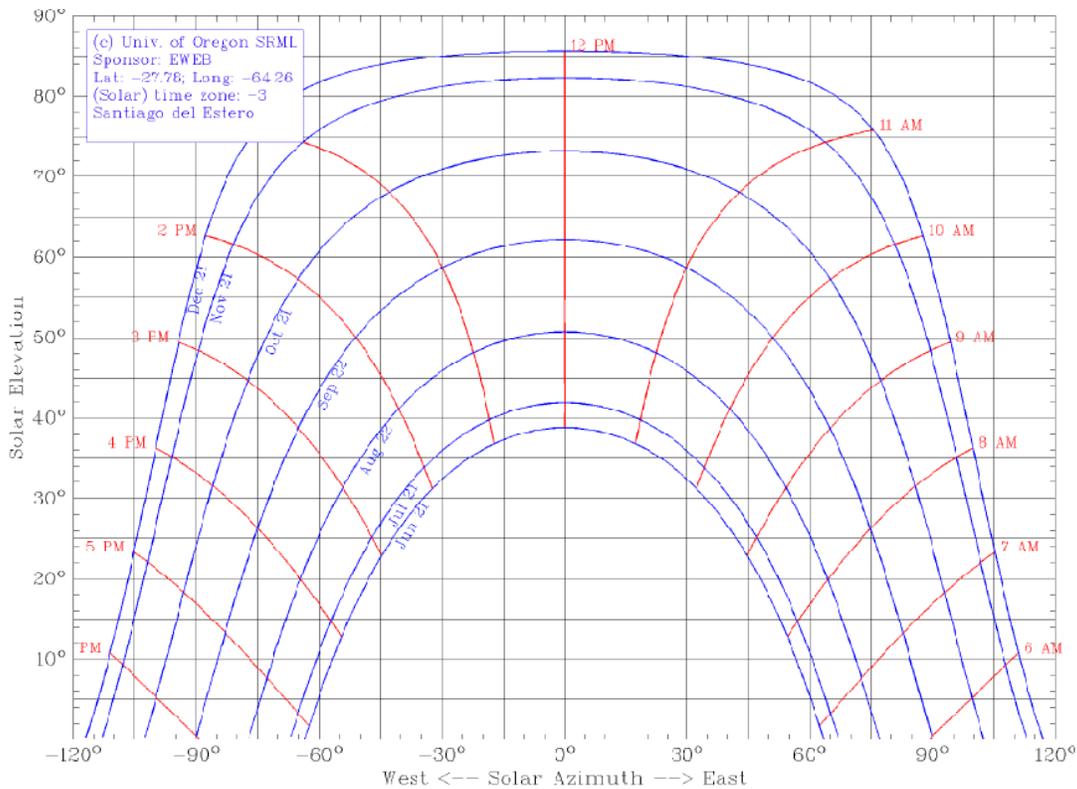
$\gamma_N =$ p/7 de Agosto

$$\gamma_N = 45,96^\circ$$

Integración Arquitectónica de Sistemas Tecnológicos basados en Energías Renovables en un Edificio Público - Silvina Rigali



a



b

Figura 4.4- Trayectorias del sol en para los dos semestres a y b, Santiago del Estero [27]

Ahora calculamos para el mediodía solar:

Datos:

Ciudad: Santiago del Estero – Latitud S -27,78°, longitud O 64,26 , altitud 180 m

Día del año: 07/08/2.009

Mediodía solar: 13,22 hs. – página del SMN

Hora escogida para el cálculo: 13, 22 hs.

$\delta = -16,26^\circ$ p/ n= 219. Para el HS p/convención es (-)

H = ángulo horario= 0

Altitud solar: $\text{Sen } \gamma = \cos L \cdot \cos \delta \cdot \cos H + \text{sen } L \text{ sen } \delta.$ =

$\gamma_N = 45,96^\circ$

Azimut:

$$\text{Sen } \psi = \frac{\cos \delta \cdot \text{sen } H}{\text{Cos } \gamma} = 0 \quad \Psi = 0$$

La Irradiancia Global será:

$$I_{on} = I_{EA} [1 + 0,034 \cos (360n/365)] [W/m^2] =$$

$$I_{on} = 1.367 [W/m^2] [1 + 0,034 \cos (360 \times 219/365)] = 1.329 [W/m^2]$$

Irradiancia Global que llega a la superficie terrestre:

$$I = I_B + I_D + I_R$$

Irradiancia Global que incide sobre un colector:

$$I_C = I_{BC} + I_{DC} + I_{RC}$$

Irradiancia de Cielo Claro- Hipótesis de Cielo Claro (sin nubes)

Debido a la absorción y dispersión de la radiación en la atmósfera, sólo llega a la superficie de la tierra como radiación directa:

$$I_B \approx 0,5 I_{on} \text{ (promedio anual)}$$

$$I_B \approx 0,7 I_{on} \text{ (en cielo claro con sol en lo alto)}$$

Según un modelo basado en mediciones:

$$I_B = A \cdot e^{-km} [W/m^2]$$

A = flujo extra-atmosférico aparente [W/m²]

k = profundidad óptica (adimensional)

$m = AM (\gamma) = \text{Masa de aire}$

$$A = 1160 + 75 \sin [360 (n-275) / 365] \text{ [W/m}^2\text{]}$$

$$k = 0.174 + 0.035 \sin [360 (n-100) / 365]$$

Para $n = 219$

$$A = 1098,39 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

$$k = 0,205$$

$$M = m = 1 / \sin \gamma = 1 / \sin 45,96^\circ = 1,39$$

$$I_B = A \cdot e^{-km} \text{ [W/m}^2\text{]} = 826,05 \text{ [W/m}^2\text{]}$$

$$I_B = 807,62 \text{ [W/m}^2\text{]} \text{ para } AM_{1,5} = 1,5 (\gamma = 42^\circ)$$

$$I_B = 894,80 \text{ [W/m}^2\text{]} \text{ para } AM_1 = 1 (\gamma = 90^\circ)$$

$$I_B = 1098,39 \text{ [W/m}^2\text{]} \text{ para } AM_0 = 0 \text{ (espectro solar extraterrestre)}$$

Nota: para construir las gráficas de la Figura 4.4 se ha utilizado un software proporcionado en la página de la Universidad de Oregón [27].

4.1.2-Contexto

Habiéndose perdido el Acta de Fundación de la Ciudad y sus Libros Capitulares, una larga controversia dividía las opiniones en cuanto al origen y fundación de la ciudad, como asimismo el nombre de su fundador, asignándose las mismas a Juan Núñez de Prado, quien llegara desde el Alto Perú, en 1550 y la bautizara con el nombre de Ciudad del Barco, y a posteriores traslados con el nombre de Barco II y Barco III; pero también atribuyendo la fundación a Francisco de Aguirre, quien provino desde la Capitanía General de Chile, y la reubicara nuevamente y le puso el nombre de Santiago del Estero que aún hoy conserva. El Dictamen de la Academia fue favorable a la fundación por Francisco de Aguirre en 1553. Esto generó entre los santiagueños una fuerte parcialidad y disputa, sólo resuelta sobre el final del siglo XX con el descubrimiento de un informe sobre los Libros Capitulares de la primitiva ciudad en Sucre, hecho por Gastón Doucet. Recibió por Reales Cédulas gobernando Felipe II, los títulos de “Ciudad” el 19 de febrero de 1577 y de “Muy Noble” el 22 de mayo del mismo año. En esta última fecha también recibió la concesión del escudo de armas, el que consistía en un escudo, en él un castillo, tres veneras y un río.

En sus tres primeros años, según algunos cronistas, Santiago pudo haber tenido aproximadamente 80 manzanas (entre las pobladas y para repartir), cada una dividida en cuatro solares, las que se extendían en un radio de 700 metros, desde la plaza a la periferia de las chacras. Otros investigadores, coinciden en

Período de 1657-1663: “Santiago del Estero es un pueblo de alrededor de 300 casas, sin fosos ni murallas, emplazado en terreno llano y rodeado de bosques y algarrobos; está situado sobre un río medianamente ancho, navegable por botes y ricamente dotado de peces. El aire es muy cálido y bochornoso, que hace de los habitantes unos perezosos y afeminados. Tienen rostro muy moreno. Son sumamente dados a sus diversiones y les importa muy poco el comercio...” “La región está suficientemente dotada de aves silvestres, venados, duraznos, manzanos, peras, ciruelas, cerezos, uvas, etc. abundan los tigres, que son muy feroces y voraces; leones que son muy mansos y guanacos grandes como caballos, con el cuello muy largo y cabeza pequeña y cola muy corta”. “En éste pueblo hay cuatro iglesias a saber: la iglesia parroquial, la de los jesuitas, la de los frailes recoletos y una más. Aquí tienen su residencia el Inquisidor de la provincia del Tucumán, es un sacerdote secular y tiene a sus órdenes comisarios o diputados, a quienes coloca en todas las otras poblaciones de la provincia”. Acarete Du Biscay, Relación de un Viaje al Río de la Plata. Véase la Figura 4.6 que muestra un boceto de la ciudad por aquellos años.

El final del siglo XVII trae consigo la pérdida de rol hegemónico de la Ciudad, que se relaciona con el traslado de la Sede de la Gobernación del Tucumán a Salta, y de la Sede del Obispado a Córdoba en 1699, a la que se agrega la dependencia administrativa con respecto a Tucumán hasta la Autonomía Provincial en 1820 y que, modificando formas, se extiende durante el siglo XIX con las frustraciones de la navegabilidad del Río Salado y el cierre de los ingenios azucareros y que persiste durante el siglo XX con la destrucción de la riqueza forestal generando la expulsión de población fija y dando origen a generaciones de trabajadores golondrina, y una tradición de empleo en el servicio doméstico de las mujeres en Buenos Aires.

La Ciudad es acosada además por las periódicas crecidas del Río Dulce y sucesivos terremotos, el de 1.817 destruyó la Catedral, lo que selló su destino, no obstante la población muy mestizada se mantuvo alta, en la época de la independencia (1.810) era la tercera en población en la República Argentina, hoy representa sólo el 2,22%.

A mediados del Siglo XIX el gobernador Absalón Rojas estableció el criterio urbanístico de la ciudad definiendo el centro entre cuatro avenidas (Roca, Rivadavia, Moreno y Alsina) y marcando la ubicación de la plaza principal, junto con la construcción de otras plazas, paseos y boulevares. Las calles no estaban muy bien definidas y las construcciones eran bastantes irregulares, por lo tanto, con este plan se demolieron muchas construcciones para rectificar las calles, fijar su ancho y construir las aceras. Es por esta causa que se perdió totalmente la arquitectura de los siglos anteriores, las cuadras no tienen un trazado regular y en forma de damero como otras ciudades de Argentina (Figura 4.7).

A pesar de la decadencia política y económica, y de que su arquitectura no guarda vestigios de su pasado glorioso (Figura 4.8), en este siglo se constituye como el principal referente de la música folclórica del País. La vasta producción de compositores, poetas y músicos, le han otorgado el título de "cuna del folclore". Por su parte, el santiagueño siente y vive este género musical y junto a ello revaloriza sus costumbres, tradiciones y formas de vida propias. En las fiestas, sean populares, tradicionales o religiosas, la música folclórica es el eje transversal. A través de ella se entrelazan música, danza, mitos, leyendas, artesanías, costumbres y tradiciones. De esta forma se abre una importante veta turística.



Figura 4.8- Vista general de la Plaza principal sus inmediaciones, fotografías tomadas en 1949, 1977 y en el presente. Fuente Diario "El Liberal de Santiago del Estero".



Figura 4.9- Aspecto exterior del edificio

4.1.3-Tipología

Se trata de un edificio introvertido, desde afuera nada hace sospechar cual es su función. Está orientado en dirección noreste-suroeste Figuras 4.9, 4.10 y 4.11.

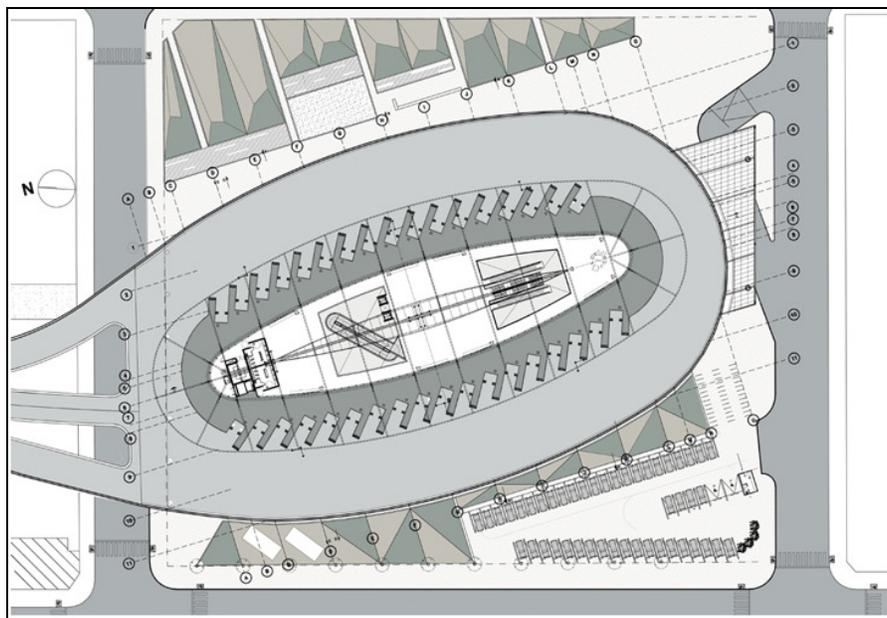


Figura 4.10- Vista de planta del edificio

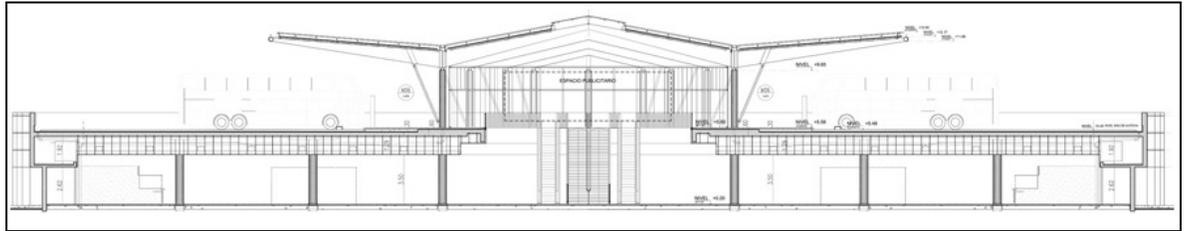


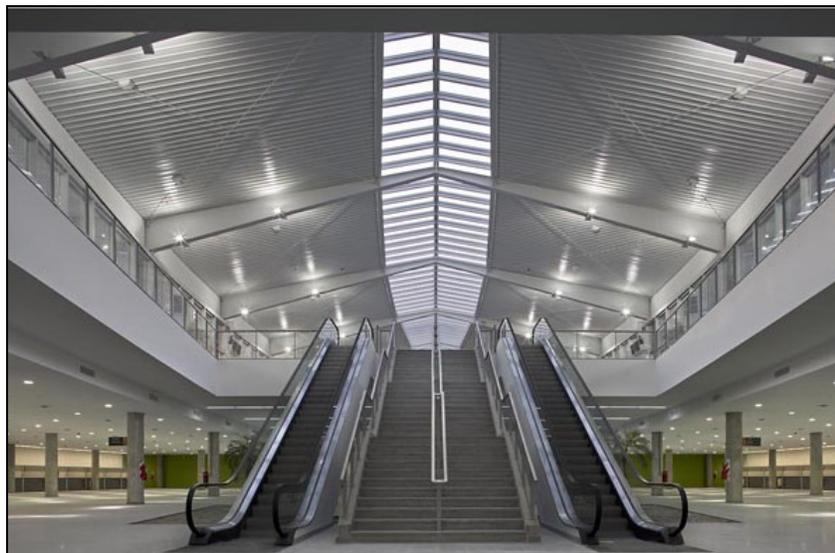
Figura 4.11- Vista de un corte del edificio

4.1.4- Lenguaje

Es un edificio moderno de líneas puras. El tratamiento de los materiales empleados: hormigón y acero ayudan a reflejar la idea. Es claro, aprehensible, hay una síntesis desde su carácter monocromo, no pretende imponerse, Figura 4.12.



a



b

Figura 4.12 - Lenguaje: hormigón y acero ayudan a reflejar la idea. A exterior, b interior. Fuente: Fotografía de página oficial del Gobierno de SE.

4.2 - Crítica:

4.2.1-La accesibilidad

Debido a la inserción en medio de la ciudad donde funcionara la Estación del Ferrocarril Central Argentino, la accesibilidad fue resuelta construyendo un viaducto elevado que atraviesa barrios residenciales, y un rulo en el empalme con la avenida Costanera. Para los diseñadores primó la forma sobre la estructura. Esto duplicó la inversión inicial prevista para el edificio, y la huella ecológica del conjunto. El conjunto se aprecia en la Figura 4.13.



Figura 4.13 –Vista general aérea del edificio y su viaducto de acceso. Fuente: Fotografía de la página oficial del Gobierno de SE, autorizado su uso.

4.2.2- Consumo energético

Los edificios deben concebirse de tal forma que el consumo de energía eléctrica necesario sea el mínimo para satisfacer los sistemas requeridos (iluminación, climatización, y otros) acorde al desarrollo de la tecnología disponible. La utilización de materiales, sistemas constructivos, tecnologías de producción, transporte, montaje y desmontaje de elementos constructivos debe tener en cuenta las cantidades de energía a consumir y las posibilidades de reciclaje. Como consecuencia de ello deberían tenerse en cuenta en todo proyecto de edificios las exigencias de confort de tal modo que se incorporen: captación o protección solar, aislamiento que controle pérdida o ganancia de calor, ventilación y control de humedades, iluminación natural, etc., con un efecto inmediato y directo. Las restantes necesidades energéticas en términos de calefacción, refrigeración, electricidad, ventilación e iluminación artificial, se podrían satisfacer

haciendo uso de diversas formas de energías Renovables y ecológicamente sostenibles.

Respecto al edificio de la Estación de Autobuses de SE, el mismo está construido con una absoluta falta de visión sostenible, erigiéndose como una isla de consumo energético (Figura 4.15). Se trata de un edificio de 14 mil metros cuadrados cubiertos con 35 dárseas. En la planta baja (PB) están las boleterías, sala de espera y comercios, que se comunican con la planta alta (PA) a través de escaleras mecánicas, rampas y ascensores panorámicos. En la parte superior hay un preembarque vidriado por el que se accede a los colectivos, cuya salida es anunciada con carteles luminosos. La PB adquiere una espacialidad singular en las dobles alturas que conectan con la PA y que permiten visualizar la cubierta superior desde abajo vinculando verticalmente las dos plantas. Un lucernario central longitudinal permite invadir con luz el corazón del edificio. Al llegar a la PA se tiene un panorama transparente de 360°, visualizándose todos los andenes. Hay allí también áreas de espera inmediatas de acuerdo a la puerta que deba abordar el pasajero. Una cabina sobreelevada ubicada en el extremo Sur, con vista a la llegada del Viaducto, es el centro de operaciones de la Terminal. El presupuesto que incluyó un Viaducto elevado alcanzó la suma de 53.378.000 pesos, un equivalente de € 10.942.100 Euro(s).

Posee una importante demanda para iluminación artificial y aire acondicionado. Se construyó especialmente una Subestación Transformadora (SETA) de dos transformadores de 1,6MW.

Los sistemas tienen una potencia instalada de:

- 710 KW de potencia de 2 máquinas enfriadoras
- 140 KW de potencia las máquinas de tratamiento de aire y bombas de agua del sistema de climatización Frío-Calor
- 15 KW las dos escaleras
- 10 KW los dos ascensores
- 7,5 KW el montacargas
- 25 KW de iluminación PB (Figura 4.14)
- 30 KW de iluminación PA (incluye dárseas)
- 15 KW Iluminación exterior Planta Baja
- 30 KW Puertas, sistema de agua, señales débiles, etc.
- 30 KW Tomacorrientes (estimado)



Figura 4.14- Hall de acceso al Edificio Se aprecia los excesivos niveles de Iluminancia Horizontal con baja regularidad, y bajos niveles en Iluminancia vertical. Fotografía tomada el 15/02/2.009-





Figura 4.15- a y b -Dos enfoques del edificio erigido en solitario con la sola presencia de dos palmeras, en un clima subtropical árido. Fuente: Sitio Oficial del Gobierno de Santiago del Estero.

4.3.-Integración de sistemas tecnológicos basados en energías renovables. Introducción a la propuesta de reconversión del edificio.

En el próximo Capítulo (V) se aplicará una metodología que facilita el cálculo de la energía obtenida, basado este desarrollo en los antecedentes presentados en el capítulo III, y aplicado específicamente a conocer la energía eléctrica, que puede ser inyectada a la red teniendo una superficie disponible, libre de sombras todo el año en cubierta del edificio, de 2200m² que permite integrar un generador fotovoltaico.

Capítulo V

CALCULOS Y METODOS

Resumen:

Este capítulo se calcula la energía obtenida integrando generadores Fotovoltaicos al edificio. Se plantea el análisis de un modelo sencillo, y luego se aplica el Modelo RETScreen realizando consideraciones sobre la geometría de la cubierta, se dejan plasmados los requerimientos sobre el cálculo y la selección del inversor, y el esquema unifilar. Se considera el costo del GFVCR. Y se presenta un cálculo de las toneladas de CO₂ no emitidas a la atmósfera.

Contenido

5.1- Cálculo de la energía obtenida integrando Generadores Fotovoltaicos en cubierta. Introducción y opciones.

5.1.1- Análisis de un modelo sencillo para generadores fijos orientados al norte

5.1.2.- Método de cálculo empleando el modelo RETScreen

5.2- Aplicación de RETScreen

5.2.1- Consideraciones acerca de la geometría de la cubierta del edificio.

5.2.2- Cálculo de la energía obtenida empleando el modelo RETScreen.

5.3- Cálculo y selección del inversor

5.4-Diagrama unifilar y otros requerimientos de la Instalación Fotovoltaica conectada a red. Medidores de energía, protecciones y visor.

5.4.1- Esquema unifilar

5.4.2- Visor de datos

5.5- Calculo del costo de la instalación del GFVCR

5.6- Cálculo de las toneladas de CO₂ no emitidas a la atmósfera por el uso de la Tecnología Fotovoltaica.

Capítulo V CALCULOS Y METODOS

“Nunca debe iniciarse un laborioso cálculo sin conocer el intervalo de valores dentro del cual incidirá probablemente la respuesta....”

“La solución Fermi” de H. C. Von Baeyer

5.1-CÁLCULO DE LA ENERGÍA OBTENIDA INTEGRANDO GENERADORES FOTOVOLTAICOS EN CUBIERTA.

La colocación de colectores adosados a la cubierta de techo, la cual se presenta totalmente libre de sombras, obedece a un criterio adoptado no por conveniencia en cuanto al rendimiento de los paneles, sino desde el punto de vista de la integración arquitectónica. Aquí va a tenerse en cuenta lo planteado en el Capítulo 2, sección 3, no obstante vamos a calcular la energía generada descontando las pérdidas por orientación e inclinación inadecuadas, valiéndonos de la herramienta de cálculo RETScreen Internacional Versión 4.

5.1.1- Análisis de un modelo sencillo para generadores fijos orientados al norte

Se entiende como dimensionado fotovoltaico el diseño del sistema FV capaz de suministrar la energía eléctrica demandada por una cierta carga, ubicada en un emplazamiento dado, definida una cierta calidad de servicio, garantizando la máxima robustez, fiabilidad y economía de medios. Deberá en primer término plantearse el recurso disponible, $G_{dm}(\theta)$ (recuérdese que la irradiación horizontal ($G_{d,m}(0)$) se obtiene de “Atlas solares” fue presentada en el capítulo 3, página 84), para la localización deseada y cómo se reparte, la caracterización de la Demanda de energía a satisfacer, y ¿qué elementos necesito en mi instalación, de qué tamaño y qué disposición deben tener; y ¿Cuáles son las condiciones habituales de funcionamiento? Para responder a las preguntas planteadas se utiliza una estructura teórica compleja de la que se derivan numerosos modelos. Los modelos son visiones más o menos simplificadas de la realidad que permiten el tratamiento matemático. Modelos complejos implican un conocimiento rico de la realidad. En el FV siempre existe variabilidad e incertidumbre.

La demanda de energía se define por su cantidad y distribución temporal necesaria para alimentar una cierta carga, con frecuencia es difícil de precisar, por

lo cual hay que realizar hipótesis de consumo: contexto social, clima, etc. Para el cálculo de un Sistema Aislado la estrategia empleada es, para cada carga, multiplicar potencias nominales por tiempos estimados de consumo; y sumar los resultados parciales. Para un Sistema Conectado a red en general, se producirá todo lo que se pueda en función de la capacidad de inversión, subvención obtenida, marco legal, o superficie disponible.

Para la optimización de los sistemas de captación La orientación óptima (α) del generador es **NORTE** en el hemisferio sur, y es **SUR** en el hemisferio norte (el panel mirando hacia el Ecuador). Obsérvese la Figura 5.1.

La inclinación óptima del generador (β) admite dos situaciones típicas:

1. Si se persigue maximizar la colecta **anual** de energía se inclinarán los módulos $\beta = f - 10^\circ$ [11], siendo f = latitud
2. Si se persigue maximizar la colecta de energía durante el **mes peor** se inclinarán los módulos $\beta = f + 10^\circ$

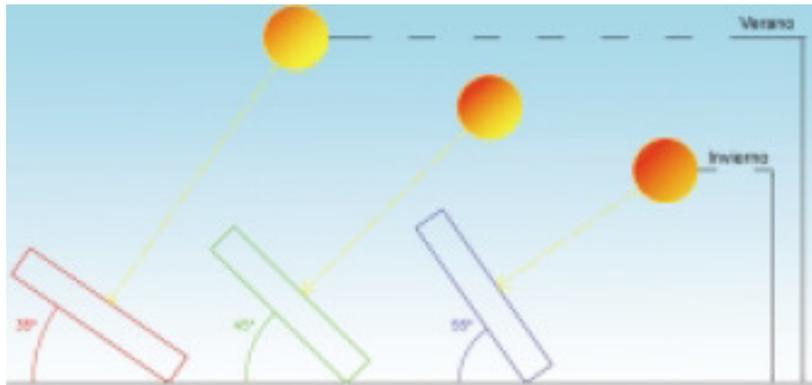


Figura 5.1- Inclinación óptima del generador. Fuente: Apuntes Instituto de Energía Solar- Universidad Politécnica de Madrid- Rey Stolle-Prado I, 2.007

Tengamos en cuenta que nuestra latitud (SE) es $f = 27^\circ$ entonces para coleccionar anualmente más energía tendremos $\beta = 17^\circ$, y en cambio en el mes peor $\beta = 37^\circ$. Una vez decidida la orientación, NORTE, $\alpha = 0$, y la inclinación (β), podemos calcular cuánta energía llega al generador FV. Una opción es empleando los sistemas de información geográfica fotovoltaica PVGIS, que brinda una evaluación geográfica del recurso solar y el rendimiento de la tecnología fotovoltaica. Desde este link puede accederse para Sudamérica en el sitio "Meteorología de superficie y energía solar", patrocinado por el Programa NASA's Earth Science Enterprise, en el cual ingresando la latitud y la longitud del lugar proporcionan información detallada sobre una cantidad de parámetros.

Otra opción es empleando un Modelo sencillo bajo la siguiente estrategia: Asumimos que el generador está orientado al NORTE
Se parte de valores de irradiación horizontal ($G_{d,m}(0)$) que pueden obtenerse del Atlas Solar de Grossi Gallegos- Righini, para la localidad de Santiago del Estero.

Se calcula $G_{d,m}(\theta)$ a partir de $G_{d,m}(0)$ teniendo en cuenta:

- La inclinación real del módulo (θ)
- La ubicación del módulo (latitud, ϕ)
- La estación del año (C, d_n)

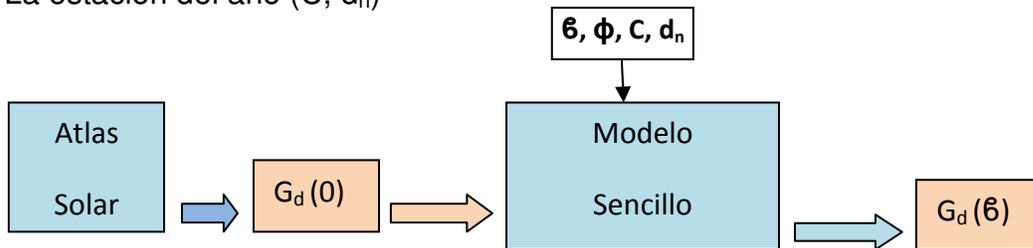


Figura 5.2- Esquema del modelo sencillo

El modelo que responde al diagrama de la Figura 5.2, para generadores fijos perfectamente orientados al NORTE es:

$$G_{dm}(\theta) = G_{dm}(0) \frac{\cos(\theta - \delta)}{\cos(\phi - \delta)} \cdot C \text{ [KWh/m}^2\text{-año]}$$

siendo

$$\delta = 23,45^\circ \text{ sen} \left[\frac{360}{365} (d_n + 284) \right]$$

θ = inclinación, d = ángulo de declinación

d_n = 15 de cada mes, ϕ = latitud del lugar

C = factor de corrección que varía entre:

$C = 0,8$ en invierno (meses 4, 5, 6, 7, 8, 9)

$C = 0,9$ en verano (meses 1, 2, 3, 10, 11, 12)

Para el **generador fotovoltaico** hay que conocer: **PR** es el factor de rendimiento del generador y da cuenta de las pérdidas en el generador por conexión y por no funcionar a condiciones nominales:

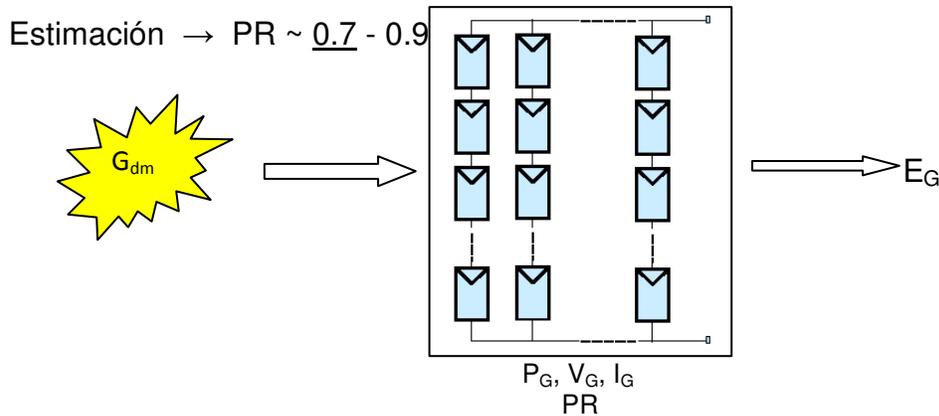


Figura 5.3- Generador Fotovoltaico

Cada módulo FV del generador tiene: P_M^* , I_M , V_M

$$E_G = P_G^* \times \frac{G_{d,m}}{G^*} \times PR$$

$$P_G^* = n_{\text{módulos}} \cdot P_M^* = n_{\text{serie}} \cdot n_{\text{paral}} \cdot P_M^*$$

I_{DC} y V_{DC} vendrán determinados por la configuración de módulos serie / paralelo del generador.

$$I_{DC} = n_{\text{paralelo}} \cdot I_M \quad ; \quad V_{DC} = n_{\text{serie}} \cdot V_M$$

Los fabricantes proporcionan la especificaciones de los módulos medidas en las llamadas condiciones estándar de medida, esto es para una radiación de 1000 W/m^2 , de espectro AM1.5 y para un módulo a 25°C .

Los fabricantes proporcionan la corriente de cortocircuito (I_{SC}), la tensión de circuito abierto (V_{OC}), la tensión y corriente en el punto de máxima potencia (I_m, V_m) y el valor de dicha potencia máxima ($P_m = I_m \cdot V_m$)

La potencia nominal se expresa en watios pico (W_p) una unidad fotovoltaica que refleja simplemente que se trata de potencia en condiciones nominales. Esta potencia se corresponde con la potencia máxima que los módulos pueden generar en Condiciones de Funcionamiento Nominal (STC).

5.1.2.- Método de cálculo empleando el modelo RETScreen

El RETScreen Version 4 es un software cuyas capacidades de cálculo han sido expandidas a partir de diferentes tecnologías (NTEERR), incluyendo una completa gama de energía limpia, tecnologías de calentamiento y enfriamiento, y medidas de eficiencia energética. El atractivo internacional de esta herramienta de apoyo a la decisión se ha mejorado por medio del conocimiento de los datos climáticos requeridos por la herramienta que cubre la superficie entera del planeta, a 4.700 sitios de estaciones terrestres e incorporación del Registro de Datos de Meteorología de Superficie y Energía Solar de la NASA para áreas pobladas, incluyendo áreas ubicadas en el centro la red, aisladas de la red y fuera de la red, así como a través de la traducción del software a 35 idiomas que abarcan aproximadamente dos tercios de la población mundial.

El Modelo RETScreen Internacional para proyectos Fotovoltaicos se puede utilizar en todo el mundo con facilidad para evaluar la producción de energía, los costos del ciclo de vida, y la reducción de emisiones del gas de efecto invernadero, en las tres aplicaciones básicas de FV: en la red; fuera de la red; y bombeo de agua. Para las aplicaciones con conexión a red el modelo se puede utilizar para evaluar tanto conectado a red, y redes aisladas. Por fuera de la red las aplicaciones del modelo se pueden utilizar para evaluar tanto sistemas aislados (FV-batería), e híbridos (FV batería- grupo electrógeno). Para el bombeo de agua se utilizan las aplicaciones del modelo para evaluar PV-bomba de los sistemas. Los beneficios de la generación de energía fotovoltaica conectada a la red son generalmente evaluados en base a su potencial para reducir los costes de producción de energía y capacidad del generador, así como sus beneficios ambientales.

Los sistemas fotovoltaicos tienen pocos componentes, pero el comportamiento de estos componentes no es lineal y sus interacciones son complejas. RETScreen utiliza algoritmos simplificados para minimizar los requerimientos de los datos y para acelerar los cálculos, manteniendo al mismo tiempo un nivel aceptable de precisión. El modelo de la radiación solar es el de Klein y Theilacker (Duffie y Beckman, 1991) ampliado para incluir el caso de las superficies móviles. El modelo de generador fotovoltaico se basa en el trabajo de Evans (1981) y toma en cuenta la temperatura y la orientación efectos. Los modelos de la conexión a red y bombeo de agua son algoritmos sencillos basados en la eficiencia promedio. El modelo aislado de la red es el más complicada. Utiliza el concepto de simultaneidad (Duffie y Beckman, 1991) para saber la parte de la carga que puede ser atendida directamente por el generador fotovoltaico.

El cálculo de la radiación en el plano de la red de FV se realiza utilizando un método similar al de Klein, y al algoritmo Theilacker (Duffie y Beckman, 1991, sección 2.20).

5.2- Aplicación del modelo RETScreen

5.2.1- Consideraciones acerca de la geometría de la cubierta del edificio.

Teniendo en cuenta la orientación del edificio y la inclinación de la cubierta y su alero, y las recomendaciones respecto a un óptimo funcionamiento del generador fotovoltaico [12], se elige la opción de colocar los paneles fotovoltaicos siguiendo la superficie inclinada 10° del alero ubicada al noreste, y sobre el alero inclinado 4° situado al noroeste (véase las figuras 5.4, 5.5, y 5.6), la suma de éstas, totaliza un área disponible de 2.200m^2 , pero se hace necesario para aplicar correctamente el Modelo RETScreen, dividir estas dos superficies en parcelas acordes a su azimut, ya que por la orientación del edificio será variable la recolección de energía eléctrica a lo largo del año, según la zona donde se encuentren instalados los módulos.

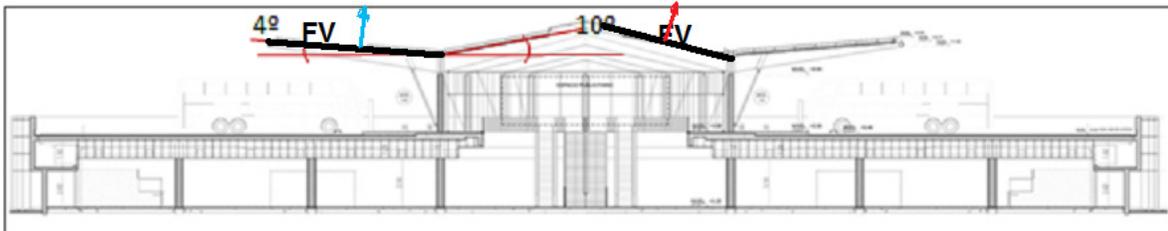


Figura 5.4: Detalle de la cubierta y su inclinación en una vista frontal, desde el ingreso del edificio. En celeste y en rojo se representa la perpendicular a cada superficie.

La superficie total disponible para poner fotovoltaica en la cubierta es 2200m^2 (un 50% del total de la cubierta del edificio), Figura 5.6, la zona con inclinación 10° y una superficie de 800m^2 , a la cual le llamaremos A, va a subdividirse en 11 parcelas, $A_1\dots A_{11}$, (en rojo en la Figura 5.6) cada una un azimut correspondiente y una superficie de 72m^2 , y el alero que tiene una inclinación de 4° (zona en verde azulado en la misma Figura), una superficie de 1.400m^2 , se denomina B, se desagregará en 13 áreas, $B_1\dots B_{13}$, con su azimut (en celeste) y una superficie de 107m^2 cada una. Véase la dirección de los azimut de cada parcela, en rojo, para $A_1\dots A_{11}$, y en celeste para $B_1\dots B_{13}$ en la Figura 5.7.

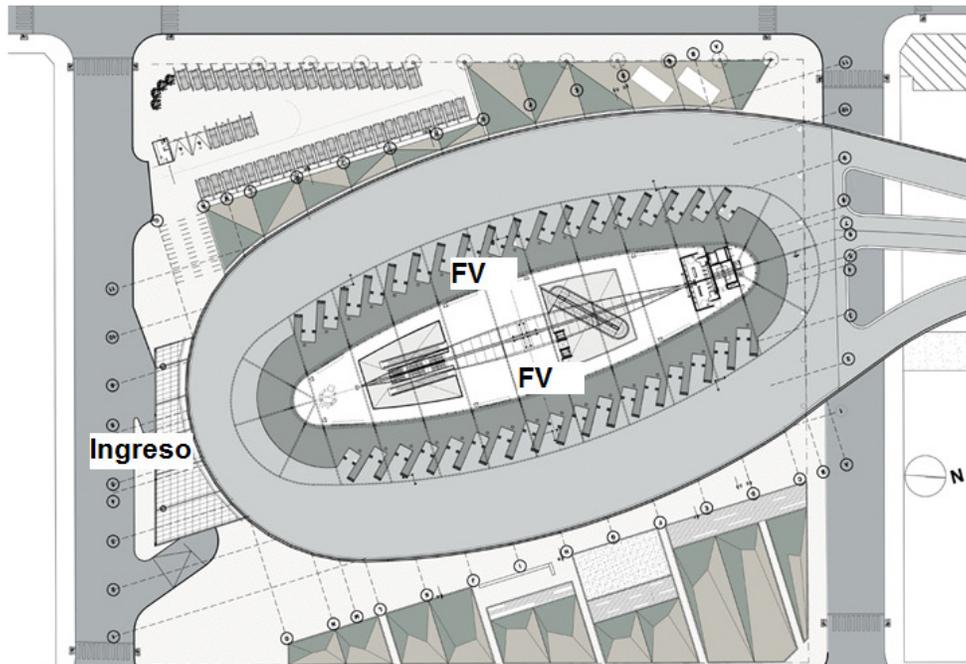


Figura 5.5: Vista de planta, ubicación del Norte, y superficie disponible.

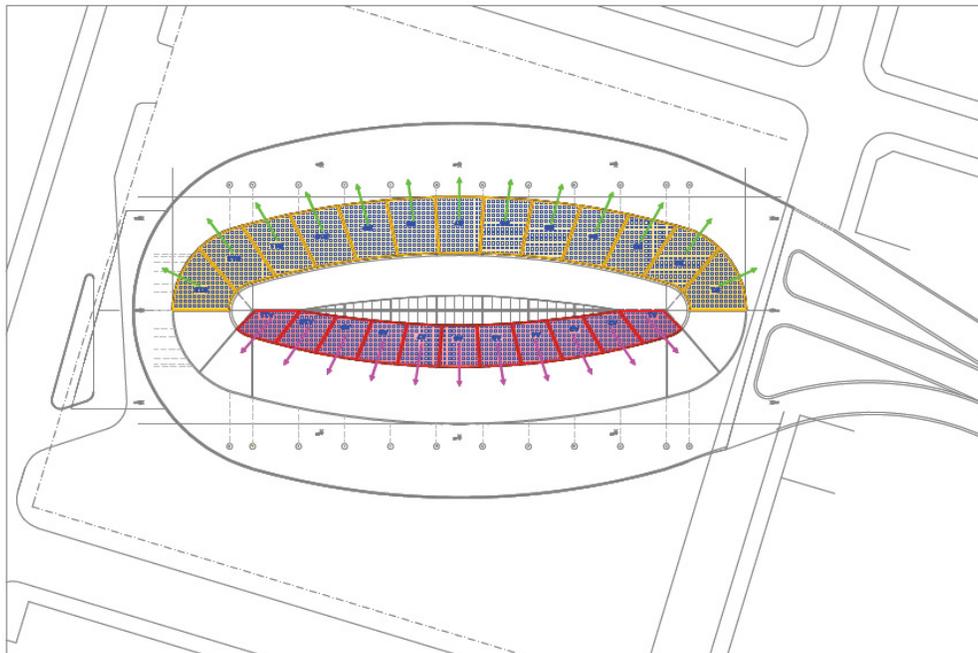


Figura 5.6- Superficie utilizada, la inclinada 10° ubicada al noreste, en rojo, y el alero inclinado 4° en azul verdoso.

Cabe aclarar que la parcela B, contigua a B1, si bien tiene una buena ubicación con respecto a Norte, no se utiliza debido a que en esta zona el alero tiene

inclinación -4° (Véase Figura 5.7) y esto reduce el rendimiento, además por un criterio de integración estético se escoge una distribución simétrica.

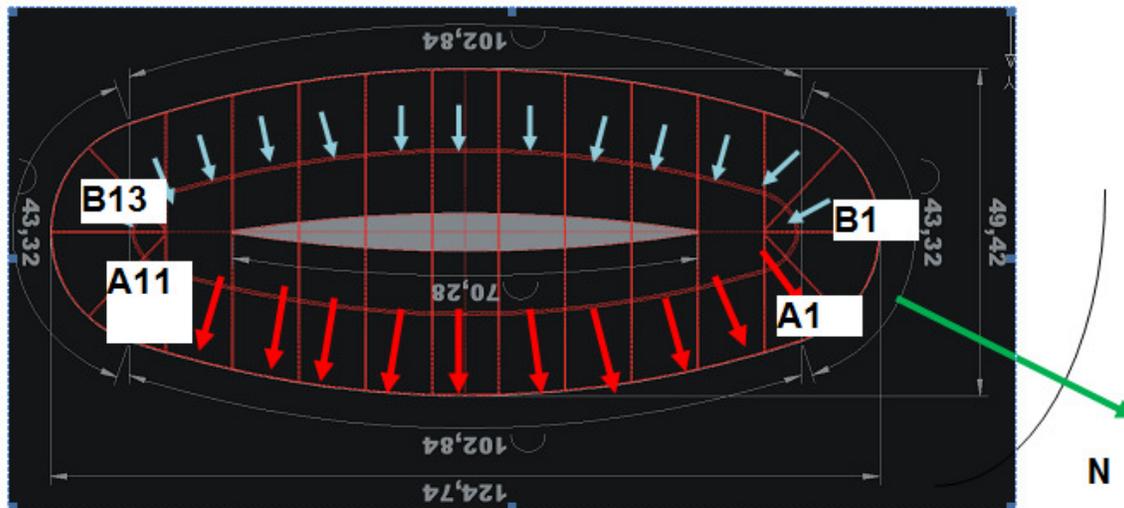


Figura 5.7- Se aprecia la subdivisión en sectores A y B, se señala la dirección de la proyección de la normal de cada parcela (flechas rojas y verdes), en verde se señala el Norte. Esta Figura complementa a la 5.4, donde se aprecia las perpendiculares a cada superficie.

En las tablas IV y V, puede leerse los ángulos que se forman entre el Norte y la proyección de la dirección perpendicular a cada parcela, es decir el azimut de cada una de estas áreas, medidos en la dirección contraria a las agujas del reloj. La precisión del método puede ponerse en duda, planteando si las áreas: A1...A11, y B1...B13 de 72 y 104 m² respectivamente son lo suficientemente pequeñas para adoptar un ángulo "promedio" que las caracterice, ya que en ellas, se incluirán decenas de paneles. Pero, hacer un cálculo individual (por módulo FV) resultaría muy trabajoso y se escoge este procedimiento y distribución. Dejando abierta la posibilidad de realizar, en investigaciones posteriores, el cálculo, aplicando esta metodología a toda la cubierta del edificio, en áreas más pequeñas, de manera de optimizar la generación de energía eléctrica de los módulos Fotovoltaicos.

Área	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₅	A ₆	A ₇	A ₈	A ₉	A ₁₀	A ₁₁
Azimut	170°	160°	150°	140°	135°	130°	125°	120°	110°	100°	90°

Tabla IV: áreas de la cubierta y su respectivo azimut.

Área	B ₁	B ₂	B ₃	B ₄	B ₅	B ₆	B ₇	B ₈	B ₉	B ₁₀	B ₁₁	B ₁₂	B ₁₃
Azimut	230°	240°	250°	260°	270°	280°	290°	300°	310°	320°	330°	340°	350°

Tabla V: áreas del alero y su respectivo azimut. Medidos entre la dirección Norte y la dirección perpendicular cada área B1...B13, en el sentido positivo (antihorario).

5.2.2- Cálculo de la energía obtenida empleando el modelo RETScreen.

En primer lugar se escoge el sistema tecnológico a aplicar, en nuestro caso el Sistema Fotovoltaico, la Figura 5.8 muestra la ventana respectiva, a continuación se selecciona el país, y la zona o región, Santiago del Estero con su estación meteorológica, la Figura 5.9 da cuenta de los datos climatológicos y radiación. Se procede a seleccionar en base a los distintos materiales semiconductores con que están hechos los módulos disponibles en el mercado, uno en particular, y se adopta la inclinación y el azimut considerado de la superficie donde se colocarán los módulos fotovoltaicos.

Cuando se llega a la etapa de escoger el producto, se opta por la marca comercial APIN SOLAR, en silicio Monocristalino el modelo RS-190, en especial por su alto eficiencia frente a otras marcas, 14,9%. Las características técnicas se muestran respectivamente en el catálogo presentado en la Figuras 5.10, 5.11, 5.12, y 5.13.

The screenshot displays the RETScreen International software interface. At the top, there is a header with the Canadian flag and the text 'Natural Resources Canada' and 'Ressources naturelles Canada'. To the right is a red maple leaf logo and the text 'RETScreen® International' and 'www.retscreen.net'. Below this is a blue banner with the text 'Clean Energy Project Analysis Software'.

The main content area is divided into two sections:

- Project information** (with a link [See project database](#)):
 - Project name: Estación de Autobuses de Sgo del Estero
 - Project location: Santiago del Estero - Argentina
 - Prepared for: Ing. Silvina Luján Rigali
 - Prepared by: Trabajo de tesis de Máster UNIA - España
 - Project type: Power
 - Technology: Photovoltaic
 - Grid type: Central-grid & internal load
 - Analysis type: Method 2 (dropdown menu)
 - Heating value reference: Higher heating value (HHV)
 - Show settings:
- Site reference conditions** (with a link [Select climate data location](#)):
 - Climate data location: Santiago Del Estero Aero
 - Show data:

At the bottom, there are logos for NASA, UNEP, GEF, and reeep, along with a link [Complete Load & Network sheet](#).

Figura 5.8- Ventana de RETScreen Internacional, Versión 4. Definiendo el proyecto

Integración Arquitectónica de Sistemas Tecnológicos basados en Energías Renovables en un Edificio Público - Silvina Rigali

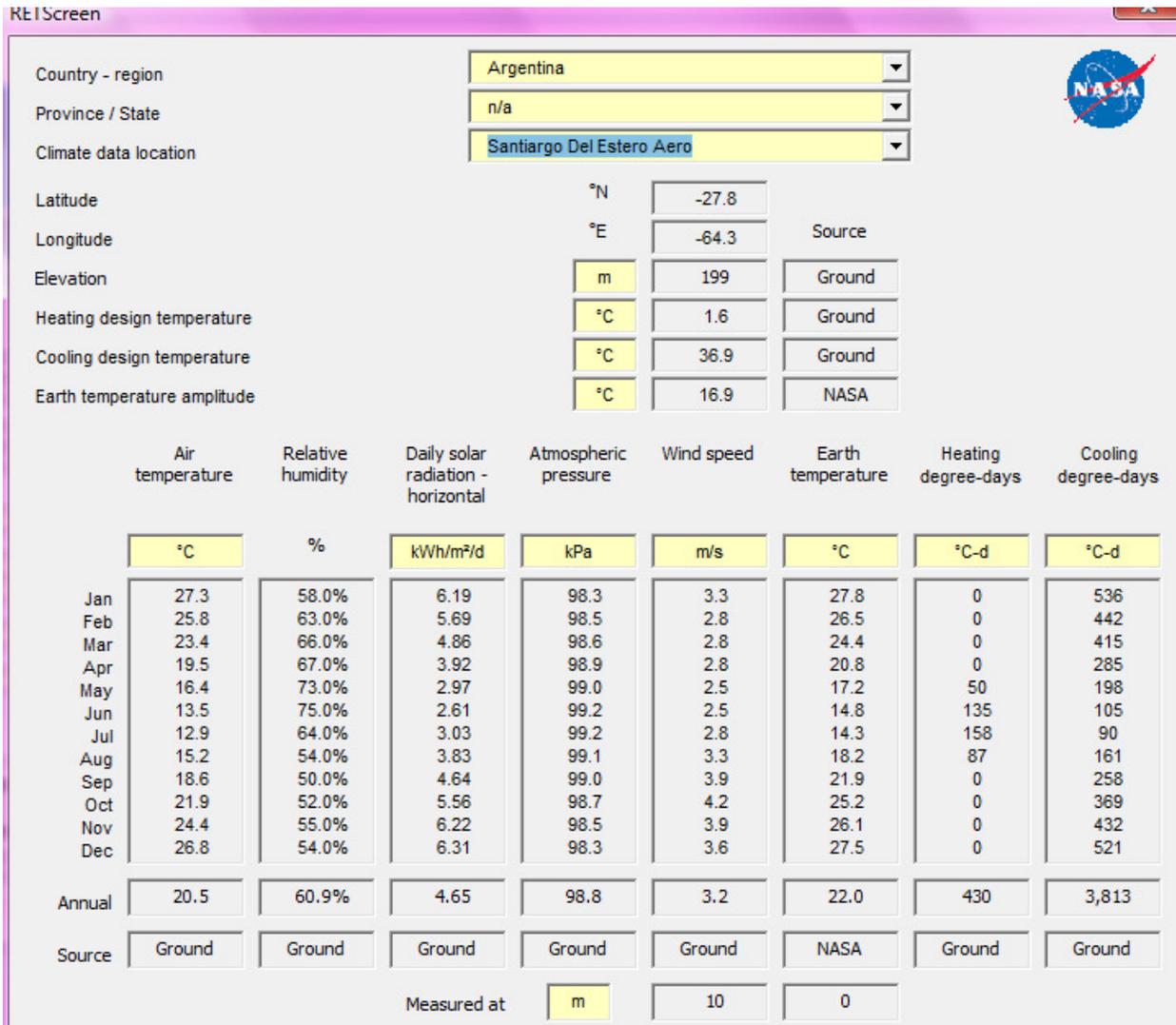


Figura 5.9- Ventana de RETScreen mostrando los Datos meteorológicos para Santiago del Estero

- ◀ SP70 - SP90
- ◀ SP150 - sp170
- ◀ sp175 - sp190
- ◀ spp200 - spp240s
- ◀ spp240 - spp280

Paneles fotovoltaicos
SP175, SP180, SP185, SP190



 descargar

Figura 5.10- Catálogo del fabricante APIN, presentación del modelo SR-190 Monosilicio Cristalino

Características eléctricas:

	SP175	SP180	SP185	SP190
Potencia máxima	175 Wp	180 Wp	185 Wp	190 Wp
Voltaje de funcionamiento óptimo	36,2 V	36,8 V	37,08 V	37,4 V
Voltaje de circuito abierto	43,9 V	44,2 V	44,6 V	44,8 V
Corriente de cortocircuito:	5,30 A	5,35 A	5,42 A	A 5,51
Corriente de funcionamiento óptima	4,85 A	4,90 A	4,99 A	5,07 A
Máximo voltaje del sistema	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V
Temperatura de funcionamiento	-40 ° C a 85 ° C			
Tolerancia de potencia	± 3%			
Serie Fusible	11 A			
Las condiciones de ensayo	AM: 1,5, irradiación 1000 W/m2, temperatura Tc 25 ° C			

Figura 5.11- Catálogo del fabricante APIN, características eléctricas de funcionamiento

Continuando con la aplicación vamos a obtener la energía obtenida en cada una de las parcelas A1.....A11, comenzamos con A1 (azimut 170°) de la superficie de cubierta (A) que posee una inclinación de 10°, se muestra la ventana en la figura 5.14 , lo obtenido es 14,36MWh anual. Así se procede para cada una de las parcelas de toda la superficie A, y luego de idéntica forma con la B, que posee una inclinación de 4°, y se vuelca la información en las Tablas VI, VII, y VIII.

Características mecánicas:

Solar de la célula	monokrystal 125 x 125 mm
Número de celdas	72 (6 x 12)
Dimensiones	1580 x 808 x 35 mm
Peso	15,5 kg
Vidrio frontal	3,2 mm tvrzené sklo
Marco	hliník eloxovaný
Caja de conexiones	Cixi-PV Renhe RH0502B (TUV)

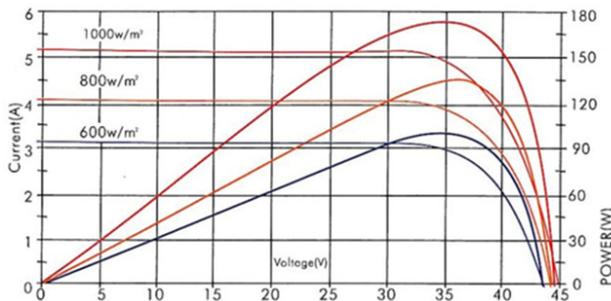
Coefficientes de temperatura:

NOCT	45 ° C ± 2 ° C
Coefficientes de temperatura de Isc	- 0.017% / ° C
Coefficiente de temperatura de Voc	- 0,34% / ° C
Coefficiente de temperatura de Pm	-0,48% / ° C

Figura 5.12- Catálogo del fabricante APIN, características mecánicas de funcionamiento y coeficientes de temperatura

Características

Current-Voltage & Power-Voltage Curve(175W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax

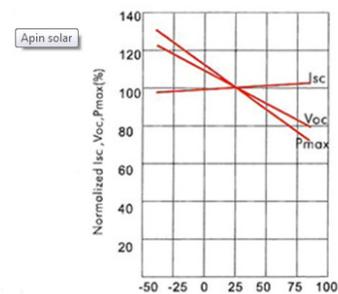


Figura 5.13- Catálogo del fabricante APIN, curvas I-V, y P, y dependencia con la temperatura

Sección (72m2)	Azimut	Radiación [Kwh/m/día]		Módulo Mono silicio Apin Solar SP190 14,9% 1,28m2 56u Pot. Unit. 190Wp	
		Horizontal	Sobre plano inclinado	Potencia KWp	Energía MWh
A ₁	170°	1,70	1,76	10,64	14,36
A ₂	160°	1,70	1,75	10,64	14,33
A ₃	150°	1,70	1,75	10,64	14,29
A ₄	140°	1,70	1,74	10,64	14,23
A ₅	135°	1,70	1,74	10,64	14,19
A ₆	130°	1,70	1,73	10,64	14,15
A ₇	125°	1,70	1,73	10,64	14,11
A ₈	120°	1,70	1,72	10,64	14,06
A ₉	110°	1,70	1,71	10,64	13,96
A ₁₀	100°	1,70	1,70	10,64	13,85
A ₁₁	90°	1,70	1,68	10,64	13,63
La energía total que generamos en los 800m2 con 616 Paneles mono Si 190Wp y una potencia instalada de 117KWp					155,16MWh

Tabla VI: Construida para la superficie A, con los valores obtenidos de la aplicación del Modelo RETScreen, Radiación recibida y Energía generada empleando paneles Si Monocristalino marca APIN modelo SP-190.

Integración Arquitectónica de Sistemas Tecnológicos basados en Energías Renovables en un Edificio Público - Silvina Rigali

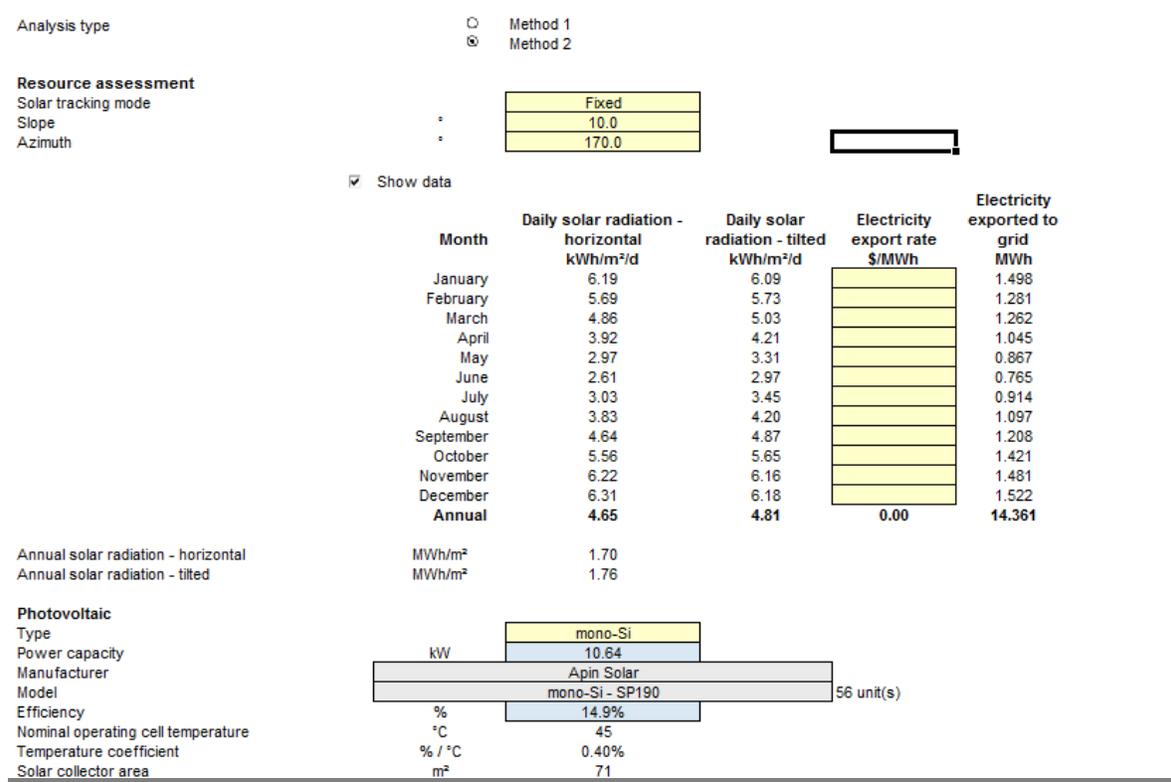


Figura 5.14. Ventana de la energía obtenida la parcela A1 (azimut 170°) de la Superficie de cubierta (A) que posee una inclinación de 10°, lo obtenido es 14,36MWh anual.

Sección 107m2	Azimut	Radiación [Kwh/m/día]		Módulo Mono silicio Apin Solar SP190 14,9% 1,28m2 83u Pot. Unit. 190Wp	
		Horizontal	Sobre plano inclinado	Potencia KWp	Energía MWh
B ₁	230°	1,70	1,67	15,77	13,62
B ₂	240°	1,70	1,66	15,77	13,58
B ₃	250°	1,70	1,66	15,77	13,59
B ₄	260°	1,70	1,66	15,77	13,58
B ₅	270°	1,70	1,67	15,77	13,62
B ₆	280°	1,70	1,67	15,77	13,64

Integración Arquitectónica de Sistemas Tecnológicos basados en Energías Renovables
en un Edificio Público - Silvina Rigali

B ₇	290°	1,70	1,68	15,77	13,67
B ₈	300°	1,70	1,67	15,77	13,72
B ₉	310°	1,70	1,68	15,77	13,76
B ₁₀	320°	1,70	1,69	15,77	13,85
B ₁₁	330°	1,70	1,71	15,77	13,94
B ₁₂	340°	1,70	1,71	15,77	13,98
B ₁₃	350°	1,70	1,71	15,77	14,02
La energía total que generamos en los 1400m ² con 1079 Paneles mono Si 190Wp y una potencia instalada de 205KWp					178,57MWh

Tabla VII: Construida para la superficie B, con los valores obtenidos de la aplicación del Modelo RETScreen, Radiación recibida y Energía generada empleando paneles Si Monocristalino marca APIN modelo SP-190.

Zona	Superficie [m ²]	Inclinación	N° de paneles	Energía Recibida [Kwh/m ² /día] promedio	Potencia instalada [KWp]	Energía generada [MWh]
Sector A	792	10°	616	1,728	117	155,16
Sector B	1391	4°	1079	1,680	205	178,17
Totales	2183	-----	1695	1,70	322	333,73

Tabla VIII: Resumen de la energía recibida y generada según la disposición adoptada (inclinación y azimut), la marca y el modelo escogido generador FV, y los metros cuadrados cubiertos.

A continuación vamos a comparar el valor de energía obtenido: 333,73MWh/año, empleando otros procedimientos de cálculo. Vamos a presentar una metodología práctica propuesta por Investigadores de la UBA [13]. En el mapa de la figura 5.15, puede verse que la Ciudad de Santiago del Estero se halla en el límite entre las regiones d y e, por lo cual debiera interpolarse los valores presentados en la tabla IX, y si instalamos paneles Monocristalinos podríamos generar hasta 530Wh/m² por día. Los costos (1800U\$S por m² [13]) mencionados en esta Tabla no serán considerados porque incluyen el banco de baterías empleado en un sistema fotovoltaico aislado.

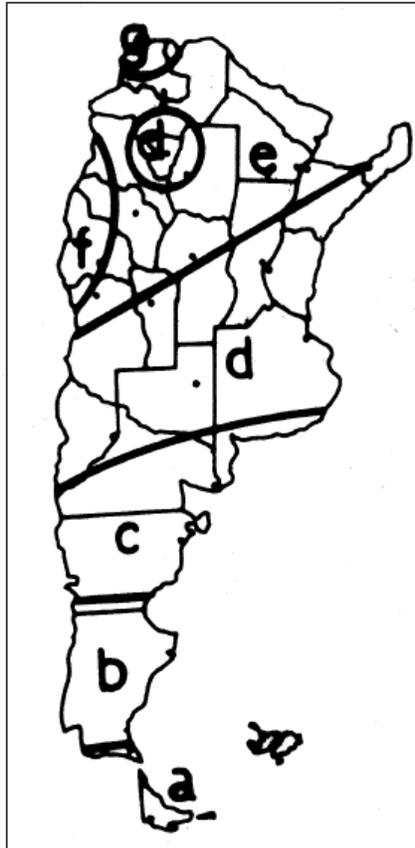


Figura 5.15- Zonas de la Argentina que refieren la cantidad de energía que puede ser generada.
 Fuente: Garreta F., Evans J M, De Schiller S.

	US\$/m ²	Época del año	A	B	C	D	E	F	G
Amorfos	1200	Mes crítico	105	130	165	170	175	190	235
		Promedio anual	115	145	180	190	195	210	260
Policristalinos	1600	Mes crítico	230	285	355	370	385	415	510
		Promedio anual	250	315	395	410	425	455	565
Monocristalinos	1800	Mes crítico	290	360	450	470	490	525	650
		Promedio anual	320	400	500	520	540	580	720

Tabla IX: muestran la energía generada en Wh/m² por día invernal y anual, y el costo aproximado por m² de FV instalado. Fuente: Garreta F., Evans J M, De Schiller S.

Realizando una generalización a nuestro edificio tendríamos:

Superficie x energía generada por m² x días del año =

2183m² x 530Wh/m² / día x 365 días = **422MWh** (energía máxima que puede generarse en esa región de la Argentina con esta tecnología)

Pero como vimos en nuestro caso debido a la orientación e inclinación de la cubierta, tenemos una considerable disminución (21%) y lo que efectivamente estamos generando es: **333,73MWh**.

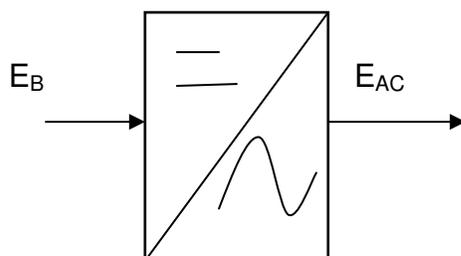
Comprobando ahora estos resultados con lo presentado por otros investigadores [12], respecto a la capacidad de convertir la energía captada para un sistema conectado a red es de 9% considerando la radiación horizontal diaria, que para SE en promedio es 4,66 KWh/m²-día.

365días x 4,66 KWh/m²-día x 2183m² x 0,9 = **334MWh**
(Cantidad absolutamente coincidente con lo obtenido aplicando RETScreen)

5.3- Cálculo del inversor

Los inversores son el vínculo fundamental entre el sistema de generación fotovoltaica y la red de distribución. Hasta tanto este tipo de inversores ingresaba al mercado internacional, la conexión a red de dispositivos que generan energía en corriente continua de forma intermitente no era considerada como una opción real de aplicación. La necesidad de inyectar a la red de energía eléctrica, pequeños valores de potencia, cumpliendo todos los requisitos de grandes sistemas de generación, limitaban la aplicación de la tecnología fotovoltaica. La evolución de la electrónica y de las capacidades de los inversores, sumado al hecho de ser utilizados en conjunto con una tecnología limpia, creó un marco apropiado para la evolución de los SFVCR. Existen una serie de requisitos a nivel nacional e internacional que deben cumplir todos los sistemas de generación que deseen inyectar energía eléctrica en la red.

Para el inversor debemos conocer: **P_I** e **V_I**, que es la potencia y tensión máxima que puede manejar el inversor. Los inversores pueden funcionar razonablemente bien en un rango amplio de potencias. **h_I** es el rendimiento del inversor y da cuenta de las pérdidas en su interior. Estimación $h_I \sim 0.95$



$$E_{AC} = \eta_I E_B$$

P_i, V_i, η_i

Figura 5.16- Esquema de un Inversor

Para un sistema FV conectado a red la energía inyectada a ésta, E_{AC} , en un año típico viene dada por la expresión:

$$E_{AC} = P^*_M \times \frac{G_a}{G^*} \times PR \times \eta_i$$

Valores estimados:

$$PR = 0.7$$

$$\eta_i = 0.9$$

Se trata de una primera aproximación que maneja valores medios anuales de radiación (G_a).



Figura 5.17: imagen de las instalaciones con conexión a red. Fuente: Lillo Isidoro, apuntes de clase X Maestría en EERR y AU., UNIA

5.4- Esquema unifilar y otros requerimientos de la Instalación Fotovoltaica conectada a red. Medidores de energía, protecciones y visor.

5.4.1- Esquema unifilar

Un diseño de un esquema unifilar básico se muestra en la Figura 5.18, obsérvese que la unidad de acondicionamiento de potencia incluye el inversor, y las protecciones. Y el Cuadro eléctrico, un interruptor general, un contador de salida, un contador de entrada y caja de embarrado.

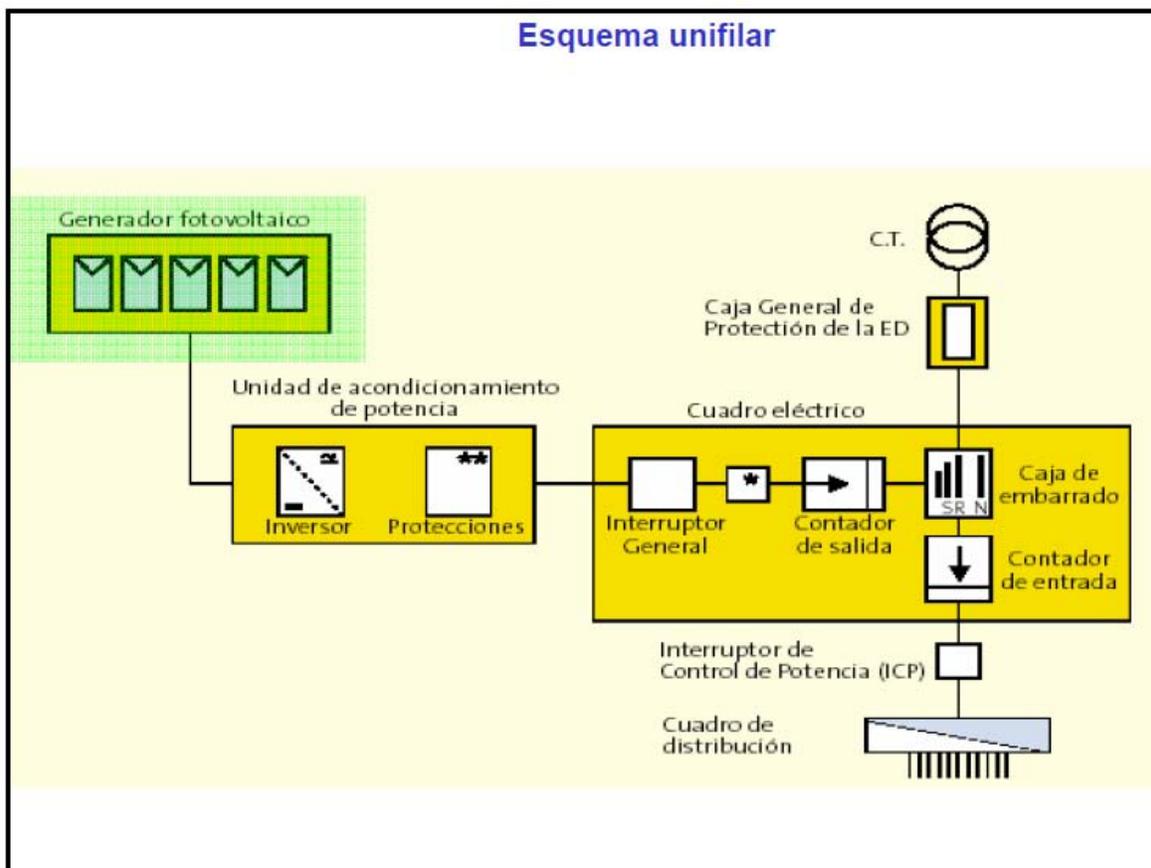


Figura 5.18: Esquema unifilar. Fuente:[12] Apuntes de clase X Maestría EERR, UNIA 2.009.

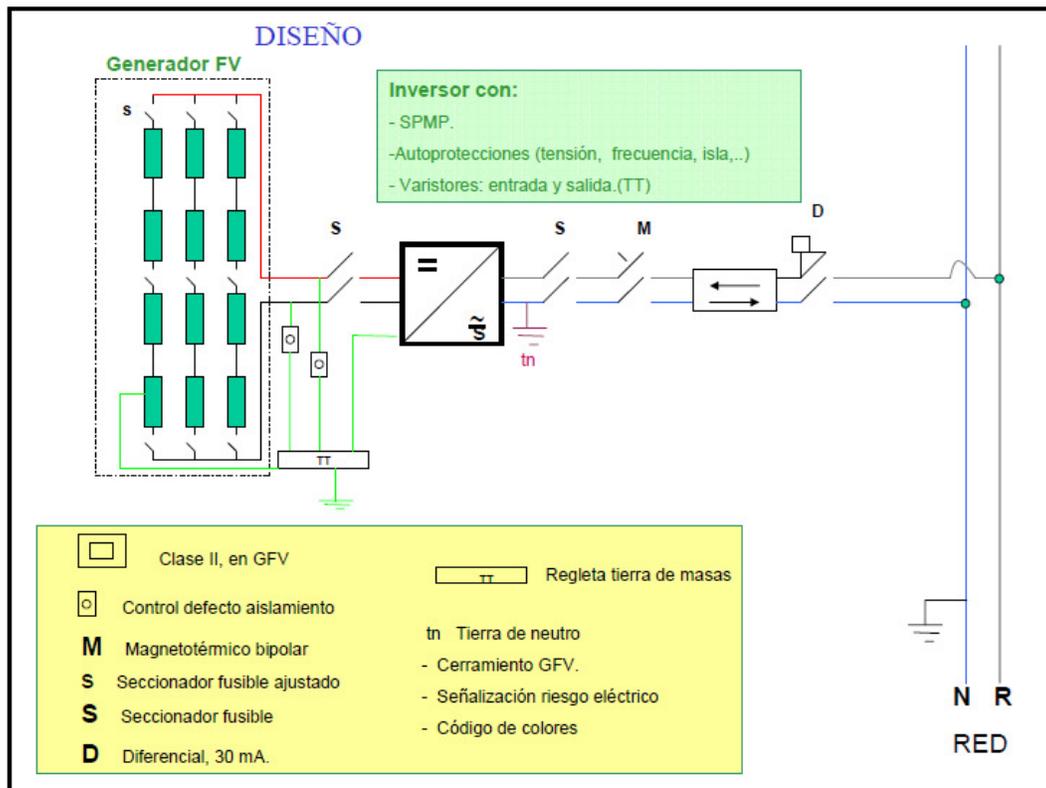


Figura 5.19 - Diseño de elementos de la instalación conectada a red. Fuente: [12] Apuntes de clase X Maestría EERR, UNIA 2.009.

En las conexiones eléctricas de nuestra instalación fotovoltaica, se prevé conectar dos medidores de energía, uno para medir la energía generada por el sistema fotovoltaico entregada a la red eléctrica pública, y el otro para medir la demanda de energía del edificio.

Las conexiones entre los paneles serán efectuadas en un tablero de comando, en el cual también estarán instalados los interruptores termomagnéticos, siguiendo el esquema de la Figura 5.19, resistores shunts, circuitos de protección contra sobretensiones, etc.

5.4.2- Visor de datos

El Sistema de Adquisición de Datos mide la Irradiancia en el plano del Generador, la velocidad y dirección del viento, las temperaturas del aire ambiente, y de las células de referencia, de un módulo representativo del generador y del inversor [15]. Toda esta información podrá ser visualizada en una pantalla ubicada en el hall central del edificio (figuras 5.21 a 5.25), de manera de mostrar a todos los pasajeros la tecnología de generación fotovoltaica, y algunos de los datos indicados en el modelo de la figura 5.20, que asocian al edificio como un generador de energía limpia que contribuye a reducir el CO₂.

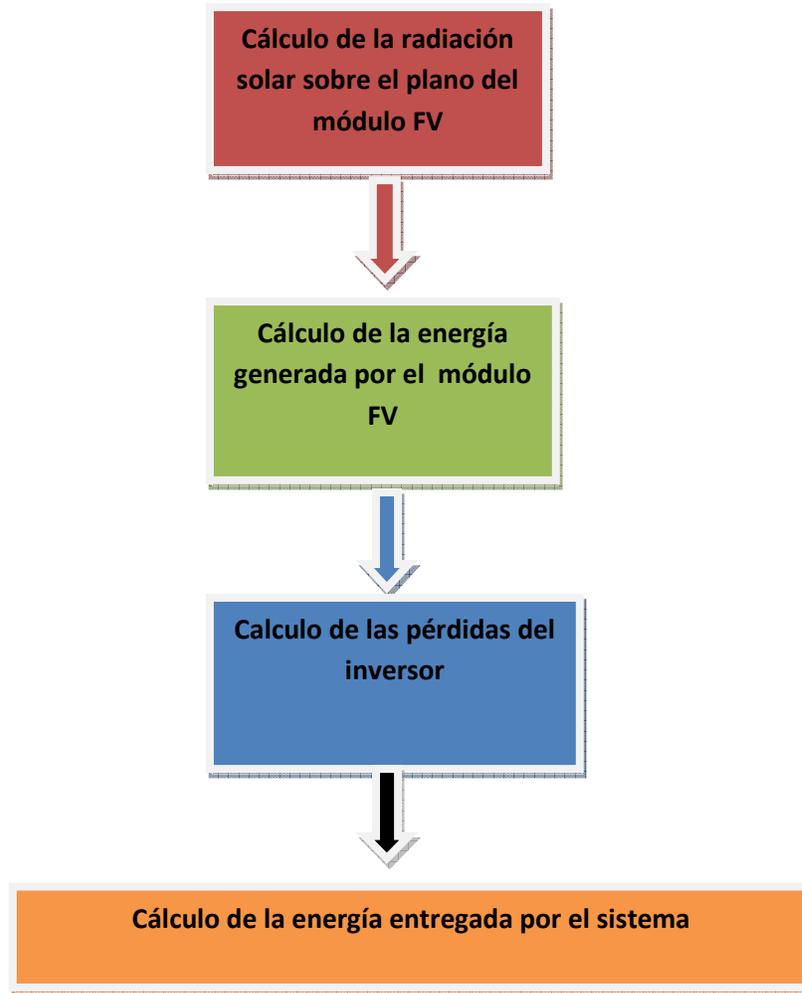


Figura 5.20- Modelo Simplificado para un sistema distribuido conectado a red.

En la figura 5.21, se aprecia el Visor en Pantalla LED, escogido por ser su disposición final, menos contaminante que la tecnología LCD, al no contener ésta mercurio. El visor muestra la capacidad del edificio de reducir gases de efecto invernadero (CO₂) con la reconversión realizada, al integrar tecnología fotovoltaica en la cubierta y generar energía limpia. Es un recurso utilizado para promover el interés de los pasajeros en construir una Ciudad Sostenible.



Figura 5.21: Vista de cómo quedaría el Monitor con imagen del panel Monocristalino e información de la energía generada y la reducción de CO2.



Figura 5.22: en el mismo monitor alternativamente se aprecian imágenes de la naturaleza que mediante este proyecto se busca preservar para las próximas generaciones

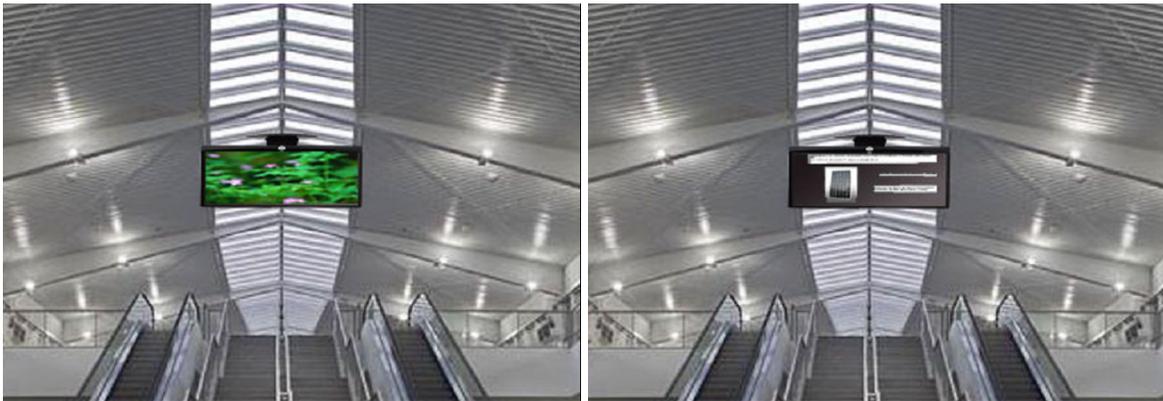


Figura 5.23: Vista frontal de como quedaría el Monitor

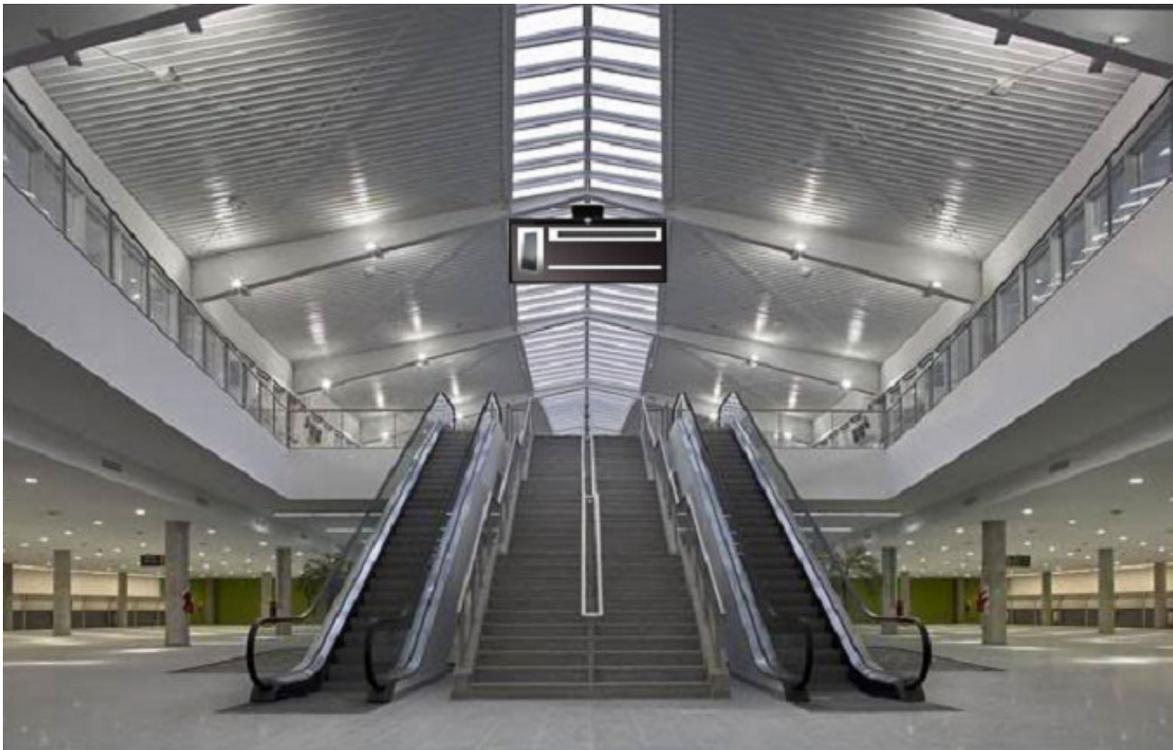


Figura 5.24: Como quedaría el monitor dominando el hall de entrada.



Figura 5.25: Vista General de cómo quedaría el acceso principal con el monitor incorporado.

5.5- Calculo del costo de la instalación del GFVCR

Ahora bien, si analizamos el Costo de las instalaciones y la amortización, tenemos que las instalaciones Conectadas a la red varía entre: 525-780 €/m² (4,5-6 €/Wp) [12]. Adoptando un valor medio de 650€/m², aplicado sobre los 2183m², resultaría una inversión de €1.418.950, y de \$7.094.750 (Argentinos).

La facturación mensual de energía se muestra el cuadro tarifario de la empresa EDESE SA en la Tabla X, correspondiendo a baja tensión mayor a 300KW, la potencia instalada. Los precios indicados no incluyen el Impuesto al Valor Agregado (21%), ni demás Tributos e Impuestos establecidos en la Legislación Vigente. Si incluimos éstos, mensualmente y realizando un promedio anual, la facturación que la Estación de Autobuses abona, es de \$280.000 (pesos argentinos), unos 56.000 Euros por mes. Al año sumaría \$3.336.000 ó 672.000 euros.

Tarifa N°3 (Grandes Demandas)		
Baja Tensión con 50 kW		
T3-BT Cargo por Cap. de Sum. Cont. en Punta	\$/kw-mes	31,52
T3-BT Cargo por Cap. de Sum. Cont. Fuera de Punta	\$/kw-mes	18,85
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. Pico	\$/kwh	0,249
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. restantes	\$/kwh	0,238
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. Valle	\$/kwh	0,227
Baja Tensión con Pot > 6 = 300 kW		
T3-BT Cargo por Cap. de Sum. Cont. en Punta	\$/kw-mes	31,52
T3-BT Cargo por Cap. de Sum. Cont. Fuera de Punta	\$/kw-mes	18,85
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. Pico	\$/kwh	0,249
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. restantes	\$/kwh	0,238
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. Valle	\$/kwh	0,227
Media Tensión con 50 kW		
T3-BT Cargo por Cap. de Sum. Cont. en Punta	\$/kw-mes	21,77
T3-BT Cargo por Cap. de Sum. Cont. Fuera de Punta	\$/kw-mes	12,27
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. Pico	\$/kwh	0,237
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. restantes	\$/kwh	0,226
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. Valle	\$/kwh	0,215
Media Tensión con Pot > 6 = 300 kW		
T3-BT Cargo por Cap. de Sum. Cont. en Punta	\$/kw-mes	21,77
T3-BT Cargo por Cap. de Sum. Cont. Fuera de Punta	\$/kw-mes	12,27
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. Pico	\$/kwh	0,237
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. restantes	\$/kwh	0,226
T3-BT Cargo Variable por Energía en hs. Valle	\$/kwh	0,216

Tabla X- Cuadro tarifario EDESE SA, grandes demandas.
Fuente: página comercial de la empresa.

Pero la energía generada en un año con el GFVCR es de 333,73MWh, lo cual representa un 21% de lo que consume este “energívoro”. En pesos argentinos esto representa: \$705.600 anualmente, por lo cual nuestra inversión en un análisis lineal, se amortizaría en diez años. A partir de esa fecha y por los restantes quince años de vida útil de los principales componentes (módulos), el excedente significa ganancia para la empresa concesionaria del servicio de la Estación de Autobuses y para el mismo Estado.

5.6- Cálculo de las toneladas de CO2 no emitidas a la atmósfera.

Para realizar el cálculo de la reducción del principal gas de efecto invernadero, por su abundancia, el CO2, expresado en toneladas equivalentes de petróleo no emitidas a la atmósfera, se aplicará una metodología propuesta en el Trabajo “Determinación del Factor de Emisión de CO2 de la Red Argentina” [14], aplicable a Proyectos que reducen el consumo de electricidad. El objetivo de ese trabajo es determinar un Factor de Emisiones (“FE”) de CO2 para la Red

Argentina y así mismo fomentar el desarrollo de proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), del protocolo de Kioto, conectados a la Red.

Entre las ventajas de utilizar este factor FE se cuenta: ahorro de tiempo, ahorro de costo de transacción del MDL. Los participantes en la determinación del FE han sido: SAYS (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sostenible) y Secretaría de Energía; CAMMESA (provisión de datos). El estudio muestra la cantidad de emisiones de CO₂ por MWh de electricidad generada en la red. Se hace la salvedad que este factor debe ser calculado en base a metodologías aprobadas por la Junta Ejecutiva del MDL, la usada en este trabajo: ACM0002, "Consolidated methodology for grid connected electricity generation from renewable sources".

Este factor es aplicable a:

- Proyectos MDL de energía renovable conectados a la red eléctrica argentina (Fotovoltaica conectada a red, eólica, etc.).-
- Proyectos que reducen el consumo de electricidad de la red eléctrica argentina (Eficiencia energética)
- Proyectos MDL que consumen energía eléctrica de la red eléctrica argentina.

Los datos básicos e información utilizada son:

- Factor de Emisión por combustible: carbón, diesel, fuel oil y gas natural) (tCO₂ por unidad de combustible). Datos: 2ª Comunicación Nacional.
- Generación de Electricidad (MWh) de cada planta conectada a la Red. Datos: CAMMESA.
- Consumo de Combustible de cada planta conectada a la Red. Datos: Secretaría de Energía.
- Información de adiciones de plantas a la red. Datos: Secretaría de Energía.

Emisiones reducidas por el proyecto = Energía entregada a la red por el proyecto* EF (0.40 ton/ MWh)

Aplicando esta expresión a nuestro caso con *EF (0.40 ton/ MWh)

333,73MWh x 0,40ton /MWh = 133,492 ton

La huella de carbono de un argentino asumiendo un "consumo promedio" es de 5,71 ton CO₂ al año, para un estadounidense es de 20Tn CO₂, la diferencia en las huellas de carbono con estos países se debe tanto a los contrastes existentes en los modelos productivos, como al estilo de vida de los ciudadanos.

La Tabla XI, nos muestra el factor FE para otros países según diferentes fuentes energéticas utilizadas, la RA tiene una matriz eléctrica con ≈ 38% de Hidroelectricidad, y ≈57% de Centrales Térmicas.

Integración Arquitectónica de Sistemas Tecnológicos basados en Energías Renovables en un Edificio Público - Silvina Rigali

Date Registered	Title of the project	Host Parties	ACM02 version	Operating Margin EF			Build Margin EF		Combined Margin EF	
				Data vintage	OM method	EF _{OM}	Data vintage	EF _{BM}	weights	EF _{CM}
12 Aug 06	Jilin Tongyu Huaneng 100.05MW Wind Power Project	China	5	ex ante	Simple CM	1.064	ex ante	0.946	0.5:0.5	1.005
11 Aug 06	Xiaogushan Hydropower Project in People's Republic of China	China	5	ex ante	Simple CM	0.982	ex ante	0.742	0.5:0.5	0.862
9 Aug 06	Jilin Taobei Huaneng 49.3MW Wind Power Project	China	5	ex ante	Simple CM	1.105	ex ante	0.755	0.75:0.25	1.017
8 Aug 06	Guangdong Nan'ao Huaneng 45.05MW Wind Power Project	China	6	ex ante	Simple CM	0.922	ex ante	0.499	0.75:0.25	0.816
27 Jul 06	Fujian Zhangpu Liyao 30.6 MW Wind Power Project	China	5	ex ante	Simple CM	0.877	ex ante	0.597	0.5:0.5	0.737
13 Jul 06	Ningxia Tianjing Shenzhou 30.6MW Wind-farm Project	China	5	ex ante	Simple CM	0.990	ex ante	0.714	0.5:0.5	0.852
18 Jun 06	Sihwa Tidal Power Plant CDM Project	Republic of Korea	4	ex ante	Simple CM	0.771	ex ante	0.472	0.5:0.5	0.621
02 Jun 06	Youngduk Wind Park Project	Republic of Korea	4	ex ante	Simple CM	0.771	ex ante	0.472	0.5:0.5	0.621
29 May 06	Bundled Wind power project in Jaisalmer (Rajasthan in India) managed by Enercon (India) Ltd.	India	4	ex ante	Simple CM	1.091	ex ante	0.726	0.5:0.5	0.909
29 May 06	Lihir Geothermal Power Project	Papua New Guinea	4	ex ante	Simple CM	0.704	ex ante	0.653	0.5:0.5	0.679
25 May 06	LaGeo, S. A. de C. V., Berlin Geothermal Project, Phase Two	El Salvador	4	ex ante	Simple Adjusted OM	0.576	ex ante	0.649	0.5:0.5	0.613
25 May 06	Ningxia Helanshan Wind-farm Project, Ningxia Autonomous Region, China	China	4	ex ante	Simple CM	0.990	ex ante	0.714	0.5:0.5	0.852
25 May 06	18 MW Kempohle Mini Hydel Scheme (KMHS), by International Power Corporation Limited, India	India	4	ex ante	Simple CM	0.974	ex ante	0.655	0.5:0.5	0.815
12 May 06	Bundled wind power project in Chitradurga (Karnataka in India) managed by Enercon (India) Ltd.	India	4	ex ante	Simple CM	0.121	ex ante	0.716	0.5:0.5	0.418
08 Apr 06	San Jacinto Tizate geothermal project	Nicaragua	4	ex ante	Simple CM	0.857	ex ante	0.651	0.5:0.5	0.754
01 Apr 06	Jepirachi Wind Power Project	Colombia	3	ex post	Dispatch	0.362	ex ante	0.320	0.5:0.5	0.341
20 Mar 06	La Higuera Hydroelectric Project, Chile	Chile	4	ex post	Dispatch	0.817	ex ante	0.361	0.5:0.5	0.589
20 Mar 06	Gangwon Wind Park Project	Republic of Korea	4	ex ante	Simple CM	0.785	ex ante	0.439	0.5:0.5	0.612
19 Mar 06	Wigton Wind Farm Project (WWF)	Jamaica	4	ex ante	Simple CM	0.893	ex ante	0.776	0.5:0.5	0.834

Fuente: CDM and JI in Charts: Ver. 6.0 (Ministry of Environment Japan, Agosto 2006)

Tabla XI: Valor de FE, para otros países según la fuente energética. Fuente[14].

Veamos qué representa estas 133,492 toneladas de CO₂:

Un árbol «modelo» puede absorber 0,67 t de CO₂ (Fuente Greenfleet).

Gases de efecto invernadero desplazados (toneladas de CO₂)/0,67 = Número de árboles.

133,73ton/0,67 árboles/ton= 199,24 árboles ≈ **200 árboles/ año**

De modo que las 133,492 toneladas de CO₂ por año es la cantidad equivalente de CO₂ que 200 árboles son capaces de absorber, por lo que se evidencia la necesidad de disminuir la emisión de CO₂, sobre todo en el actual escenario mundial en el que cada vez se talan más árboles, en lugar de aumentar la superficie boscosa de la Tierra.

Ahora bien, si consideramos un automóvil con un motor de petróleo produce aproximadamente 4,33 t de emisiones de CO₂ por año (Fuente Greenfleet).

Emisiones de gases de efecto invernadero evitadas (toneladas de CO₂)/4,33 =
Número de automóviles

133,73 ton/4,33autos/ton = 30,88 autos≈ **31 autos/año**

Nuestro proyecto representa más allá del beneficio económico para la empresa que venda la energía verde a la red, un impacto equivalente a plantar 200 árboles modelos, o a retirar 31 autos nafteros de circulación de la ciudad, sólo por ello, este proyecto es viable. Sobre estos detalles se hará mención en el Visor instalado en el hall de acceso.

Capítulo VI:

INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA: ESTIMACIÓN DEL IMPACTO VISUAL DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS SUPERPUESTOS EN CUBIERTA

“El Paisaje Urbano es el impacto visual que una ciudad produce en quienes residen en ella o en los que la visitan” (Gordon Cullen)

Resumen:

En base a lo expuesto en el Capítulo II, sección 2.2, y 2.3, referido a la Integración de Sistemas Tecnológicos al Diseño Arquitectónico, se busca aplicar un procedimiento para estimar el Impacto Visual de las Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica del Edificio: Estación de Autobuses de SE sobre el mismo edificio, y sobre el Paisaje Urbano, y conciliar las condiciones estéticas del paisaje urbano con los beneficios derivados del uso de Energías Renovables.

Contenido

6.1.- Estimación del impacto visual

- 6.1.1- Introducción y Objetivos
- 6.1.2- Características y parámetros
- 6.1.3- Grados de integración arquitectónica en GFVCR

6.2.- Tipificación del caso

- 6.2.1- Integración del GFVCR a nuestro edificio
- 6.2.2- Estimación del impacto del edificio con su instalación FV en la cuenca visual

CAPITULO VI

INTEGRACIÓN ARQUITECTÓNICA:

ESTIMACIÓN DEL IMPACTO VISUAL DE LOS PANELES FV

SUPERPUESTOS EN CUBIERTA

6.1- Estimación del impacto visual

6.1.1- Introducción y Objetivos

Un generador fotovoltaico se constituye una vez colocado, en un elemento propio pero a la vez accesorio al edificio y su entorno, genera un impacto visual susceptible de ser medido y /o evaluado y, por lo tanto, corregido o aminorado. Puede producir un deterioro en la calidad del paisaje urbano.

El objetivo de estimar el impacto visual es conciliar las condiciones estéticas del paisaje urbano con los beneficios derivados del uso de Energías Renovables. Uno de los objetivos de este trabajo de tesis es alcanzar la adecuada integración arquitectónica de módulos a la cubierta de un edificio público. Las cuestiones fundamentales a tener en cuenta de los modelos más empleados de paneles solares son:

- Asegurar el soleamiento (inclinación y orientación más adecuada de acuerdo a las características de la edificación), si bien la edificación tiene algunos problemas en su orientación e inclinación, el hecho que la cubierta está totalmente libre de sombras durante todo el año representa una ventaja considerable.
- Maximizar el aprovechamiento del potencial del Edificio: otra de las características se refiere a la situación del edificio en relación con su entorno inmediato. La situación de edificación aislada permite siempre una mayor libertad y flexibilidad en la instalación y colocación de los paneles solares. El edificio se yergue sólo en medio de un predio sin obstáculos o construcciones.
- Integrar los componentes: el aspecto rectangular, y el color de vidrio oscuro de los paneles, son elementos que permiten una excelente integración a determinadas tipologías constructivas, en el caso del edificio en análisis, esto es perfectamente posible.

6.1.2 Características y parámetros

Haciendo una analogía con los esquemas aplicados para evaluar el impacto a instalaciones solares térmicas [16], podemos plantear que los parámetros a considerar del generador fotovoltaico son:

- Superficie de los paneles
- Inclinación de los paneles
- Orientación de los paneles
- Colores
- Reflectancia de la superficie de paneles

Como elementos del edificio impactados tenemos:

- Volúmenes de la edificación
- Superficie de las cubiertas y fachadas
- Colores de las cubiertas y fachadas
- Estética de las cubiertas y fachadas

Tipos de impacto:

- Impacto Visual del GFV sobre el Edificio
- Impacto Visual del GFV sobre la Cuenca Visual Urbana

Puntos de vista de percepción del paisaje urbano:

- Volúmenes de la edificación
- Superficie de las cubiertas y fachadas
- Colores de las cubiertas y fachadas
- Estética de las cubiertas y fachadas

6.1.3-Grados de integración arquitectónica en GFVCR:

Se reconocen tres tipos de integración arquitectónica, ver Figura 6.1:

- Alta integración: se refiere a aquellas instalaciones en las cuales el impacto es imperceptible, ya sea porque la cubierta (o la superficie donde se instala el GFV) no es visible, o porque se reviste con los módulos, o se utiliza como material compositivo para cerramiento, ver Figuras 6.2, 6.3, 6.4, y 6.5.
- Media integración: esta cualidad es aplicable a las edificaciones ya construidas donde se incorpora el GFV, dos ejemplos son módulos superpuestos, o superficies de sombreado, ver Figura 6.6.

- **Baja integración:** se trata de aquellas instalaciones con módulos independiente, por ejemplo cubiertas horizontales donde se los ubica sobre soportes. Y son elementos fácilmente reconocibles como ajenos a la instalación.

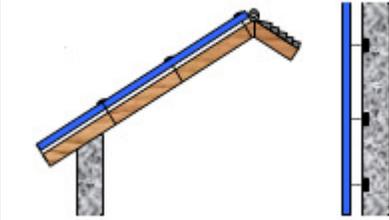
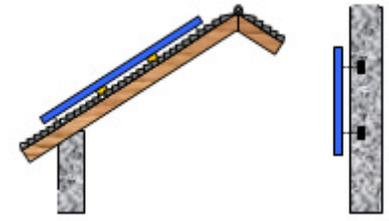
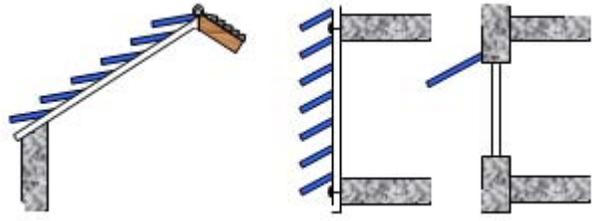
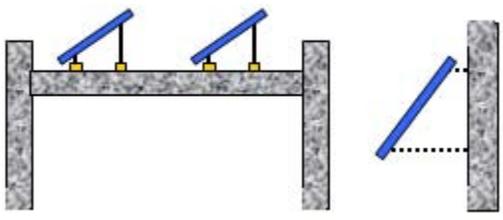
<p>Alto Revestimiento</p>	
<p>Alto Cerramiento</p>	
<p>Medio Superpuestos</p>	
<p>Medio Elementos de Sombreado</p>	
<p>Bajo Módulos Independientes</p>	

Figura 6.1: Grados de integración arquitectónica Grados de integración arquitectónica en EFCR
 Fuente: Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid



Figura 6.2: Módulos integrados Pérgola “Forum 2004”, Barcelona 500 kWp; Si-monocristalino



Figura 6.3: Módulos integrados – cerramiento. Barrera antisonido (Stuttgart, 2001)-
140 kWp; Si-monocristalino sobre sustrato cerámico

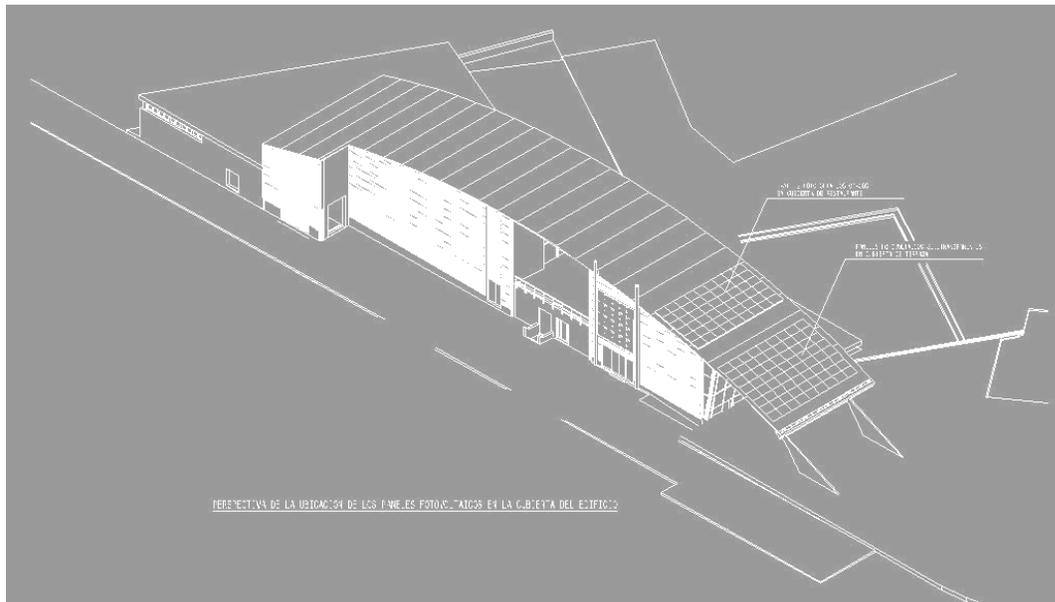


Figura 6.4: Ejemplo de integración arquitectónica Parque de las Ciencias Granada –
Fuente: Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid

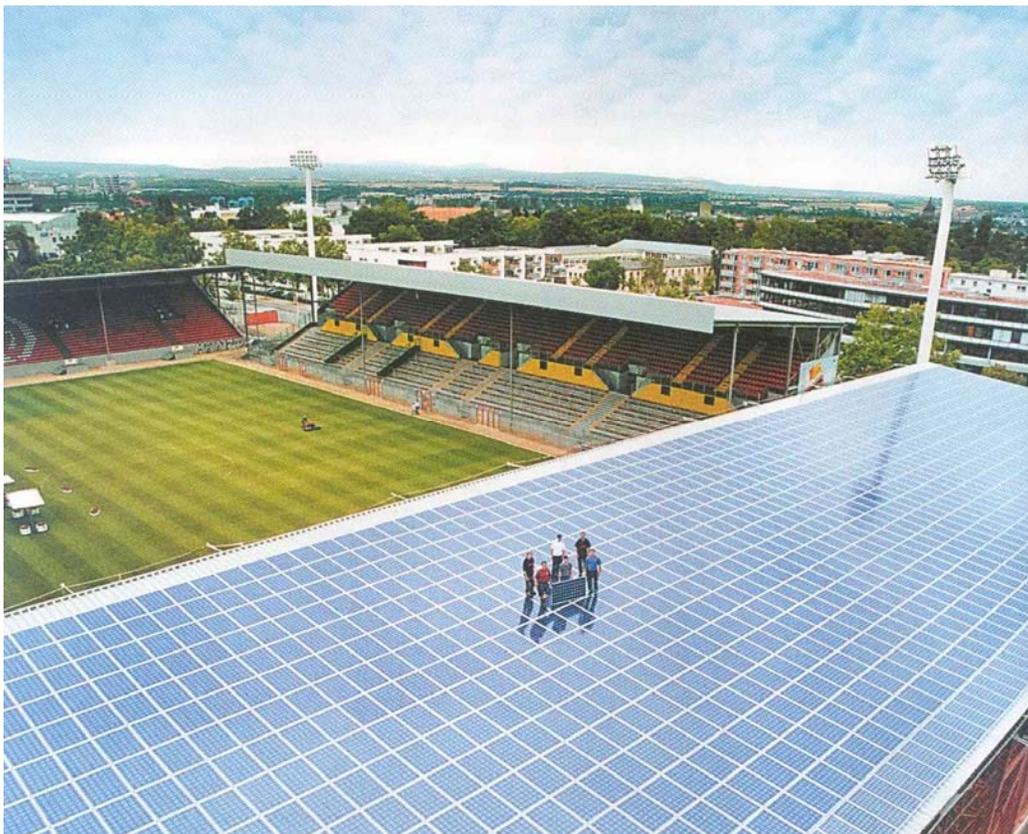


Figura 6.5: Ejemplo superposición Estadio Mainz, Rhineland-Palatinado, Alemania (2004) (204 kW). Alta integración.



Figura 6.6: Ejemplo superposición Proyecto "Edén" en Cornwell, Reino Unido(43 kWp)

6.2- Tipificación del caso

6.2.1- Integración del GFVCR a nuestro edificio

Para el edificio de la Estación de Autobuses de SE, tenemos un grado de integración media con superposición. Los módulos reposan sobre la envoltura del edificio, quedando paralelos a ésta. Entre las ventajas tenemos un muy bajo impacto visual, y menos carga de viento; y entre las desventajas, esto no supone ahorro de elementos constructivos. Su aplicación típica la encontramos siempre en Edificios reformados.

En la Tabla XII apreciamos los valores de referencia de coste de la instalación fotovoltaica en diferentes grados de integración, y la Figura 6.7, nos muestra el precio orientativo de Elementos Constructivos de Fachada, de modo de establecer una comparación en cuanto a la conveniencia de reemplazar directamente estos elementos en el diseño inicial y lograr un ahorro considerable.

Integración de módulos fv	Coste instalación fv (€/m ²)	Ahorro elem. (€/m ²)	Coste Total (€/m ²)
Independientes	840 – 1010	0	840 – 1010 (referencia)
Superpuestos	86 – 1120	0	860 – 1120 (+2%)
Revestimiento	930 – 1180	70 – 110	820 – 1110 (-3 – +1%)
Tejas fv	930 – 1260	70 – 110	830 – 1190 (-2 – +9%)
Cerramiento	1050 – 1260	220 – 300	760 – 1040 (-10 – +9%)
Elem. Sombreado	880 – 1180	60 – 90	790 – 1120 (-6 – +2%)

Tabla XII: Instalación fotovoltaica completa (módulos+inversor+cables+instalación) – tecnologías de menos a más caras: Encapsulado vidrio–tedlar / vidrio–vidrio -Opacos / semitransparentes
 Fuente: Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid- 2.008

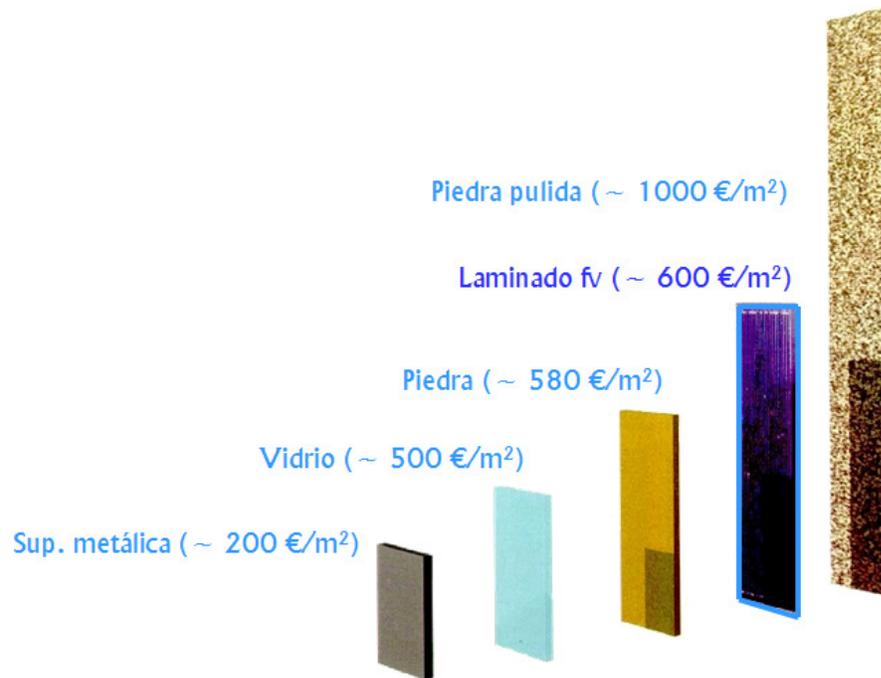


Figura 6.7: Elementos Constructivos de Fachada -Precio orientativo.
 Fuente: Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid

La tabla XIII, elaborada en base a una clasificación fehaciente [16], indica el impacto según el tipo de módulo utilizado, y el grado de integración. Tenemos impactos moderados referidos con el símbolo O; impactos severos (-); e impactos imperceptibles (+). En nuestro edificio, según este patrón estimamos tendríamos un impacto moderado (superpuesto-estándar).

Tipo	Independiente	Superpuesto	Revestimiento	Cerramiento	Sombreado
Estándar	+	O	-	-	O
Laminados opacos	O	+	+	O	+
Laminados Semi-transparente	-	-	-	+	+
Laminados Transparente	-	-	-	+	+

Tabla XIII: Estimación del impacto según el tipo de módulo y el grado de integración. El Caso de estudio: Estación de Autobuses: Superpuesto- Estándar: grado de impacto moderado.

Si tenemos en cuenta otros aspectos, por ejemplo: Superficie, Color y Material de la cubierta, y tipología del edificio, inferimos que el impacto es mínimo, ya que la cubierta es de color gris acero, el vidrio del lucernario y ventanas es gris tonalizado, de modo que los módulos de Silicio Monocristalino son absolutamente compatibles. La figura 6.8, 6.9 y 6.10, son simulaciones en 3D, que muestran la ubicación de los módulos sobre la cubierta.

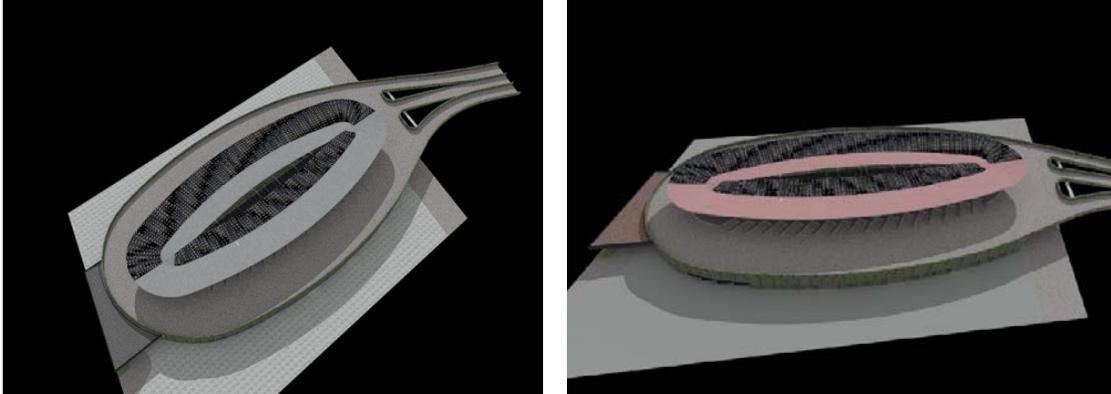


Figura 6.8- Ubicación de los módulos escogidas de acuerdo a la orientación e inclinación más favorable de la cubierta, el rosa fue escogido para resaltar los módulos en la figura.

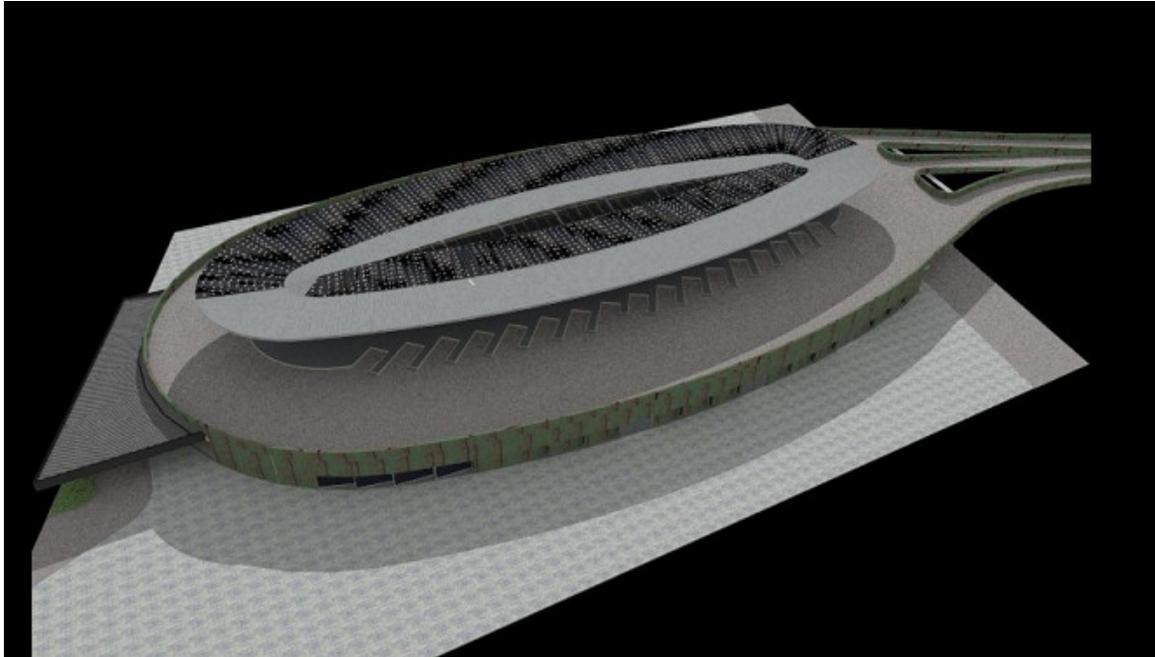


Figura 6.9- Simulación 3D de la integración arquitectónica del GFVCR. Vista nor-este.

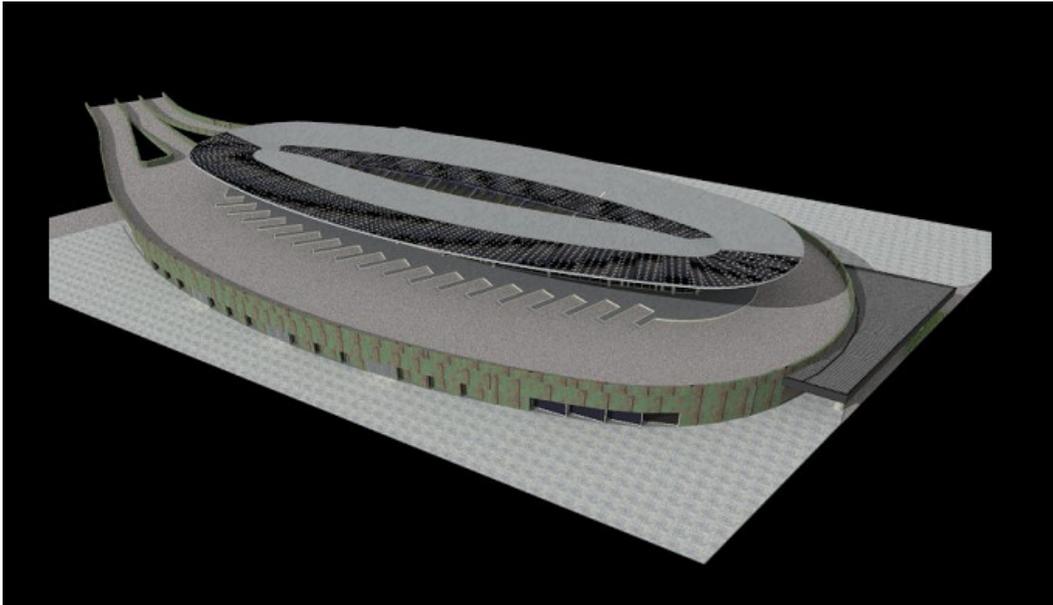


Figura 6.10- Simulación del edificio, vista frente en 3D de la integración arquitectónica del GFVCR

6.2.2-Estimación del impacto del edificio con su instalación FV en la cuenca visual

El impacto visual sobre el paisaje urbano puede clasificarse en: Inexistente, inapreciable, Compatible, Compatible con Corrección, Incompatible e Inadmisible. Los Parámetros visuales más importantes son:

- Volumen
- Superficie
- Color

Sobre ellos deberán aplicarse las medidas correctoras.

Apreciemos en la Figura 6.11, una vista de planta del edificio y el viaducto, vemos el volumen importante de la construcción, la superficie que ocupa y el impacto resultante de ello, que no se incrementa por la incorporación de una cubierta Fotovoltaica.

En la Figura 6.12 se muestra una visión del conjunto, en esta fotografía podemos dar cuenta lo inapreciable que es la cubierta para la mayoría de los usuarios del edificio. Sólo advertirán la presencia de los módulos desde un edificio que funciona como depósito de un comercio, ubicado a 50metros al norte, y desde el Palacio de Tribunales, una construcción de cinco plantas, ubicada al Sur, pero a 400m.



Figura 6.11: Vista de planta del edificio y el viaducto, su inserción en el tejido urbano causó un impacto inicial, pero la incorporación de cubierta FV no agravaría la situación.



Figura 6.12: vista general del conjunto donde se aprecia el color y textura de la cubierta

En la Tabla XIV se resume el análisis de impacto visual a corta y media distancia. Por lo tanto teniendo en cuenta los aspectos antes mencionados podemos considerar que el Impacto visual en la cuenca urbana paisajística es Inapreciable.

			Impacto
Percepción visual de la cubierta integrada con paneles fotovoltaicos	Elementos urbanos Corta distancia (0-100m)	Sólo visible desde un depósito de 4 plantas, ubicado a 50m, al norte.	Moderado
	Elementos urbanos Media distancia (100-500m)	Visible desde el Palacio de Tribunales, 5 plantas a 400m	Moderado

Tabla XIV: Percepción visual en el espacio urbano del edificio con GFVCR

Capítulo VII:

ANALISIS DE RESULTADOS

Resumen:

En este apartado se traen a consideración los números fríos vinculados al proyecto, se intenta analizar sin parcialidades la conveniencia o no, de transformar este edificio público “energívoro” en un generador de energía “verde”.

Se busca asimismo con estas cifras orientar y sensibilizar a los funcionarios del Estado respecto a la toma de decisiones en construcciones nuevas, que no contemplan criterios bioclimáticos y que luego representan importantes erogaciones en energía eléctrica para funcionar.

Contenido

7.1 – Consideraciones acerca de la Energía obtenida frente a la inversión requerida.

7.2- Beneficios adicionales

7.2.1- La divulgación y el fomento de la EERR

7.2.2- Posibilidad de recibir subsidios (FONTAR)

7.2.3- Mecanismo de Desarrollo Limpio

CAPITULO VII

ANALISIS DE RESULTADOS

7.1 – Análisis de Resultados

7.1.1- La Energía obtenida frente a la inversión requerida

En la figura 7.1 podemos apreciar un ejemplo de una instalación fotovoltaica conectada a red e la cual se muestra en rojo la potencia del generador FV, y en azul la potencia extraída desde la red, durante un día soleado.

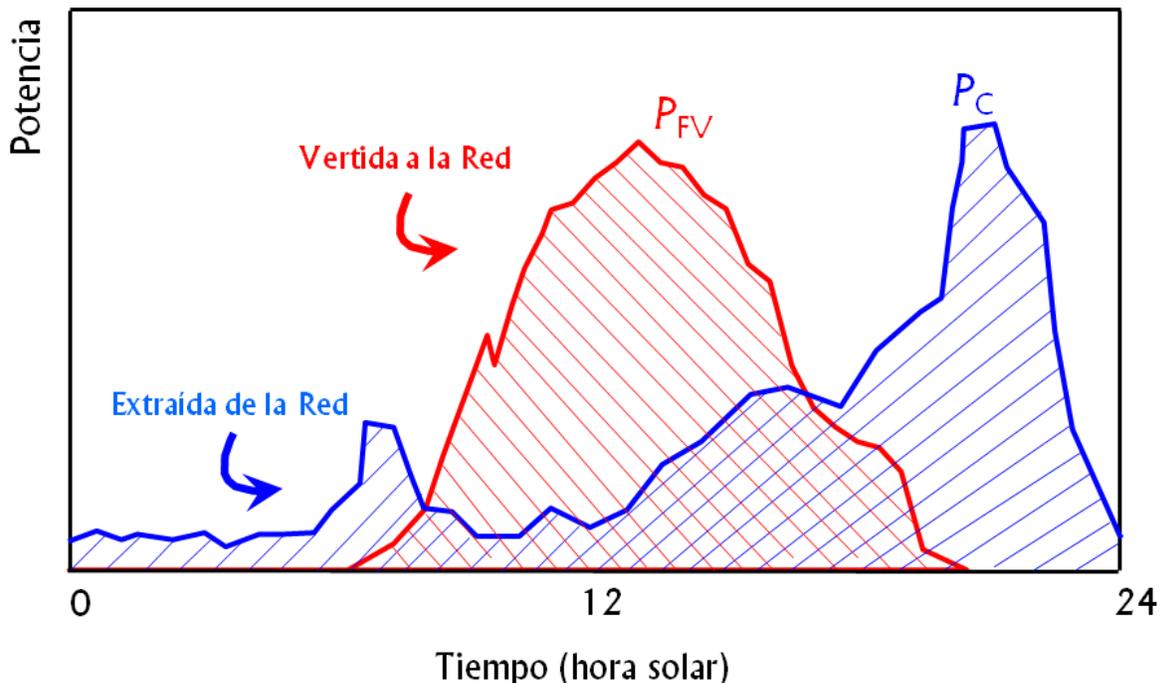


Figura 7.1- Potencia FV y desde la Red en función de las horas del día.

Normalmente esto es lo que sucede, ya que en las horas de mayor generación FV, la demanda del edificio baja, y por eso lo conveniente es contar con la red de transmisión eléctrica como “almacenamiento”, verter a la red todo lo generado, y luego tomar lo necesario.

Vimos en la Sección, 5.1 del Capítulo 5, que se aplicó una metodología para calcular la energía que es posible obtener integrando FV a la cubierta, se debe destacar que esta opción puede optimizarse, si se realiza un análisis detallado de toda la cubierta, y va escogiéndose las áreas que resulten más eficientes (en términos de energía producida versus inversión). Esto nos llevaría a

una disposición diferente, seguramente no simétrica, pero es una cuestión a abordar, prevista para un trabajo de investigación a desarrollar durante el año 2.011, y a presentar en el Congreso anual de ASADES (Asociación Argentina de Energías Renovables), que felizmente se realizará en Santiago del Estero, en el mes de Octubre.

En la Sección 5.2 del Capítulo 5, se demuestra que la amortización de la instalación se realizaría en un período de 10 años aproximadamente, no lo podría no resultar muy atractivo comercialmente, pero dejando de lado los beneficios económicos que la energía verde vendida a la red pudiera suministrar, es necesario dimensionar, que realizar esta reconversión energética equivale a plantar 200 árboles modelos, o a retirar 31 autos nafteros de circulación de la ciudad, sólo por ello, este proyecto debiera ser considerado viable.

Debemos explicar que si realizáramos esta misma instalación en un país de Europa (con las políticas de fomento de las energías renovables y el precio diferenciado de la energía vertida a la red, o aquí mismo en Latinoamérica, en Brasil por ejemplo, donde no existen los subsidios a la energía eléctrica generada en forma convencional, y por lo tanto los costos son reales y mayores, entonces la amortización se produciría en un tiempo mucho menor al estimado para la Argentina.

7.2- Beneficios adicionales

7.2.1- La divulgación y el fomento de la EERR

En la sección 5, calculamos las toneladas de dióxido de carbono (CO₂) no emitidas a la atmósfera. Toda esta información podrá ser visualizada en una pantalla LED ubicada en el hall central del edificio de manera de mostrar a los miles de pasajeros que transitan semanalmente, la tecnología de generación fotovoltaica, sus beneficios, y los datos asociados que re signifiquen esta Estación de Autobuses como el primer edificio público generador de energía limpia en el país. El mensaje además de alto contenido político, posiciona al Gobierno Provincial en una clara postura de defensa ambiental, y manifiesta voluntad de contribuir a reducir los gases de efecto invernadero y a cuidar el planeta.

7.2.2- Posibilidad de recibir subsidios (FONTAR)

La Agencia Nacional de Promoción Científica y Tecnológica, a través del Fondo Tecnológico Argentino (FONTAR) administra recursos de distinto origen, tanto públicos como privados, y financia proyectos de innovación a través de distintos instrumentos, que se implementan por medio del proceso de Convocatorias Públicas o Ventanilla Permanente. Además existen otros

instrumentos de financiamiento ofrecidos a través de concurso para obtener subsidios del Banco Interamericano de Desarrollo.

Este proyecto podría concretarse si se presenta a una de estas convocatorias, y se suman esfuerzos de coparticipar dos o más organismos gubernamentales, y algún actor privado, por ejemplo la Universidad, el Gobierno de la Provincia y la empresa concesionaria de la Estación de Autobuses.

7.2.3- Mecanismo de Desarrollo Limpio

La Argentina ratificó el acuerdo de Kioto, previa aprobación del Congreso Nacional el día 13 de julio de 2001, a través de la Ley Nacional 25.438. Como país adherente se compromete con la reducción de emisiones o, al menos, con su no incremento y participa del Artículo 12 del mencionado Protocolo, llamado Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL). Es un mecanismo de reducción de emisiones o secuestro de carbono que se lleva a cabo en un país en desarrollo. Para promover Proyectos para el MDL la Argentina tiene una Oficina para el Mecanismo de Desarrollo Limpio (OAMDL). Estos emprendimientos deben cumplir una instancia Nacional y una Internacional, en cuya última etapa se expiden los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs), también denominados "créditos de carbono" o "bonos de carbono".

Los países receptores de las inversiones de proyectos (como ser la Argentina) se benefician debido al aporte, y al desarrollo sustentable que estos proyectos deben hacer. Los proponentes de proyectos MDL, además de los eventuales "créditos de carbono", obtienen beneficios adicionales, entre otros, la transferencia de tecnologías más limpias y el acceso a nuevos mercados. Para la Evaluación Nacional de Proyectos de MDL, la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la nación, aprobó la Resolución N° 825/2004 que describe las Normas de Procedimiento para la Evaluación Nacional de Proyectos presentados ante la OFICINA ARGENTINA DEL MECANISMO PARA UN DESARROLLO LIMPIO – OAMDL.

Capítulo VIII:

CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN

Resumen:

En primer término se hace una reflexión sobre los alcances del trabajo, y su impacto en la comunidad de concretarse el Proyecto de reconversión. Se realizan sugerencias para futuros trabajos sobre este Edificio.

Se plantea brevemente la política energética impulsada por el Gobierno Nacional. Y se reclama un mayor compromiso por parte del Estado con la formulación e implementación de una política energética que incluya a las energías renovables y los medios necesarios para llevarla adelante en forma efectiva.

También se resalta que el marco normativo sigue siendo insuficiente y no incluye el tratamiento de los usos no eléctricos de las energías renovables. Específicamente, se menciona la necesidad de actualizar los incentivos planteados por la Ley 26.190/07.

Contenido

7.1– Conclusiones y Discusión

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y DISCUSIÓN

Aquí cabe reflexionar sobre los alcances de este trabajo de tesis, en el contexto de una provincia donde no hay un solo Edificio Fotovoltaico conectado a red, y en un marco legal que no permite aún, el acceso de generadores menores a 10MW conectados a red. Por razones de tiempo, no se logró desarrollar algunos aspectos esenciales al Proyecto, por lo cual se deja planteado como sugerencias para futuros trabajos:

1. La Optimización espacial de los paneles FV en cubierta
2. El Diseño de la instalación eléctrica
3. Planteamiento como sistema aislado para cubrir la demanda de iluminación

El impacto de una instalación de estas características sería muy importante entre la población, que en general desconoce las potencialidades de la Fotovoltaica para la zona. Es escasa la difusión de la temática, y en las universidades argentinas, específicamente en la Carrera de Ingeniería Eléctrica, Energías Renovables todavía es una asignatura electiva, a la que los estudiantes pueden optar apuntarse.

En Latinoamérica, la Plataforma de Brasilia, de octubre de 2003, significó uno de los esfuerzos iniciales para introducir la utilización de energías renovables en la región. En ella, los países se comprometieron a lograr para el año 2010 que en la región, en conjunto, se utilice al menos un 10% de energía renovable del consumo total energético. Esto se haría sobre la base de esfuerzos voluntarios y teniendo en cuenta la realidad de los países. Pero es una meta lejos de ser alcanzada para La Argentina, que por su parte con la aprobación en Diciembre de 2.006, de la ley 26.190, se compromete a aumentar el porcentaje de Nuevas Energías Renovables, (excluyendo la gran hidráulica) hasta un 8% en el término de 10 años, es decir en el 2016.

Pero es probable que más allá del Protocolo de Kioto, y el compromiso ambiental, otras urgencias modifiquen el escenario en la Argentina que frente a la crisis energética imperante, durante 2.010, respondió subsidiando fuertemente la generación mediante combustibles fósiles, la energía en la RA tiene una tarifa que representa un 30% con respecto a los países hermanos de Latinoamérica. Esto no contribuye a buscar la eficiencia, ni a generar EERR.

Hay algunos signos positivos en cuanto a re-significar el uso racional de la energía, incluyendo el uso de combustibles líquidos y gaseosos, y el diseño y construcción de viviendas, es decir minimizando el consumo superfluo en todos los planos.

En el ámbito institucional desde el documento Energías Renovables, Diagnóstico, Barreras y Propuestas, [5], se reclama un mayor compromiso por parte del Estado con la formulación e implementación de una política energética que incluya a las energías renovables y los medios necesarios para llevarla adelante en forma efectiva. Como parte de esta estrategia se percibe que una solución podría provenir de la existencia de algún organismo fuerte y solvente desde el punto de vista técnico, que formule objetivos y coordine actores y actividades en todo el país en el área de las energías renovables, brindando continuidad en el apoyo a los grupos de trabajo existentes. También se resalta que el marco normativo sigue siendo insuficiente y no incluye el tratamiento de los usos no eléctricos de las energías renovables. Específicamente, se menciona la necesidad de actualizar los incentivos planteados por la Ley 26.190/07. En el área económico/financiera se percibe falta de apoyo e inestabilidad. Se destaca la necesidad de que el sistema bancario y financiero, en especial la banca pública y los fondos específicos que puedan ser creados a este efecto, acompañen el desarrollo de proyectos de EERR.

En el área técnica se destaca la capacidad local aunque simultáneamente se reconoce que existen necesidades específicas de capacitación en diversas áreas (diseño, instalación, producción). La calidad del equipamiento se considera buena en términos generales pero se sugiere implementar un programa de certificación de equipos e instalaciones, y de modernización de líneas de producción. Finalmente, y dado que el desarrollo de la generación renovable es aún marginal, y en base al análisis de diversos estudios realizados, se puede concluir en forma preliminar que el objetivo establecido por la Ley 26.190/07 de cubrir el 8% de la demanda eléctrica con ER hasta Enero de 2.017, no es de fácil cumplimiento sin la implementación de políticas, instrumentos y acciones de promoción específicas, y en particular orientadas al financiamiento.

REFERENCIAS

- [1] *El cambio climático y sus efectos en el empleo y la salud. Sector eléctrico-Begoña María-Tomé Gil – Instituto Sindical de Salud y ambiente – Madrid 2.008.*
- [2] *IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). Working Group I: “The Physical Science Basis”. Informe 2007. Disponible en: www.ipcc.ch . En particular el Informe de Síntesis (incluye un Resumen para Responsables de Políticas): http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr_sp.pdf)*
- [3] *UNEP Climate Change Science Compendium, 2009 (www.unep.org/compendium2009)*
- [4] *“El Cambio Climático en Argentina”, Emisiones de gases de efecto invernadero provenientes del sector energía”, Secretaría de Ambiente y Desarrollo sustentable, Marzo 2.009.*
- [5] *Energías Renovables. Diagnóstico, Barreras, y Propuestas. Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Reep, Fundación Bariloche - CONICET 2.009.*
- [6] *Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, Proyectos MDL aprobados.*
- [7] *El Sector energético y los Biocombustibles. Una visión geopolítica y Estratégica, Ravinovich G. 2.007*
- [8] *Galimberti Pablo, Tesis de Máster en Energías Renovables, UNIA, 2008.*
- [9] *Revista Mercado Eléctrico, Matriz Energética Nacional. Visión Empresarial y perspectivas de Negocios, Dr. Ing. Pablo Frezzi. Noviembre 2009.*
- [10] *Conferencia “La Argentina que queremos. Desarrollo Económico Sustentable”, Vicepresidente de la Nación Ing. Julio Cobos, Córdoba, 08/10/2010.*
- [11] *Dimensionado Básico y Diseño de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica – Octubre 2.007-Ignacio Rey-Stolle Prado- Instituto de Energía Solar – Universidad Politécnica de Madrid.*

- [12] *Sistemas Fotovoltaicos- Lillo, Isidoro, Apuntes de Clases, Máster de Energías Renovables. Arquitectura y Urbanismo. La Ciudad Sostenible. UNIA, 2.009.-*
- [13] *J. M. Evans y S. De Schiller (UBA; Argentina), Apuntes de Clases, Máster de Energías Renovables. Arquitectura y Urbanismo. La Ciudad Sostenible, UNIA 2.009.-*
- [14] *Daniel Perczyk, Secretaría de Energía, Determinación del Factor de Emisión de CO₂ de la Red Argentina Febrero, 2007. The Project for the Reinforcement of the Fundamentals for CDM Projects*
- [15] *Norma UNE-EN 61724:2000 Monitoreo de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis*
- [16] *Martínez Davinson, J., Apuntes de Clases, Máster de Energías Renovables. Arquitectura y Urbanismo. La Ciudad Sostenible, UNIA 2.009.- 2.009)*
- [17] *Apuntes de clase del Máster en EERR (2.008), de la Universidad Politécnica de Madrid-*
- [18] *“Integración arquitectónica de instalaciones de energía solar térmica” Jaime López de Asiain*
- [19] *Apunte: “Arquitectura y Energía” – “El reto energético” – Seminario de Arquitectura bioclimática - Universidad de Sevilla 2.001*
- [20] *Informe Hacia un Futuro en Común, (Bruntland) 1.987*
- [21] *Desarrollo a Escala humana, Manfred Max Neef, 1982*
- [22] *Grossi Gallegos H., Lopardo R., Atienza, G., García M. y Peralta M. (1985). Actualización de la evaluación de los datos diarios de radiación solar global obtenidos por la Red Solarimétrica. ASADES, Neuquén, Argentina, 177-185.*
- [23] *Grossi Gallegos H. (1998). Distribución de la radiación solar global en la República Argentina. II. Cartas de radiación. Energías Renovables y Medio Ambiente 5, 33-42.*

[24] *Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, Edificios Fotovoltaicos conectados a la red eléctrica- Caamaño Martín E., Egido Aguilera M A*

[25] *Report IEA PVPS T1-17, 2008; REN21, 2009*

[26] *Centro de Investigación en Energía, UNAM, Planeación Energética en México y sus Futuros, Martinez et al, 2008.*

[27] <http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html> - University of Oregon – Solar Radiation Monitorin Laboratory

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

1. -“El Potencial de los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en la República Argentina”-Coordinación de Energías Renovables - Dirección Nacional de Promoción – Secretaría de Energía de la Nación.
2. “Energía Solar Térmica, tan lejos tan cerca”, Ruiz Hernández V., Silva Pérez M., Lillo I. 2.009.-
3. .Renewable Energy. Power for a Sustainable Future. Godfrey Boyle, the Open University - Oxford, 2.000
4. -Descripción Desarrollo y Perspectivas de las Energías Renovables en la Argentina y en el mundo. Secretaría de Energía de la Nación, Mayo de 2.004.
5. -Atlas de la Energía Solar en la República Argentina- Grossi Gallegos H, Righini R.
6. -Balance Energético Nacional 2006. Dirección Nacional de Prospectiva - Secretaría de Energía.
7. --Estudio sobre el agotamiento de las reservas hidrocarburíferas en la Argentina IDICSO- Universidad del Salvador- De Dicco R.
8. -Electrificación rural y energías renovables. Artículos técnicos Ing. Orlando Aníbal Audisio
9. -Apunte de Curso “Sistemas tecnológicos basados en energías renovables”:
Notas de Clase – “Recurso Solar”- González J. A. 2.009.-
- 10.-Modelización termo-lumínica de precisión para protecciones solares en edificios públicos- Ajmat R. - Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente Vol. 11, 2007. ISSN 0329-5184
- 11.-Efectos de una intervención solar en el casco histórico- Jaén-Web realizado por Aguilar Peña J, Gómez Segura A, Torres Catalán R
12. Las teatinas de Lima- Tesis doctoral – Análisis energético ambiental y perspectivas de uso contemporáneo- Universidad Politécnica de Catalunya - Wieser Rey M., Dir. Serra Florensa R. – Capítulos 1, 2 y 3.-

- 13.--La incorporación de la energía solar al proyecto arquitectónico- Manual – Agencia Andaluza de la energía- Cañavate Cazorla D., Pérez-Solano M J., Valdazo y Sánchez Astillero M.- 2.008-
- 14.-Integración arquitectónica energía solar fotovoltaica (grupo solar Kuántica)
- 15.- Revolución energética. Un futuro sustentable para la República Argentina. European renewable energy council / Greenpeace. Junio 2.009
- 16.-Capacitación ambiental y de situaciones locales - María López de Asiain, Karla Fentanes Gutiérrez-Zamora, Cynthia Echave -Arquitectura & Energía. Seminario de Arquitectura y Medio Ambiente. Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente-
- 17.-Rogelio Leal Cueva (2002). Tecnología solar fotovoltaica y su integración arquitectónica. Serra Florensa, Rafael (director). Tesis doctoral. Departament de Construccions Arquitectòniques I . Universitat Politècnica de Catalunya.
- 18.-Assaf L., Tanides C., et al, 2.001 “Procedimiento para evaluación de sistemas de iluminación de edificios, incluyendo variables energéticas y de confort visual”. Revista --Avances en energías renovables y ambiente, AVERMA, Vol.5, pp08.109-08.112. ISSN 0329-5184
- 19.-Evaluación energética de sistemas de Iluminación de edificios no residenciales – Assaf L., Pando R., de Wilde M., Estevez M., Bueso S.
- 20.-Predicción de consumo energético por iluminación en edificios con protecciones solares- Dr. Arq. Raúl F. Ajmat.
- 21.-García Casals, Xavier, 2.004, “Regulación y Certificación Energética de Edificios. Asignatura pendiente en España” Instituto de Investigación Tecnológica. Escuela Superior técnica de Ingeniería. Universidad Pontificia Comillas, Madrid. Mayo.
- 22.--Dias, J. B., Krenzinger, A., Prieb, C. W. M., 2005. Análise del comportamiento de una Instalación Fotovoltaica Conectada a la Rede Eléctrica de Distribución, Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente, ASADES.
- 23.-Taller de trabajo "El cambio Climático y la necesidad de acciones locales",Municipalidad de Rosario, 3 dic 2009, Rubén D. Piacentini

- 24.- Macêdo, W ; Zilles, R, 2009. Influence of the power contribution of a grid-connected photovoltaic system and its operational particularities. Energy Sustainable Development, v. 13, p. 202-211
- 25.- R  ther, R., 2004. Edif  cios Solares Fotovoltaicos: O Potencial da Gera  o Solar Fotovoltaica Integrada a Edifica  es Urbanas e Interligada    Rede Elétrica Pública no Brasil. UFSC/Labsolar, 114p.
- 26.-*REN21 - Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*
- 27.-*Página Web Servicio Meteorológico Nacional*
- 28.-*www.energiasrenovables.ciemat.es*
- 29.-*INENCO- Alejandro Hernández- Herramienta computacional Geosol.*
- 30.-*Wikipedia - ilustraciones.*
- 31.- *Página oficial de la Ciudad de Santiago del Estero*
- 32.-*Página Web Dra. María Cecilia Rossi "Claves para comprender la historia"*
- 33.-- PAYEEP, Programa de Ahorro y eficiencia energética en edificios públicos, Secretaría de Energía de la Nación, Argentina,
<http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php>

APENDICES

I- Resumen Legislación Argentina en la disciplina

Año	Tipo	Tema
1985	Decreto 2247	PROGRAMA DE USO RACIONAL DE ENERGÍA
1989	LEY 23724	CONVENIO DE VIENA PARA LA PROTECCIÓN DE LA CAPA DE OZONO
1991	DECRETO 2156	COMISIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO
1991	DECRETO 2419	SECRETARÍA NACIONAL DE RECURSOS HUMANOS & NATURALES
1994	LEY 24295	CONVENCIÓN MARCO DE NACIONES UNIDAS SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO
1998	LEY 25019	RÉGIMEN NACIONAL DE ENERGÍA EÓLICA & SOLAR
1999	DECRETO 1597	REGULACIONES DE LA LEY 25019
2001	LEY 25438	APROBACIÓN DEL PROTOCOLO DE KYOTO
2002	LEY 25675	LEY GENERAL DEL AMBIENTE
2003		LEY (PROY.) 34/03 USO EFCIENTE DE LA ENERGÍA
2006	26.193	RÉGIMEN DE REGULACIÓN Y PROMOCIÓN PARA LA PRODUCCIÓN Y USO SUSTENTABLE DE BIOCOMBUSTIBLES
2007	DECRETO 140	PROGRAMA NACIONAL DE USO RACIONAL & EFICIENTE DE LA ENERGÍA
	Ley 26.190	REGIMEN DE FOMENTO NACIONAL PARA EL USO DE FUENTES RENOVABLES DE ENERGIA DESTINADA A LA PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA
		DECRETO MODIFICATORIO DE LA LEY 26.193/06 QUE

INCORPORABA EL CORTE PARA EL BIOETANOL		
2009	Licitación 1015MW	ENARSA (500MW eólica, y otras renovables)
2.010	Aplicación Ley 26.193	APLICACIÓN LEY DE BIOCOMBUSTIBLES (INCLUSIÓN DE UN CORTE DE 5%, DE BIODIESEL Y BIOETANOL)

II- SIGLAS EMPLEADAS

1. **RA** República Argentina
2. **GEI** Gases de Efecto Invernadero
3. **EERR** Energías Renovables
4. **FV** Fotovoltaica
5. **GFVCR** Generador Fotovoltaico con Conexión a Red
6. **MDL** mecanismo de Desarrollo Limpio
7. **IC** Implementación Conjunta
8. **URE** Unidad de Reducción de Emisiones
9. **CIE** Comercio Internacional de Emisiones
10. **COP** Conferencia de la Partes
11. **CMNUCC** Convención marco sobre Cambio Climático
12. **CERs** Certificados de Emisiones
13. **LEED-EB** Normativa e Eficiencia - USA
14. **CCV** Consejo de la Construcción en España
15. **IRAM** Instituto Nacional para la Normalización de Materiales
16. **SC** Sistemas Convencionales
17. **IPCC** Panel Intergubernamental para el Cambio Climático
18. **NCAR** National center for Atmospheric Research
19. **CC** Cambio Climático
20. **CCG** Cambio Climático Global
21. **CG** Calentamiento Global
22. **PAyEEP** Programa de Ahorro y Eficiencia Energética en Edificios Públicos
23. **CO2** Dióxido de Carbono
24. **N2O** Oxido Nitroso

- 25.**CH4** Metano
- 26.**HFC** Hidrofluoruro de Carbono
- 27.**PFC** Perfluoruro de Carbono
- 28.**SF6** Hexafluoruro de Azufre
- 29.**BAU** Bussines and Usual
- 30.**CREE** Centro Regional de Energía Eólica
- 31.**SIN** Sistema Interconectado Nacional
- 32.**DNPROM** Dirección Nacional de Promoción
- 33.**Cader** Cámara Argentina de Energías Renovables
- 34.**GENREN** Generación Eléctrica a partir de Fuentes Renovables
- 35.**PERMER** Programa de Energía Renovable en Mercados Rurales Dispersos
- 36.**OMM** Organización Mundial de Meteorología
- 37.**ET** Ecuación de Tiempo
- 38.**I+D** Investigación más Desarrollo
- 39.**SA** Sistemas Activos
- 40.**ACS** Agua Caliente Sanitaria
- 41.**EFCR** Edificio Fotovoltaico Conectado a Red
- 42.**V_{co}** Tensión de circuito abierto
- 43.**I_{cc}** Corriente de cortocircuito
- 44.**AM** Air Mass
- 45.**AMT** Año Meteorológico típico
- 46.**TMY** Typical Meteorologic Year
- 47.**STC** Standart Test Conditions
- 48.**ASIF** Asociación de la Industria Fotovoltaica
- 49.**AC** Corriente alterna
- 50.**DC** Corriente continua

- 51. **MAI** Modificación del ángulo de incidencia
- 52. **Pm** Punto de Máxima Potencia
- 53. **Vm** Tensión para el punto de máxima Potencia
- 54. **Im** Corriente para el punto de máxima Potencia
- 55. **TNOC** Temperatura Nominal de Operación de la célula

III- Fotografías con mis alumnos en la Clase de Energías Renovables impartidas en el Profesorado Técnico Superior con concurrencia de título de base (los alumnos son ingenieros y arquitectos) 2.010.-



Ing. Alejandro Cheein, Ing. Silvina Rigali (de pie), e Ing. Teresita Godoy



Modulo FV para demostración. Gentileza Empresa AMPAFA

III– Trabajo complementario de estimación del ahorro de energía eléctrica en iluminación del mismo edificio.