



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Análisis del uso de seguidores solares en centrales fotovoltaicas

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Germán Crapuchetti, Gonzalo Hermida, Martín Puppó

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

TUTOR

Ing. Diego Oroño Universidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Ing. Mario Vignolo Universidad de la República

Ing. Rodrigo Alonso Universidad de la República

Ing. Diego Oroño Universidad de la República

Montevideo
Octubre 2014

Análisis del uso de seguidores solares en centrales fotovoltaicas,
Germán Crapuchetti, Gonzalo Hermida, Martín Puppo.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).
Contiene un total de 224 páginas.
<http://iie.fing.edu.uy/>

Agradecimientos

En primer lugar nos gustaría agradecer a nuestro tutor, el Ing. Diego Oroño, por su dedicación, disposición y principalmente por haber confiado en nosotros para llevar adelante este proyecto.

A su vez, nos resulta importante agradecer a las siguientes personas: Dr. Gonzalo Abal, Ing. Rodrigo Alonso, Ing. Martín Sapio, Ing. Enzo Melani, Sr. Giancarlos Lezama, Ec. Nicolás Castromán y al Ec. Ruben García, por sus valiosos aportes a la realización de este proyecto.

Debemos agradecer al Laboratorio de Energía Solar (LES) y al Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria (INIA) por los datos brindados de irradiación solar y temperatura, ya que sin ellos no hubiera sido posible llevar a cabo este proyecto.

Este trabajo se encuentra dentro del marco de un proyecto financiado por la Agencia Nacional de Investigación e Innovación (Proyecto: “*Energía solar fotovoltaica: Aspectos tecnológicos, técnicos y perspectivas de desarrollo en Uruguay*”, FSE/ANII 10691). Por esta razón, agradecemos a dicha organización por la ayuda económica brindada.

Para finalizar, agradecemos a todas aquellas personas que nos han dado su apoyo, muy especialmente a nuestras familias, parejas y amigos por su soporte y comprensión a lo largo de este año. Tampoco nos queremos olvidar de Don Alfredo, que amenizó nuestras largas jornadas de trabajo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

A nuestros seres queridos.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

En este trabajo se estudia la viabilidad del uso de seguidores solares en una planta fotovoltaica de 10 MW, ubicada en el Departamento de Salto, Uruguay. Inicialmente se realiza una breve introducción sobre el estado del arte de la temática del proyecto. Luego se realiza un modelo computacional que simula el comportamiento de una planta fotovoltaica con paneles fijos, con seguimiento solar de un eje acimutal y con seguimiento solar de dos ejes. Finalmente, con este modelo implementado y validado, se realiza un estudio económico financiero para evaluar la viabilidad del uso de seguidores solares en plantas fotovoltaicas.

Palabras clave: solar fotovoltaica, radiación solar, planta fotovoltaica, seguidores solares, MPPT, dimensionado de planta fotovoltaica.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	I
Resumen	v
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos y alcance del proyecto	1
1.3. Estructura del documento	3
2. Estado del arte	5
2.1. Energía solar fotovoltaica	5
2.1.1. Generación eléctrica global	5
2.1.2. Situación de Uruguay	6
2.1.3. Generación fotovoltaica	7
2.2. Paneles solares	10
2.2.1. Celdas fotovoltaicas	10
2.2.2. Plantas fotovoltaicas de gran escala	14
2.3. Seguidores solares	17
2.3.1. Clasificación de seguidores	17
2.3.2. Usos, ventajas y desventajas	18
2.4. Tecnologías de inversores para instalaciones conectadas a la red	20
2.4.1. Tipos de configuraciones	20
3. Recurso solar	25
3.1. Radiación solar	25
3.2. Movimiento aparente del Sol	27
3.3. Tiempo solar	30
3.4. Irradiación extraterrestre	31
3.5. Irradiación incidente sobre una superficie.	32
3.5.1. Correlación de Ruiz-Arias [37]	33
3.6. Irradiación sobre un plano inclinado	34
3.6.1. Ángulo de incidencia	35
3.6.2. Cálculo de la irradiación total incidente sobre un plano inclinado	37

Tabla de contenidos

4. Modelado de una planta fotovoltaica	41
4.1. Componentes del modelo	41
4.2. Modelado del pasaje a plano inclinado	42
4.3. Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico	43
4.3.1. Introducción	43
4.3.2. Modelo [40]	43
4.3.3. Determinación de los parámetros del modelo en condiciones STC	45
4.4. Modelado del panel fotovoltaico a partir de las condiciones ambientales	51
4.4.1. Introducción	51
4.4.2. Modelado térmico del panel fotovoltaico	52
4.4.3. Escalado de la curva característica por irradiación y temperatura	53
4.5. Modelo del dispositivo inversor y MPPT (Maximum Power Point Tracking)	56
4.6. Pérdidas en plantas fotovoltaicas	57
4.6.1. Pérdidas ópticas	58
4.6.2. Pérdidas en el generador fotovoltaico	59
4.6.3. Pérdidas eléctricas	61
5. Dimensionado de la planta fotovoltaica	63
5.1. Hipótesis a considerar	63
5.2. Inversor	64
5.3. Paneles fotovoltaicos elegidos	65
5.4. Conexionado de los paneles	65
5.5. Soporte de los paneles fotovoltaicos	68
5.5.1. Estructuras de paneles fijos inclinados	68
5.5.2. Seguidores acimutales	70
5.5.3. Seguidores en dos ejes	73
5.6. Estudio de sombras	74
5.6.1. Seguimiento en dos ejes	79
5.6.2. Seguimiento en un eje acimutal	80
5.6.3. Superficies fijas	81
5.6.4. Comparación de resultados obtenidos	82
5.7. Distribución del cableado	83
5.8. Características de la planta fotovoltaica	86
6. Validación del modelo	87
6.1. Pasaje a plano inclinado	87
6.1.1. Paneles fijos	87
6.1.2. Configuraciones con seguimiento	92
6.2. Panel fotovoltaico	93
6.3. MPPT	98
6.4. Pérdidas por temperatura	101
6.5. Planta en general	105

7. Resultados del modelo	109
7.1. Generación mensual en el año	109
7.1.1. Generación - paneles fijos	109
7.1.2. Generación - seguimiento en un eje	111
7.1.3. Comparación	113
7.2. Generación anual	115
7.3. Generación - largo plazo	116
7.4. Pérdidas	118
7.4.1. Performance ratio (PR)	119
8. Introducción al análisis económico	121
8.1. Criterios de evaluación financiera	121
8.2. Hipótesis consideradas en el estudio económico	122
8.3. Costo de inversión	123
8.4. Costo de operación y mantenimiento	126
8.5. Arrendamiento de terreno	126
8.6. Tasa DNC y URSEA	127
9. Análisis económico	129
9.1. Financiamiento de la inversión	130
9.2. Costo de inversión	132
9.3. Precio de la energía	133
9.4. Fecha del acta de habilitación	133
9.5. Costo de operación y mantenimiento	134
9.6. Arrendamiento de terreno	134
9.7. Flujos de caja acumulados	135
9.8. Resultados y análisis	136
10. Conclusiones	137
10.1. Investigación realizada	137
10.2. Dimensionado	138
10.3. Modelo	139
10.4. Validación	140
10.4.1. Pasaje a plano inclinado	140
10.4.2. Paneles	141
10.4.3. MPPT	141
10.4.4. Pérdidas por temperatura	142
10.4.5. Planta en general	142
10.5. Resultados	143
10.6. Análisis económico	143
10.7. Trabajo a futuro	145
10.7.1. Modelo PPI	145
10.7.2. Modelado de seguimiento	145
10.7.3. Modelo de pérdidas	146
10.7.4. Otras configuraciones de seguimiento	147
10.7.5. Estudio de incertidumbre	148

Tabla de contenidos

10.7.6. Mapa de FP, estudio de impacto y plataforma de medición y pruebas	148
10.8. Gestión de proyecto	149
10.9. Comentarios finales	149
A. Definición de la simbología utilizada	151
Apéndices	150
B. Acrónimos utilizados	157
C. Código MatLab de la Planta Fotovoltaica	161
C.1. Scripts	161
C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica	163
C.2.1. Bloque PPI (Pasaje a Plano Inclinado)	165
C.2.2. Delta	167
C.2.3. Ángulo Horario	167
C.2.4. Ángulo Cenital	167
C.2.5. Ángulo Theta	167
C.2.6. Irradiación Extraterrestre	167
C.2.7. Razón directa	167
C.2.8. Ruiz-Arias	167
C.2.9. Hay Davies Klucher Reindl (HDKR)	167
C.2.10. Bloque NOCT (Temperatura de Operación de la Celda)	168
C.2.11. Bloque de Cálculo de I_0 e I_{ph}	168
C.2.12. Bloque I_{sc}	169
C.2.13. Bloque V_{oc}	169
C.2.14. Bloque I_0	171
C.2.15. Bloque I_{ph}	171
C.2.16. Bloque Paneles-MPPT	172
C.2.17. Bloque Potencia	175
C.2.18. Bloque Iterador While	176
C.2.19. Bloque Rango Inversor	177
C.2.20. Bloques de Pérdidas	177
C.2.21. Bloque de Pérdidas en los Paneles	178
C.2.22. Bloque de Pérdidas del Cableado DC e Inversor	178
C.2.23. Bloque de Pérdidas por Degradación Anual	179
C.2.24. Bloque de Pérdidas AC	180
C.2.25. Bloque de Pérdidas en los cables AC	180
D. Medidas de irradiación	183
D.1. Medidas de irradiación en Salto	183
D.2. Medidas de irradiación en Facultad de Ingeniería	184

E. Cableado	189
E.1. Baja tensión	189
E.1.1. Criterio de intensidad admisible	189
E.1.2. Criterio de caída de tensión	190
E.1.3. Cables BT Paneles Fijos	190
E.1.4. Cables BT Seguimiento acimutal	192
E.1.5. Cables BT Seguimiento en dos ejes	193
E.2. Medida Tensión	194
E.2.1. Cables MT Paneles Fijos	194
E.2.2. Cables MT Seguimiento acimutal	194
E.2.3. Cables MT Seguimiento en dos ejes	194
F. Contrato de compraventa de energía eléctrica	195
Referencias	197
Índice de tablas	203
Índice de figuras	205

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La energía solar fotovoltaica es una de las energías renovables con mayor perspectiva a mediano y largo plazo para la generación de energía eléctrica. Actualmente, se encuentran instalados aproximadamente 139 GWp en todo el mundo, ocupando el tercer lugar en potencia instalada en fuentes renovables [1].

La tendencia a la baja de los costos de paneles fotovoltaicos y los estudios realizados sobre el recurso solar en el Uruguay, han impulsado políticas que promueven la explotación de este recurso. En el año 2013, se emitió el Decreto 133/013, que establece las condiciones de compraventa de energía fotovoltaica. Se estima que para enero de 2021 haya 250 MW de paneles fotovoltaicos instalados [3].

Al ser los seguidores solares un mecanismo que mejora el factor de planta en instalaciones fotovoltaicas, resulta pertinente realizar un análisis de viabilidad de la implementación de este dispositivo en centrales de generación fotovoltaica¹.

Cabe destacar que en el Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, UdelAR, no existen precedentes en cuanto a proyectos de grado sobre energía solar fotovoltaica.

1.2. Objetivos y alcance del proyecto

Uno de los objetivos más importantes del proyecto es tomar conocimiento sobre el estado actual de este tipo de tecnología de generación, y elaborar un material de referencia para futuros trabajos.

¹Los seguidores solares son dispositivos mecánicos capaces de modificar convenientemente la orientación de los paneles fotovoltaicos, con el fin de incrementar la capacidad de generación de una planta. Los mismos son presentados con detalle en la sección 2.3.

Capítulo 1. Introducción

Resulta fundamental para el estudio, construir un modelo computacional de planta de generación fotovoltaica que estime la producción de la misma a partir de valores reales de irradiación solar registrados en el Uruguay². Por esta razón, es el principal objetivo del proyecto. Este modelo debe ser flexible, permitiendo modificar distintos parámetros para representar distintos tipos plantas, para poder ser utilizado en trabajos futuros. Ejemplos de los parámetros variables son: ubicación de la planta, potencia instalada, inclinación de paneles, tipo de seguimiento, tecnología de paneles, etc.

Otro objetivo fundamental es realizar un estudio económico financiero considerando precios de mercado, costos de operación y valores estimados de generación de energía a partir del modelo construido, para los distintos tipos de seguimiento a analizar. Finalmente, se evalúa la viabilidad del uso de seguidores solares y se realiza un análisis de sensibilidad de aquellos parámetros que se consideran más relevantes del proyecto.

Al inicio del proyecto, se planteó como parte de los objetivos la elaboración de un anteproyecto de prototipo de seguidor solar en pequeña escala, para realizar mediciones en el futuro. Sobre la marcha se decidió dejarlo fuera del alcance del mismo. La primera causa por la cual se tomó esta decisión fue que a medida que se avanzaba con el proyecto, se fue tomando conciencia que su complejidad correspondía a una tesis de fin de carrera en sí mismo. La otra razón fue que surgieron ciertos contratiempos en las etapas de modelado de planta fotovoltaica y la adquisición de datos económicos. En resumidas cuentas, se optó por priorizar el esfuerzo en la mejora del modelo, con el fin de obtener una mejor calidad de resultados. Cabe destacar que tanto el anteproyecto como la construcción del prototipo, están enmarcados en el proyecto ANII “*Energía Solar Fotovoltaica: Aspectos tecnológicos, técnicos y perspectivas de desarrollo en Uruguay*”, el cual comenzó en el mes de mayo del año 2014.

Al ser un proyecto que abarca una amplia gama de temáticas, fue necesario no abarcar (principalmente debido a una limitante de tiempo) algunos estudios que a priori podrían ser de interés. Por lo tanto, no están dentro del alcance del proyecto los siguientes temas:

- Estudiar todos los tipos de seguimiento existentes en el mercado, por lo que sólo se optó por implementar tres variantes en el modelo.
- Realizar un estudio de incertidumbres de los resultados obtenidos.
- Realizar un modelo eléctrico de la electrónica interna del dispositivo inversor.
- Modelar en detalle algunas de las pérdidas existentes en las plantas. Estas pérdidas sí son consideradas, pero en base a referencias literarias.
- Obtener una alta precisión en las estimaciones a nivel horario, sí siendo de interés a nivel anual, de forma de poder comparar razonablemente las variantes de seguimiento.

²Los valores de radiación solar y temperatura ambiente utilizados en este proyecto son proporcionados por el Laboratorio de Energía Solar y el Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias respectivamente.

- Dimensionar y detallar las protecciones de la planta fotovoltaica diseñada.
- Analizar el impacto de la planta sobre la red (generación de armónicos, transitorios de maniobra, generación en isla, etc.).
- Modelar las pérdidas por sombreado parcial en los paneles.

1.3. Estructura del documento

Los temas tratados en este documento se encuentran ordenados en la forma en que cronológicamente fueron abordados. A continuación se realiza una breve descripción del contenido:

- *Capítulo 1: Introducción.*
- *Capítulo 2: Estado del arte.* Se realiza un breve resumen sobre el estado del arte de la energía solar fotovoltaica. Se incluye una descripción de las tecnologías más utilizadas en la actualidad sobre paneles solares, seguimiento solar e inversores.
- *Capítulo 3: Recurso solar.* Se introducen los conceptos básicos sobre el recurso solar aplicados en este proyecto. Se comienza introduciendo la irradiación incidente sobre la Tierra. Luego se describe el movimiento del Sol y todos los ángulos de interés que lo caracterizan, para más adelante definir los conceptos de irradiación directa y difusa sobre el plano inclinado. Se introduce el concepto de irradiación extraterrestre, el cual es necesario para poder estimar la proporción de irradiación difusa a partir de medidas horizontales de irradiación. Para finalizar, se explicita el modelo HDKR para el cálculo de la irradiación incidente sobre una superficie horizontal inclinada.
- *Capítulo 4: Modelado de una planta fotovoltaica.* Se presenta un modelo de planta fotovoltaica de gran escala, lo que permite en capítulos posteriores realizar comparaciones de diversos escenarios por medio de simulaciones, con la herramienta Simulink de MatLab. En el desarrollo el capítulo se estudian tres variantes de configuración de planta, a saber: “Paneles fijos”, “Seguimiento en eje acimutal” y “Seguimiento en dos ejes”³.
- *Capítulo 5: Dimensionado de la planta fotovoltaica.* Se dimensionan algunos de los componentes que forman parte de la planta fotovoltaica. En particular: los inversores, el interconexionado de los módulos fotovoltaicos, el soporte de los paneles, la distribución del cableado y adicionalmente se realiza un estudio de sombreado, el cual determina las dimensiones generales de la planta.
- *Capítulo 6: Validación del modelo.* Teniendo definido el dimensionado, y el modelo implementado, se requiere validar el mismo para poder utilizarlo como referencia a la hora de realizar cualquier estudio. Para esto se opta por verificar cada bloque en forma independiente, y luego realizar una validación global.

³Los tipos de seguimiento son descriptos más adelante, en la sección 2.3

Capítulo 1. Introducción

- *Capítulo 7: Resultados del modelo.* Se presentan algunos de los resultados obtenidos para posteriormente poder tenerlos como insumo en el análisis económico. El modelo utilizado fue construido a partir de los parámetros determinados en el capítulo 5.
- *Capítulo 8 Introducción al análisis económico.* En este capítulo se detallan las hipótesis y condiciones a tomar en cuenta a la hora de realizar el estudio económico financiero, con el fin de analizar la viabilidad de plantas de generación fotovoltaica.
- *Capítulo 9: Análisis económico.* Se analizan los aspectos económicos y financieros fundamentales para la realización del proyecto, con el propósito de estudiar su viabilidad, y por ende la conveniencia de la posible inversión. Se hace un análisis de sensibilidad de las variables más relevantes del proyecto. Dicho análisis se realiza para los tres tipos de seguimiento ya mencionados.
- *Capítulo 10: Conclusiones.* En este capítulo se presentan las reflexiones finales, así como algunos de los resultados más relevantes. También se hace una evaluación final del proyecto, y se proponen posibles trabajos a futuro que puedan complementar el estudio realizado.

Capítulo 2

Estado del arte

En este capítulo se realiza un breve resumen sobre la situación actual a nivel mundial y local sobre la generación fotovoltaica. También se comenta el estado del arte en materia fotovoltaica, y se incluye una descripción de las tecnologías más utilizadas en la actualidad sobre paneles solares, seguimiento solar e inversores.

2.1. Energía solar fotovoltaica

2.1.1. Generación eléctrica global

A partir de la revolución industrial, se comenzaron a utilizar combustibles fósiles como el petróleo, el carbón mineral y el gas natural como principales fuentes de energía. Actualmente, el agotamiento de estos recursos, el impacto ambiental y la fuerte dependencia económica que generan, han impulsado la necesidad de desarrollar otro tipo de fuentes de energía.

A nivel mundial, la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables aumenta cada año. En el año 2014, el 22,1 % de la demanda global fue abastecida mediante fuentes renovables (considerando la energía hidráulica), lo que corresponde a una potencia instalada que excede los 1560 GW. De este total, se instalaron 6,1 puntos porcentuales en el año 2013. Un tercio de ese incremento corresponde a energía hidráulica, otro tercio a energía solar fotovoltaica y un 29 % a energía eólica. Además, en el año 2013, la potencia instalada de energía solar fotovoltaica superó a la de energía eólica en dicho período, marcando un hito en la generación con fuentes renovables.

Sin embargo, excluyendo la generación hidráulica, la mayor parte de la potencia instalada por fuentes renovables corresponde a la energía eólica, con el 57 %. Lo sigue la energía solar fotovoltaica con el 25 %, luego la energía generada a partir de biomasa, con un 15 %, y el 3 % restante corresponde a energía geotérmica, solar térmica y oceánica. Estos datos, a nivel mundial, se pueden observar en forma de gráfico circular en la figura 2.1.

Capítulo 2. Estado del arte

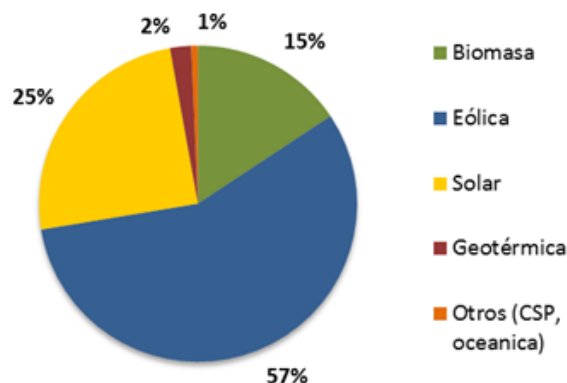


Figura 2.1: Potencia instalada de fuentes renovables al año 2013 (datos extraídos de [1]).

Los países que hasta el momento cuentan con mayor potencia instalada en energías renovables (sin tener en cuenta la hidráulica) son: China, Estados Unidos y Alemania seguidos por España, Italia e India [1].

2.1.2. Situación de Uruguay

Uruguay no es ajeno a la situación mundial. Actualmente se está apostando fuertemente a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, lo que se debe a diversos factores:

- En el país existe un continuo aumento de la demanda de energía eléctrica, del orden del 3,8 % anual, lo cual implica la necesidad de ampliar la matriz energética nacional.
- Al no poseer reservas conocidas de petróleo, gas natural o carbón, el costo de la energía varía en función de los precios que rigen en el mercado internacional.
- El potencial hidroeléctrico de gran porte está prácticamente explotado en su totalidad, descartando la posibilidad de ampliación de potencia proveniente de esa fuente. Esto obliga a buscar otros métodos alternativos para la generación de energía.
- El clima es otro de los factores que juega un papel importante en el costo de abastecimiento de la demanda, debido a la alta potencia hidráulica instalada. Con la diversificación de la matriz energética, utilizando fuentes de energías renovables alternativas como la eólica y la solar, se tiende a reducir dicho efecto. Esto se debe a que gran parte de la demanda energética estaría asegurada con estas fuentes de energía limpias, renovables y autóctonas.

Por estas razones se apuesta a la incorporación de fuentes de energías renovables en el modelo energético uruguayo. Para lograr esto se intenta incorporar una gran participación privada.

2.1. Energía solar fotovoltaica

“Para los próximos años, la política energética contiene nuevos desafíos y metas, entre los que se destacan continuar con la incorporación de fuentes renovables (eólica, biomasa y especialmente, solar fotovoltaica), la incorporación de tecnologías para almacenamiento y el complemento de la generación con ciclos combinados de gas natural. Asimismo, se prevé continuar el trabajo realizado en el logro de una mayor eficiencia energética y una mejor integración energética con la región.” [4]

Para el caso de generación fotovoltaica en Uruguay, ya se encuentran proyectados unos 237 MW de potencia. Este número es considerable, sabiendo que el pico de potencia demandada no alcanzó los 2000 MW en el año 2013 [5]. En la tabla 2.1 se encuentran los diversos proyectos instalados o previstos, y en el mapa de la figura 2.2 se puede observar dónde van a estar ubicados dichos proyectos.

Tabla 2.1: *Proyectos fotovoltaicos en Uruguay [4].*

Empresa	Potencia ofertada (MW)	Departamento	Convocatoria
Asahí	0,5	Salto	-
Colidim S.A.	50	Salto	D133/013
Jolipark S.A.	16	Paysandú	D133/013
Giacote S.A.	50	Artigas/ Tacuarembó/ Rivera/R. Negro	D133/013
FRV B.V.	50	Salto	D133/013
San Javier Solar Farm	7,7	Río Negro	D133/013
Yarnel S.A.	10	Paysandú	D133/013
Natelu S.A.	10	Paysandú	D133/013
Petilcoran S.A.	9,5	Paysandú	R13-1319
Femina S.A.	9,5	Paysandú	R13-1319
Dicano S.A.	11,25	Paysandú	R13-1319
Casalko S.A.	1,75	Paysandú	R13-1319
Raditon S.A.	8	Paysandú	R13-1319
Vignano S.A.	1	Paysandú	R13-1319
Edelbon S.A.	1	Paysandú	R13-1319
Transferi S.A.	1	Paysandú	R13-1319
TOTAL	236,8		

2.1.3. Generación fotovoltaica

El Sol es la principal fuente de energía del planeta. La disponibilidad de esta fuente de energía depende de la ubicación geográfica donde se la desee explotar. A través de las células fotovoltaicas, se puede obtener energía eléctrica a partir de radiación solar.

Los principales problemas que ha presentado este tipo de generación son la eficiencia de los paneles fotovoltaicos, que ronda en el 15 %, y sus elevados costos de fabricación.

En los últimos años, la tecnología fotovoltaica ha presentado una constante tendencia a reducir los costos. A modo de ejemplo, el precio de las células solares de silicio cristalino ha descendido desde 76,67 USD/Wp en 1977 hasta aproximadamente 0,74USD/Wp

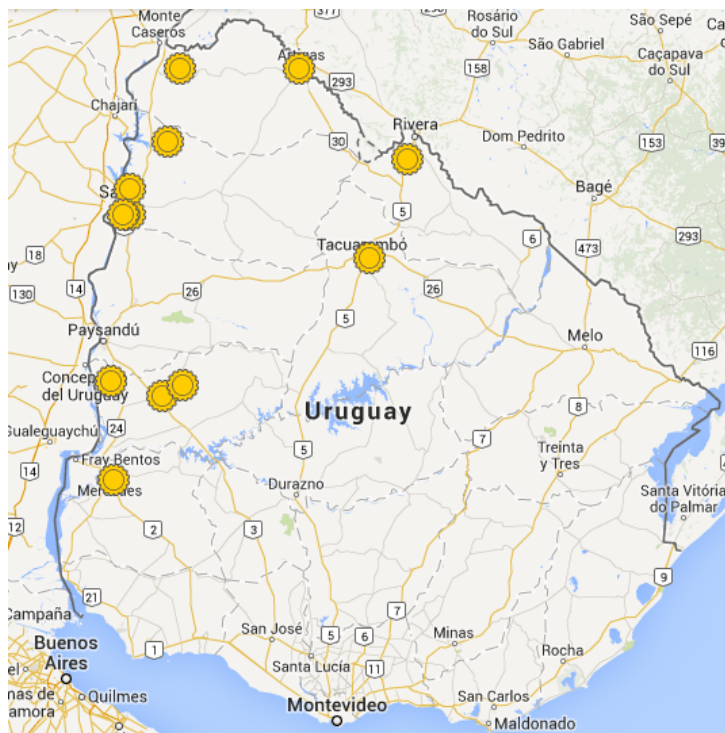


Figura 2.2: *Ubicación de proyectos fotovoltaicos [6].*

en 2013, como se muestra en la figura 2.3. Esto se debe a la fuerte inversión en el desarrollo de esta tecnología, así como a la reducción de costos de fabricación en masa¹. Existe una teoría de que los precios de los módulos solares descienden un 20 % cuando se duplica la capacidad de potencia fotovoltaica instalada [7, 8].

Durante el 2013 se instalaron más de 38 GW en energía solar fotovoltaica, alcanzando un total de 139 GW instalados en todo el mundo. La evolución de la capacidad instalada en los últimos 10 años a nivel mundial se puede observar en la figura 2.4, donde se nota un claro crecimiento exponencial a medida que transcurre el tiempo. Una de las principales razones de dicho crecimiento es la disminución de los costos ya mencionada.

China fue el país que obtuvo un aumento más notorio, instalando cerca de un tercio del total global, seguido por Japón y Estados Unidos. A pesar de esto, el país con mayor potencia instalada en el mundo continúa siendo Alemania, con 35,9 GW, lo que equivale a un 26 % del total mundial. En la figura 2.5 se muestran los diez países que poseen mayor capacidad de generación fotovoltaica [1].

¹Para la planta diseñada en el presente trabajo, se consiguieron cotizaciones que alcanzan los 0,55 USD/Wp, correspondientes al año 2014

2.1. Energía solar fotovoltaica

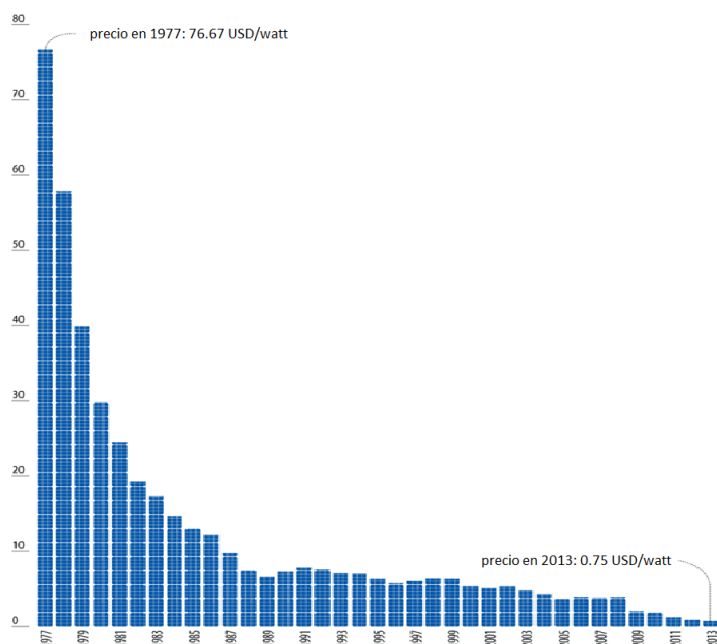


Figura 2.3: Evolución de precios del silicio cristalino en los últimos 50 años [7](modificado).

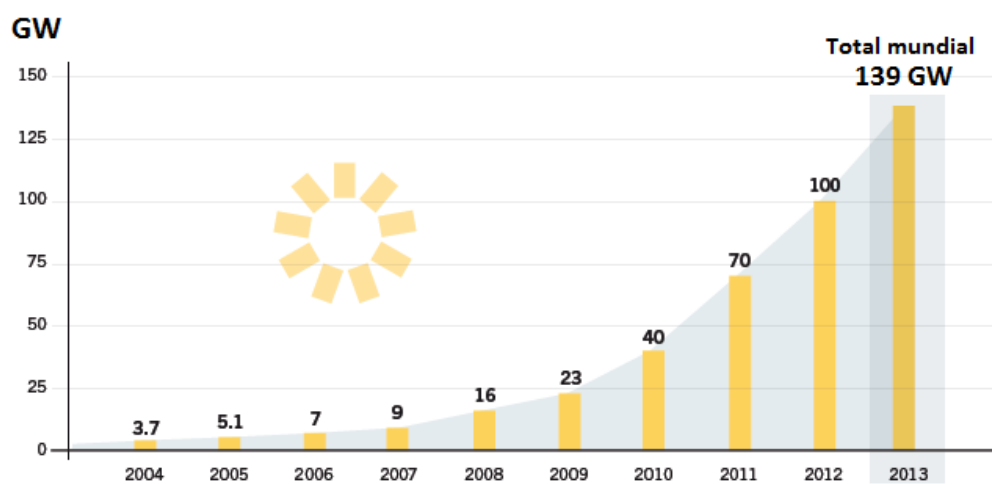


Figura 2.4: Potencia instalada a nivel mundial en generación fotovoltaica [1](modificado).

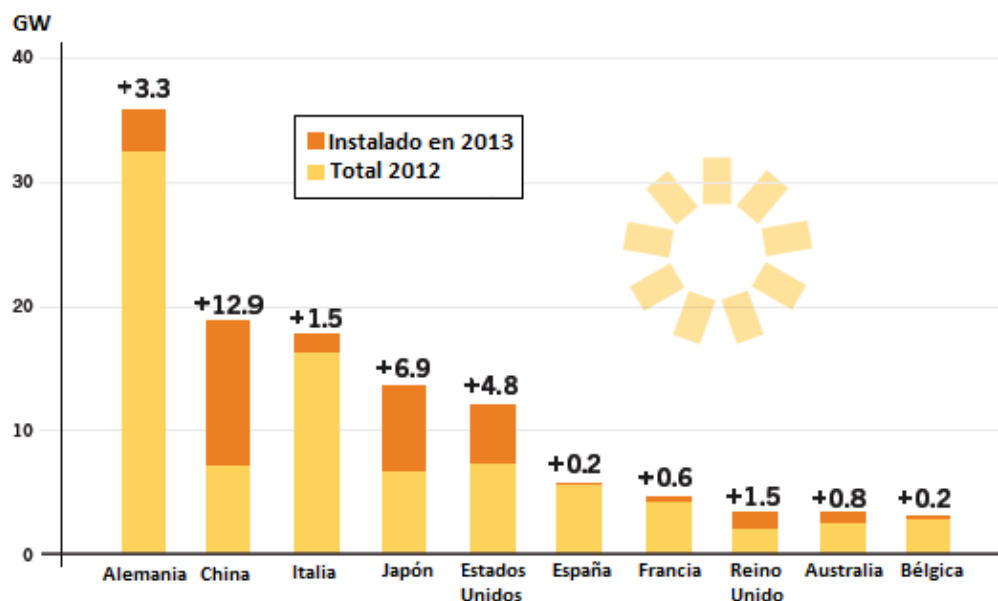


Figura 2.5: Países con mayor potencia instalada de generación fotovoltaica [1](modificado).

2.2. Paneles solares

La energía solar fotovoltaica es la transformación directa de la radiación solar a energía eléctrica. Dicha transformación se produce en los paneles (o módulos) fotovoltaicos, debido al efecto fotovoltaico². Cada módulo está constituido por varias celdas (o células) fotovoltaicas individuales interconectadas, de manera que los paneles puedan proporcionar un nivel de corriente y voltaje adecuados a cada aplicación particular.

Existen una amplia variedad de celdas que presentan ventajas y desventajas de distinto tipo según su finalidad. Pueden ser para una red doméstica conectada a la red de distribución, una planta de generación de gran escala, un dispositivo autónomo, etc. Los distintos tipos de celdas que existen (tanto en el mercado como en desarrollo), se pueden clasificar en cuatro generaciones, que pueden representar determinado rango de eficiencia en la conversión, costo, materiales, proceso de fabricación o combinaciones de las mismas [9].

2.2.1. Celdas fotovoltaicas

La primera generación de celdas fotovoltaicas son las constituidas casi en su totalidad por silicio (o eventualmente germanio). Para su fabricación, se parte de obleas de silicio de muy alta pureza y se dopan con átomos de fósforo y boro para formar una juntura p-n.

²El efecto fotovoltaico es la transformación parcial de la energía lumínica en energía eléctrica. El fenómeno fue descubierto en 1839 por el físico francés Alexandre-Edmond Becquerel, conocido por sus trabajos en los campos de la luminiscencia y la fosforescencia [12, 13].

2.2. Paneles solares

Estas celdas son las predominantes en el mercado, y existen en dos variedades según la estructura cristalina del silicio empleado en su fabricación: monocristalinas y policristalinas [10].

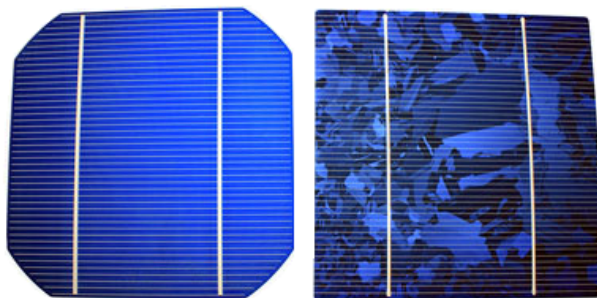


Figura 2.6: Celdas monocristalina y policristalina [11].

La eficiencia máxima que alcanzan actualmente este tipo de celdas es de un 25 % para el caso de monocristalinas, y 20 % para las policristalinas³. Cabe destacar que las eficiencias promedio reales de los paneles son significativamente menores a estos valores debido (entre otros factores) a las pérdidas presentes en la interconexión de las numerosas celdas que componen un panel. Más aún, cuando se trabaja con una alta cantidad de paneles, dichas pérdidas se intensifican⁴.

La segunda generación son las celdas llamadas de película delgada. Las mismas tienen en común el hecho de que se fabrican mediante el depósito de una o varias láminas de material fotovoltaico por medio de fotolitografía⁵, en un sustrato de material alternativo. Esto hace que en comparación con la primera generación su costo de fabricación sea menor, debido a que el material más costoso se emplea en menor proporción, y además se trata de un proceso en general más económico [16].

Las más comunes en este conjunto son las celdas de silicio amorfo (A-Si), telurio de cadmio (CdTe), cobre indio galio y selenio (CIGS o CIS en caso de no contener galio). Las eficiencias máximas logradas para estas celdas son del 10 % para A-Si, y un 20 % para las CIGS y CdTe.

³Los valores de eficiencia presentados en este capítulo provienen de la publicación [14]. Cabe destacar que estas eficiencias son producto de ensayos en laboratorio, y no de medidas en campo.

⁴Un análisis más profundo de estas pérdidas es presentado en la sección 4.6.

⁵La fotolitografía es un proceso empleado en la fabricación de dispositivos semiconductores o circuitos integrados. El proceso consiste en transferir un patrón desde una fotomáscara (denominada retícula) a la superficie de una oblea (forma en que se procesa industrialmente el silicio cristalino) [15].

Capítulo 2. Estado del arte

Existe además un desarrollo reciente de celda híbrida denominada HIT (heterojuntura con película delgada intrínseca) que combina las celdas de película delgada con las monocristalinas. Éstas presentan una eficiencia máxima prácticamente igual a las monocristalinas de silicio de primera generación. Además, cuentan con la ventaja de tener un menor costo, debido a utilizar menor cantidad de silicio, y una mejor performance frente a la irradiación indirecta y la temperatura [17].

La tercera generación de celdas fotovoltaicas es algo ambigua de definir, debido a que incluye numerosas tecnologías y materiales. Dado que las tecnologías de juntura simple presentan un límite teórico de eficiencia del entorno del 30 %, esta generación pretende desprenderse del mismo, ya sea por el agregado de junturas en las celdas, o desarrollando tecnologías y materiales novedosos [9]. Las celdas pertenecientes a esta generación se encuentran aún en fase de desarrollo, por lo que no hay gran cantidad de paneles de este tipo en el mercado.

Las celdas de arseniuro de galio (GaAs) son las que han logrado mayor eficiencia, debido a que se pueden fabricar con múltiples láminas, las cuales aprovechan distintos rangos de frecuencia, mejorando notablemente la conversión. Estas celdas son denominadas multijuntura o tándem, y han logrado un techo de eficiencia del 38 %, pero con un costo muy alto debido al complejo proceso de fabricación. Por lo tanto, todavía no son económicamente convenientes [18].

Otras presentes en esta categoría son las fotoquímicas sensibilizadas por colorante (DSC) que alcanzan un 12 % de eficiencia, y las de puntos cuánticos, que alcanzan un modesto 7 %, por mencionar algunas de las tecnologías emergentes con mayor perspectiva a futuro.

Por último, se distingue una cuarta generación de celdas que combinan materiales orgánicos con inorgánicos (como por ejemplo los polímeros con nanopartículas), presentando estructuras en capas que aprovecharían distintas frecuencias del espectro luminoso, incluyendo el infrarrojo. Esta generación pretende lograr mayores eficiencias que la anterior con menores costos y mayor estabilidad en el transcurso de su vida útil, pero es una tecnología que aún se encuentra en una fase muy prematura de desarrollo [19].

En la tabla 2.2 se presentan las eficiencias promedio de las tecnologías de celda más utilizadas (de primera y segunda generación). También se realizan algunas comparaciones cualitativas en términos de costo y de desempeño con la temperatura de operación. Adicionalmente, se mencionan algunas ventajas y desventajas de estas tecnologías.

Tabla 2.2: Comparación de las tecnologías de celda más utilizadas [20] (modificado).

Tipo de celda	Silicio cristalino		Tecnologías de película delgada		
	Monocristalino	Policristalino	Teluro de Cadmio	Cobre Indio Galio Selenio (CIGS)	Silicio amorfo
Eficiencia promedio (%)	1.81	1.81	1.81	1.81	1.81
Temperatura óptima	Buen desempeño en climas fríos y pobre en climas de calor extremo.	Buen desempeño en climas fríos y pobre en climas de calor extremo.	Buen desempeño en climas fríos tanto como climas de calor extremo.	Buen desempeño en climas fríos tanto como climas de calor extremo.	Buen desempeño en climas fríos tanto como climas de calor extremo.
Costo	Es el silicio cristalino de mayor costo.	Es el silicio cristalino de menor costo.	Menor costo que silicio cristalino. Mejor costo beneficio en película delgada.	Menor costo que silicio cristalino.	Menor costo que silicio cristalino.
Detalles adicionales	Es la tecnología más antigua y más utilizada globalmente.	Elección económica debido al ratio de performance (PR).	El Cadmio es tóxico. No es muy utilizado.	Algunos paneles CIGS alcanzan eficiencias del entorno del 20 %.	Requiere más espacio en relación con otras tecnologías.

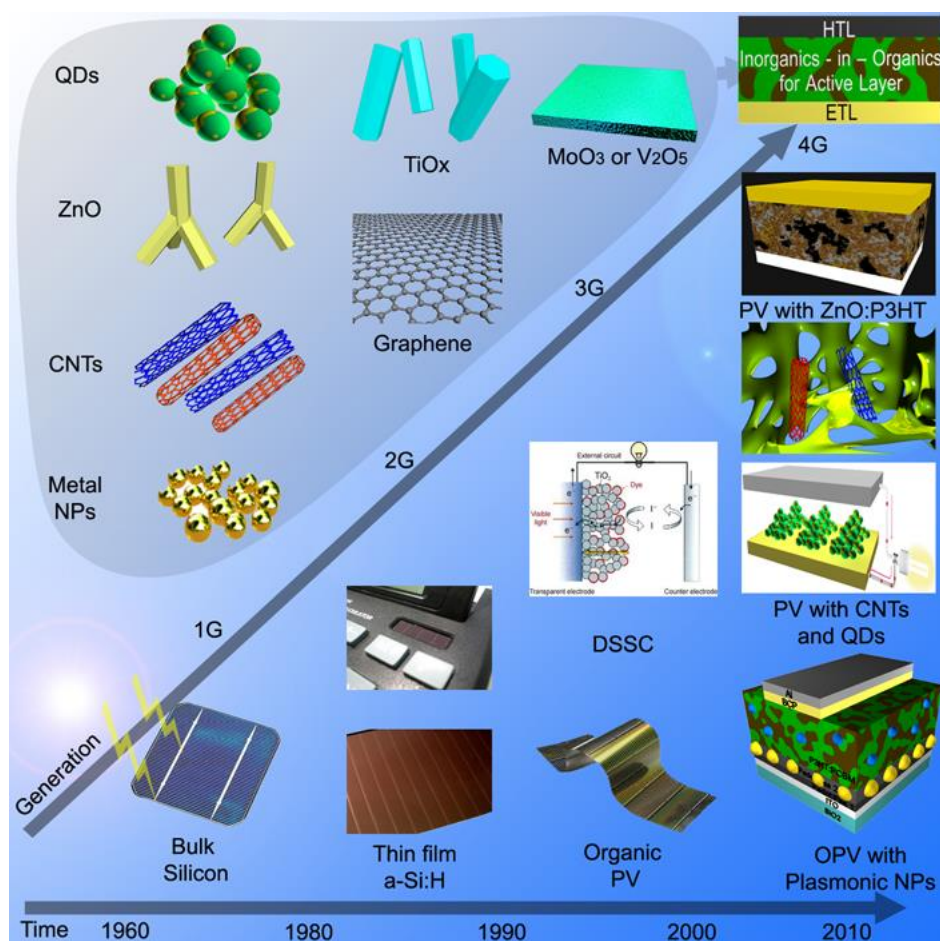


Figura 2.7: Las 4 generaciones de celdas fotovoltaicas (idioma original) [19].

2.2.2. Plantas fotovoltaicas de gran escala

A la hora de realizar cualquier tipo de emprendimiento, se busca que el mismo sea rentable, lo que obviamente no escapa a las plantas de generación fotovoltaica de varios MWp. No es suficiente con evaluar la relación costo-eficiencia de los paneles solares disponibles en el mercado, ya que existe un número importante de variables que inciden en la rentabilidad de un parque fotovoltaico. Por ello, el proceso de diseño de una planta debe ser integral, teniendo en cuenta todos los componentes involucrados. De esta forma se podrán contabilizar el costo total de la inversión, los gastos fijos y variables, y los ingresos producto de la venta de energía a lo largo de la vida útil del sistema. Por otra parte, el precio por MWh de energía generada que paga la empresa distribuidora (UTE en el caso de Uruguay) debe ser atractivo para que se pueda obtener un adecuado retorno de la inversión, y que la tecnología fotovoltaica pueda competir con otras fuentes de energía.

Actualmente, el mercado es dominado ampliamente por los paneles monocristalinos y policristalinos, pero en muchos casos resulta conveniente utilizar paneles de CdTe de

2.2. Paneles solares

segunda generación. Dada la diferencia de eficiencias favorable a los paneles cristalinos, en caso de usar paneles CdTe es necesaria una superficie un 30 % mayor para obtener la misma potencia nominal. Esto implica que un proyecto con paneles CdTe es más costoso, debido a la necesidad extra de soportes para los paneles, cableados más extensos, y mayor superficie de terreno, entre otros factores. Sin embargo, dada la alta madurez en que se encuentra la tecnología de silicio (la misma se encuentra en un punto muy cercano a su límite teórico⁶), se está verificando que el incremento en eficiencia se da a un ritmo mayor en las tecnologías de película delgada. Por lo tanto, paulatinamente se reducirá cada vez más la necesidad de área de instalación extra en comparación con la tecnología cristalina. Dado que se está alcanzando un equilibrio entre el sobre costo de instalación de los paneles de película delgada con el menor costo de fabricación de los paneles cristalinos, la tendencia indica que la nueva tecnología va a desplazar a la primera en el mediano plazo. Además, existen diversas fábricas en construcción de paneles fotovoltaicos de esta nueva tecnología, con perspectivas a producir masivamente, lo que alentará la competencia y la consecuente reducción de los precios. En la figura 2.8 puede apreciarse la evolución de la eficiencia de las diversas tecnologías de celdas fotovoltaicas existentes, logradas en condiciones de laboratorio. En particular, puede notarse la tendencia mencionada en cuanto a las tecnologías cristalina y de película delgada.

Existen algunas ventajas que presentan los paneles de película delgada frente a los cristalinos. En primer lugar, se destaca que la generación más nueva presenta un mejor desempeño para irradiación difusa⁷ (sin recibir directamente radiación solar por presencia de nubes, por ejemplo). En segundo lugar, se destaca que el coeficiente de temperatura de los paneles de película delgada es significativamente menor que el de los cristalinos, por lo que la performance de los primeros se ve mermada en mucho menor medida en condiciones de alta temperatura de operación. Estudios indican que en tecnologías de silicio cristalino la potencia disminuye un 0,5 % por cada grado extra⁸ al que se encuentre sometido el panel. Por otra parte, la misma disminución es de sólo un 0,25 % para tecnologías de película delgada. A modo de ejemplo, una planta de 1 MWp es capaz de generar idealmente sólo 800 kW en condición de máxima insolación, trabajando a 65 °C si los paneles son cristalinos, mientras que genera 900 kW si son de película delgada. Esto determina que la nueva tecnología es una elección casi obligatoria en desiertos o lugares que registran muy altas temperaturas [22].

⁶El límite teórico de las celdas cristalinas (conocido como límite de Shockley-Queisser) fue determinado como 29,43 % para un espesor de celda de silicio de 110 μm [21].

⁷El concepto de irradiación difusa se define más adelante en el capítulo 3.

⁸La temperatura de referencia es de 25 °C, la cual se corresponde con los valores nominales presentes en las hojas de datos de los fabricantes, dado que los ensayos se realizan a esta temperatura.

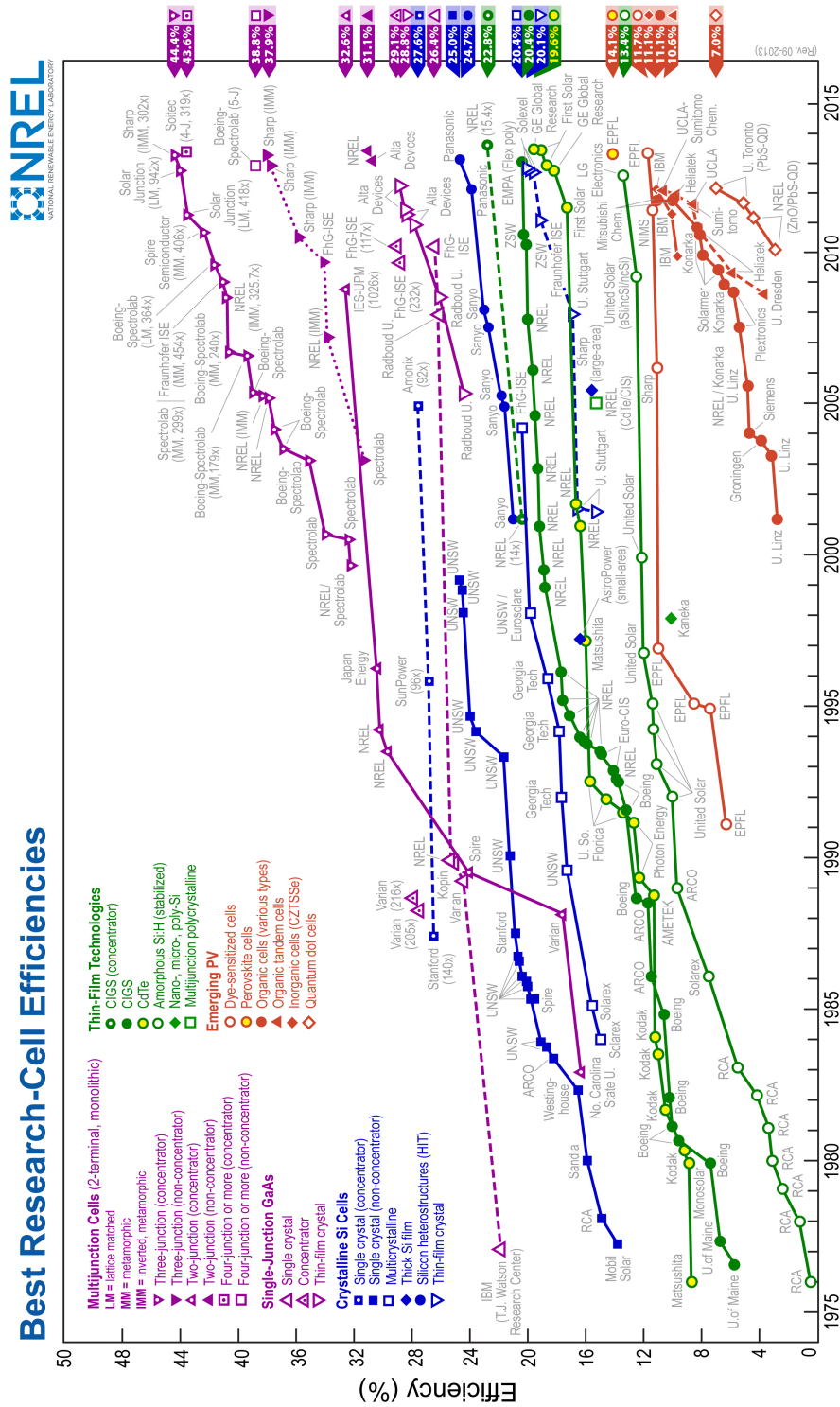


Figura 2.8: Evolución de las distintas tecnologías de celdas (Idioma original) [23].

2.3. Seguidores solares

Para aumentar la producción de energía de una planta fotovoltaica, manteniendo la potencia instalada, se busca incrementar la cantidad de irradiación solar recibida por los paneles. Una manera de lograr esto consiste en posicionar los paneles en estructuras fijas, con una inclinación tal que se maximice la energía generada. Otra alternativa consiste en la implementación de seguidores solares. La idea es que la superficie de los paneles permanezcan en la posición más favorable para captar la mayor cantidad de irradiación a lo largo del día. Existen diferentes tipos de seguimiento los cuales se describen a partir de la siguiente clasificación.

2.3.1. Clasificación de seguidores

Por tipo de movimiento

Un eje

Los paneles solares rotan sobre un solo eje, que puede estar orientado de forma horizontal, acimutal o polar, tal como muestra la figura 2.9.

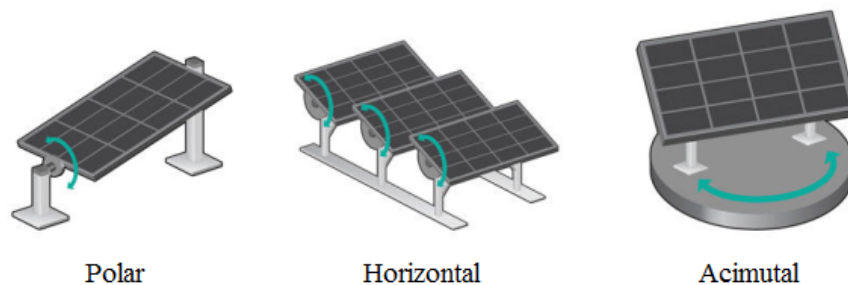


Figura 2.9: Tipos de seguidores solares de un eje [24].

- Los de eje **horizontal**, constan de una serie de vigas de torsión orientadas en dirección Norte-Sur sobre las cuales están colocados los paneles. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.
- Los de eje **acimutal**, tienen su superficie inclinada un ángulo constante y giran en torno al eje vertical. El giro se ajusta para que la normal a la superficie pertenezca en todo momento al plano meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.
- Los de eje **polar** son una solución intermedia entre los seguidores de eje horizontal y acimutal. Los paneles se montan sobre un eje orientado Norte-Sur y a su vez

Capítulo 2. Estado del arte

inclinado un ángulo constante sobre la horizontal. La velocidad de giro es de 15° por hora, como la del reloj.

Dos ejes

Estos seguidores cuentan con dos grados de libertad y realizan un seguimiento total del Sol. De esta forma, en días claros, los rayos solares inciden en forma perpendicular a su superficie a lo largo del día [25].

Por algoritmo de seguimiento

Luminosidad y diferencia de luminosidad

El algoritmo que utilizan estos seguidores se basa en las señales que entregan uno o varios sensores de luminosidad. Dependiendo de estas señales, los motores que posicionan el panel actúan hasta alcanzar el punto de mayor luminosidad.

Programación astronómica

El algoritmo utilizado en este tipo de seguidor, se basa en ecuaciones que calculan la ubicación del Sol en todo momento. Si bien estas ecuaciones por lo general no son simples, el hecho de no depender de condiciones climáticas, ni de sensores, lo hace un sistema más robusto y confiable.

2.3.2. Usos, ventajas y desventajas

Los seguidores solares son utilizados en diversas aplicaciones. En algunas, tales como las centrales solares térmicas o los concentradores solares, su uso es imprescindible. En otras, como las centrales fotovoltaicas, su uso es opcional, mejorando el rendimiento del sistema.

Al comparar las curvas de generación solar de un panel fijo frente a uno con seguidor a lo largo de un día, se puede ver que en el caso fijo la curva tiene forma de campana, donde el pico máximo se da al mediodía solar. Esto se debe a que en la mayor parte del día, la radiación solar no incide en forma perpendicular al panel. Cuando se incorporan seguidores solares a los paneles, la curva de generación de energía se acerca más a una constante a lo largo del día, ya que en gran parte del tiempo incide radiación en forma perpendicular. Este efecto será evidentemente más acentuado en el caso de seguimiento en dos ejes. El incremento de energía generada se puede apreciar en la figura 2.10. El mismo ronda entre un 20-30 % en los casos de un eje y un 30-40 % en el de dos ejes.

Como principales desventajas, los seguidores tienen un mayor costo de instalación y mantenimiento. Su estructura requiere más hierro, y una base más firme, lo que implica mayor cantidad de cemento. Además, los motores eléctricos y los ejes requieren de un

2.3. Seguidores solares

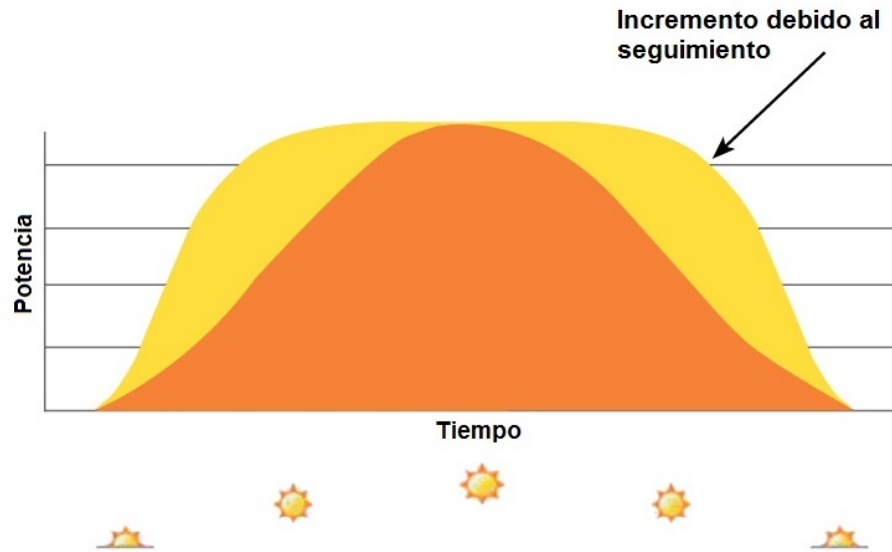


Figura 2.10: Curvas de potencia con panel fijo y con seguidor solar [26] (modificado).

mantenimiento periódico. En cuanto al consumo de los motores, a modo de referencia, el modelo de seguidor en un eje acimutal *MS-1E TRACKER 15* del fabricante *Mecasolar* consume 40 kWh/año. Por otro lado, el modelo *MS-2 TRACKER 10* de seguidor en dos ejes, del mismo fabricante y con las mismas dimensiones, consume 100 kWh/año por día [27,28].

El uso de seguidores solares provoca un aumento de temperatura extra en los paneles en comparación con una instalación fija, ya que incide mayor cantidad de irradiación. Por lo tanto, como se dijo anteriormente, la eficiencia de los paneles disminuye debido al aumento de su temperatura de trabajo. De todas maneras, la mejora que se obtiene en irradiación incidente supera ampliamente este aumento de pérdidas⁹ [29,30].

⁹Se recuerda que el efecto de pérdidas por temperatura en células de silicio cristalino es del orden de $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$.

2.4. Tecnologías de inversores para instalaciones conectadas a la red

Los generadores fotovoltaicos generan en corriente continua, por lo que es necesario el uso de inversores DC/AC si se quiere conectarlos a la red eléctrica, o utilizarlos en aplicaciones que requieran corriente alterna. Además de esta función, los inversores se encargan de maximizar la energía generada, por medio del algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia (MPPT), el cual consiste en fijar la tensión de trabajo óptima según las condiciones en que se encuentran los paneles¹⁰. Si la red a la cual se conectan los paneles es trifásica, la conexión se puede realizar mediante tres inversores monofásicos o uno trifásico.

2.4.1. Tipos de configuraciones

A continuación, se detallan distintos tipos de configuraciones de inversores con sus principales ventajas y desventajas.

Central

Consiste en conectar un grupo de varios paneles dispuestos en serie y paralelo a un único inversor, el cual establece el punto de funcionamiento para todo el conjunto de paneles.

Esta configuración, además de ser la de diseño más simple, es la que requiere menor cantidad de componentes, lo que reduce costos de operación y mantenimiento (O&M) e inversión inicial. Estas cualidades contribuyen a que el inversor central sea en la actualidad el más utilizado a nivel mundial. Sin embargo, presenta la desventaja de que el algoritmo busca un único punto de trabajo de un gran conjunto de paneles. Dado que en general estos no se encuentran sometidos a las mismas condiciones, el punto de máxima potencia de cada uno de ellos difiere. Por lo tanto, con esta configuración no es posible alcanzar el máximo rendimiento de la totalidad de los paneles, sino que obtiene un punto de operación óptimo de compromiso para el grupo. Esto se traduce en pérdidas, lo que hace que la configuración de inversor central sea inferior en rendimiento a otras.

Estos inversores pueden alcanzar potencias de hasta 1,8 MWp, y se fabrican en armarios modulares, donde se puede incluir el transformador, así como celdas de media tensión, de forma de optimizar el espacio. En la figura 2.11 se puede ver un esquema de este tipo de configuración [31].

¹⁰Las condiciones mencionadas incluyen, la irradiación, la temperatura ambiente, etc.

2.4. Tecnologías de inversores para instalaciones conectadas a la red

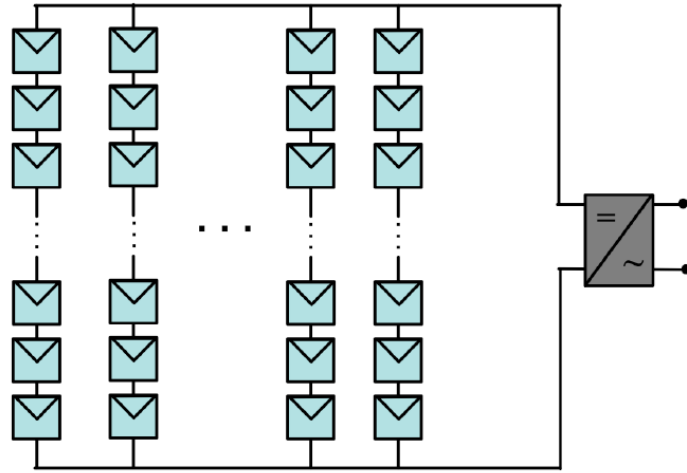


Figura 2.11: Configuración de inversor central [32].

Inversor En Cadena o String

En esta configuración se conectan varios paneles en serie, conformando lo que se denomina una cadena. Cada cadena se conecta a un inversor, los cuales son de menor potencia que los utilizados en la configuración *inversor central*. Por esta razón se necesita un gran número de inversores para llegar a la misma potencia, y por lo tanto el costo de inversión es mayor.

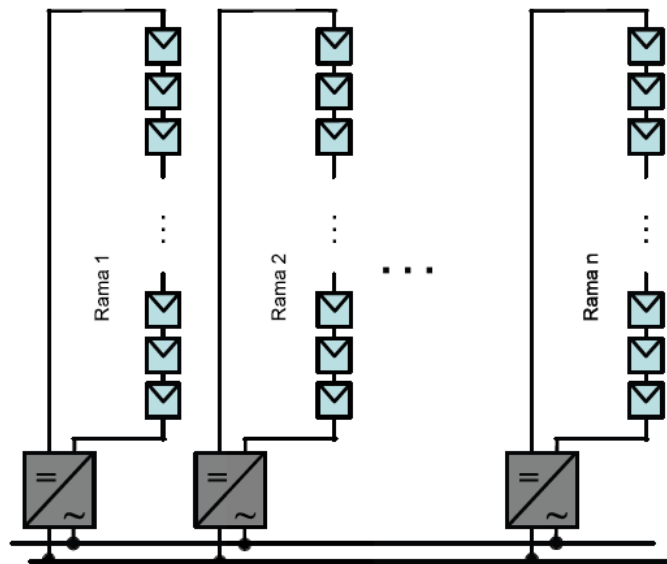


Figura 2.12: Configuración de inversor en cadena [32].

La principal ventaja de esta configuración es que la búsqueda del MPP se realiza para cada cadena en forma independiente. Esto hace que la eficiencia de la planta aumente, debido a que la cantidad de paneles en condiciones dispares es significativamente menor para cada inversor. En los últimos tiempos, se ha registrado una tendencia al alza en cuanto al uso de este tipo de inversores. En la figura 2.12 se puede ver un esquema de su configuración [31].

Inversor Multicadena

Es una variante de la configuración en cadena, la cual presenta dos etapas. En primer lugar, se utiliza inversores DC/DC individuales para cada cadena, los cuales cumplen la función de búsqueda (MPPT). Luego, varias salidas en DC de cada cadena, las cuales se encuentran al mismo nivel de tensión, se conectan en paralelo a un inversor DC/AC de mayor potencia. De esta manera, la cantidad de inversores DC/AC se reduce. Además, esta configuración presenta la ventaja de tener un amplio rango de tensión de entrada, debido a la presencia de los inversores DC/DC, lo cual permite mayor libertad de diseño. Como desventaja, el hecho de agregar otra etapa de conversión aumenta las pérdidas, y por lo tanto la eficiencia de la planta, además de aumentar el número de componentes. Esto implica mayor costo de inversión, O&M y superficie del terreno [31].

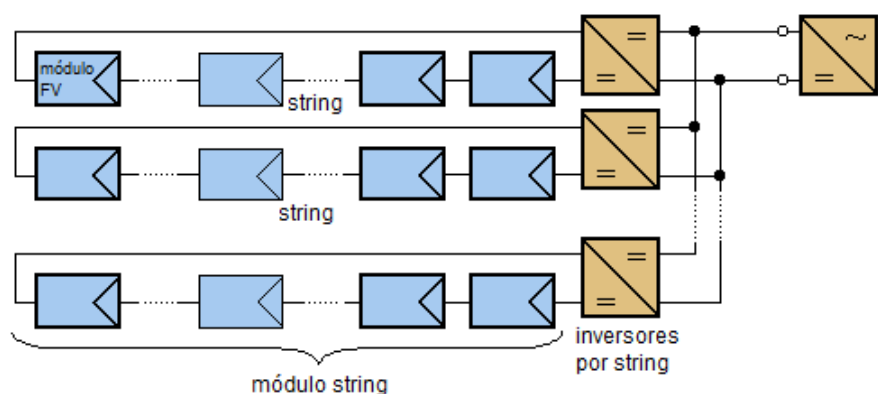


Figura 2.13: Configuración multicadena [33](modificado).

Maestro-Esclavo

El principio de funcionamiento de esta configuración consiste en que a irradiancias bajas, los paneles se conectan a un único inversor maestro. A medida que la irradiancia va aumentando en el correr día, y la potencia generada por los paneles es mayor a la potencia de entrada del inversor maestro, entra en servicio uno de los inversores denominado esclavo. Este proceso puede repetirse con más de un esclavo [32]. En la figura 2.14 se muestra un esquema de esta configuración.

2.4. Tecnologías de inversores para instalaciones conectadas a la red

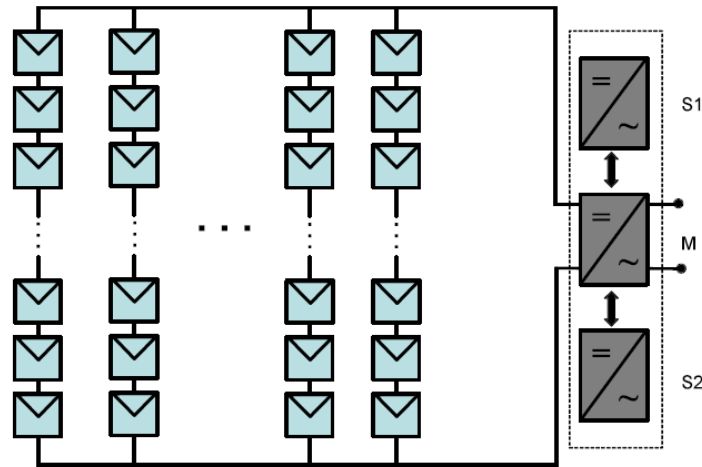


Figura 2.14: Configuración maestro-esclavo [32].

La ventaja que presenta esta topología es que los inversores que se encuentren en servicio, en general trabajan más cerca a su potencia nominal. Como se describe más adelante en la sección 4.6, el rendimiento de los inversores aumenta en estas condiciones, lo que mejora la eficiencia global de la planta. Por otra parte, al necesitar mayor cantidad de inversores, se aumentan los costes de inversión con respecto a la configuración de inversor central.

Microinversores o Inversor módulo

Esta configuración consiste en que cada panel o módulo fotovoltaico tiene un inversor propio, por lo que cada panel trabaja en su MPP. Esto es una gran ventaja ya que cada panel trabaja individualmente en su punto óptimo de generación, y además soluciona diversos problemas que tienen las otras configuraciones que agrupan gran cantidad de paneles por inversor (como el de sombreados parciales). Las principales desventajas que tienen estos inversores son su baja potencia, lo cual disminuye su eficiencia, y su elevado costo en el mercado. Por estas razones, los microinversores son utilizados en instalaciones de baja potencia, como por ejemplo instalaciones domésticas [31, 34].

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 3

Recurso solar

En el presente capítulo se tratan solamente aquellos conceptos sobre el recurso solar que aplican al desarrollo del proyecto¹

Se comienza introduciendo la irradiación incidente sobre la Tierra. Luego se describe el movimiento del Sol y todos los ángulos de interés que lo caracterizan para luego definir los conceptos irradiación directa y difusa sobre el plano inclinado. Se define la irradiación extraterrestre, la cual es necesaria para poder estimar la proporción de difusa a partir de medidas horizontales de irradiación. Para finalizar, se propone el modelo HDKR para el cálculo de la irradiación incidente sobre una superficie horizontal inclinada.

Dado que no representa grandes inconvenientes, se utilizan en forma indistinta los términos irradiancia e irradiación. Esto se realiza a pesar que la irradiación es la potencia radiante hemisférica por unidad de área incidente, y la irradiancia es la energía radiante hemisférica incidente por unidad área en un intervalo de tiempo dado. El período más pequeño que se analiza en el presente trabajo es la hora por lo que el término de irradiación es suficiente.

3.1. Radiación solar

El Sol es la estrella más cercana a la Tierra. La energía liberada por el Sol se transmite en forma de radiación electromagnética. Esta energía se mide bajo el concepto de irradiación. A la irradiancia media incidente sobre una superficie normal a la dirección Tierra-Sol, ubicada en el exterior de la atmósfera terrestre, se la define como la Constante Solar, G_{SC} , cuyo valor adoptado es de 1367 W/m^2 .

$$G_{SC} = 1367 \text{ W/m}^2 \quad (3.1)$$

¹Estos conceptos están basados en los apuntes del curso *Fundamentos de Energía Solar*. [35]. Si se desea profundizar aún más sobre esta temática, puede hacerse en el libro *Solar engineering of thermal processes* de John A. Duffie y William A. Beckman [36].

Capítulo 3. Recurso solar

La irradiación que llega a la Tierra depende levemente de la distancia en donde se encuentre el Sol. Como la Tierra recorre una elipse, esta distancia no es constante, y por ende la irradiación tampoco lo es. Por este motivo, la irradiancia en incidencia normal presenta una variación estacional de aproximadamente $\pm 3\%$ en torno a G_{SC} debido a la excentricidad de la órbita terrestre. Es posible calcular la irradiancia de incidencia normal sobre un plano determinado, para cada día del año, mediante la ecuación 3.2:

$$G_0 = G_{CS} \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = G_{CS} F_n \quad (3.2)$$

donde r es la distancia entre la Tierra y el Sol, y r_0 su valor medio a lo largo del año. Dicha relación se puede calcular según la ecuación 3.3:

$$F_n = \left(\frac{r_0}{r} \right)^2 = 1,000110 + 0,034221 \cos(\Gamma) + 0,001280 \sin(\Gamma) + 0,000719 \cos(2\Gamma) + 0,000077 \sin(2\Gamma) \quad (3.3)$$

donde $\Gamma = 2\pi(n - 1)/365$ y n es el ordinal día.

En la ecuación 3.3 se define F_n , mediante una expresión obtenida por el astrónomo John Spencer, que ajusta la variación de la irradiación incidente en la Tierra con respecto a la Constante Solar, dependiendo del ordinal día.

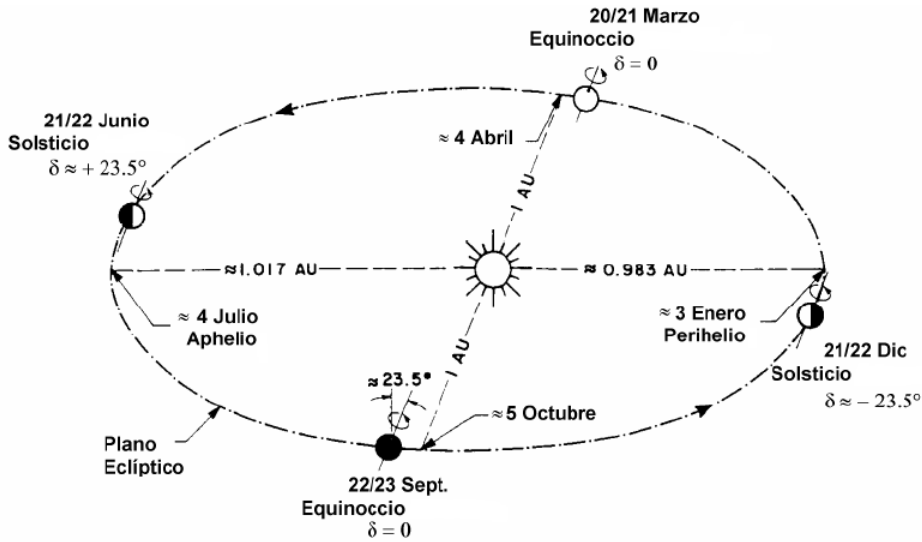


Figura 3.1: Esquema orbital de la Tierra. [35]

3.2. Movimiento aparente del Sol

La Tierra gira alrededor del Sol según un movimiento de rotación y otro de traslación. El movimiento de rotación se realiza sobre un eje imaginario llamado eje polar, la velocidad con que realiza ese movimiento es de una vuelta terrestre cada 24 horas aproximadamente. El segundo movimiento que recorre la Tierra describe una órbita elíptica y demora un año en recorrerla por completo.

A continuación se definen una serie de ángulos, con los cuales se puede describir la ubicación de la Tierra y su orientación para todas las horas del año.

Declinación solar - δ

El eje polar mantiene una dirección aproximadamente constante y forma un ángulo de $23,5^\circ$ con el plano orbital. Debido a que el eje de rotación de la Tierra (eje polar) no es normal al plano orbital de la misma, existe cierta variación estacional de la irradiación. Se define Declinación Solar (δ) al ángulo que forma la línea Tierra-Sol con el plano ecuatorial a la Tierra. Este ángulo varía con el tiempo, alcanza un máximo de $\pm 23,5^\circ$ en los solsticios y es nulo en los equinoccios.

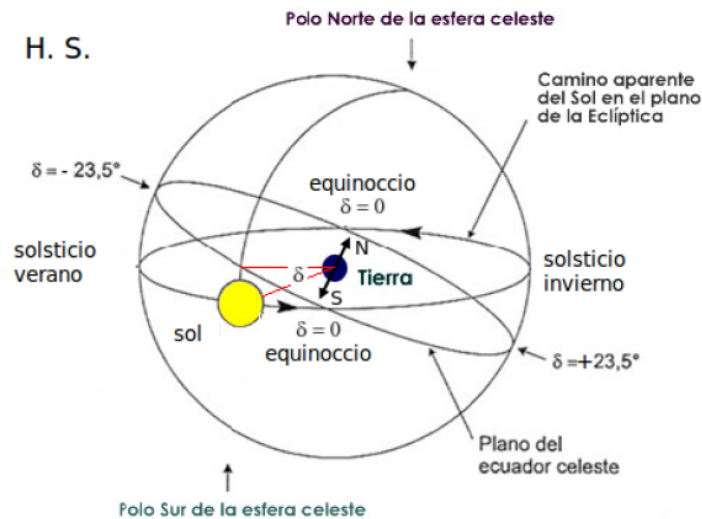


Figura 3.2: *Movimiento aparente del Sol [35].*

Para calcular este ángulo, existen estimaciones que utilizan el hecho de que la declinación solar tiene una variación lenta, por lo que se considera constante a lo largo del día. Una de estas estimaciones es la expresión de Spencer (ecuación 3.4):

$$\begin{aligned} \delta = & 0,006918 - 0,399912 \cos(\Gamma) + 0,070257 \sin(\Gamma) - 0,006758 \cos(2\Gamma) \\ & + 0,000907 \sin(2\Gamma) - 0,002697 \cos(3\Gamma) + 0,00148 \sin(3\Gamma) \end{aligned} \quad (3.4)$$

Utilizando la ecuación 3.4, se puede graficar el ángulo δ durante todo un año y observar su comportamiento (ver figura 3.3). Se observa que a mediados de año alcanza su máximo, 0,41 radianes ($+23,5^\circ$) y sobre fin de año su mínimo, $-0,41$ radianes ($-23,5^\circ$).

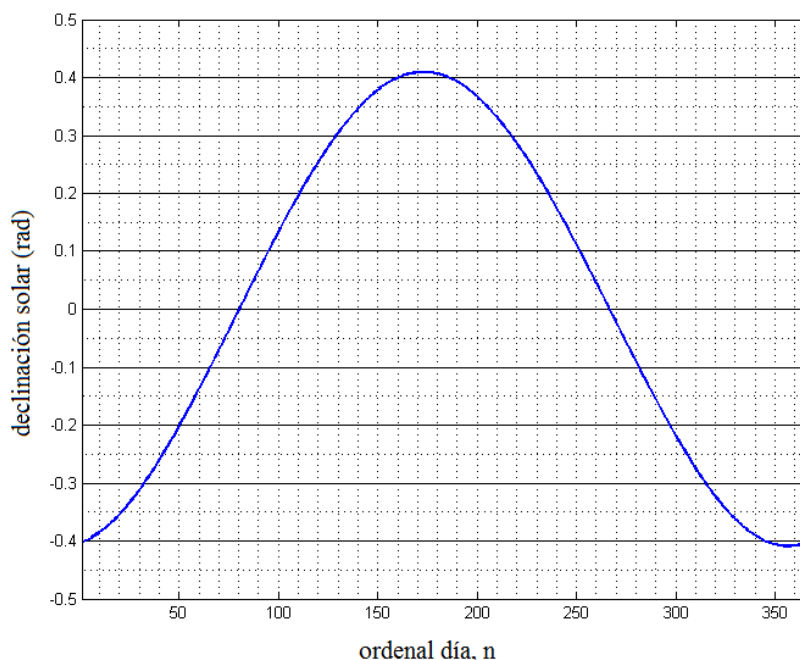


Figura 3.3: Declinación solar (Spencer).

Ángulo Cenital y Ángulo Horario - θ_z y ω

Para determinar la posición del Sol, se emplean las coordenadas polares y se define al ángulo Cenital y al ángulo Horario. El ángulo Cenital (θ_z) es aquel que está formado por la línea Sol-Tierra y la vertical a la superficie del lugar. En cambio, el ángulo horario (ω) indica el desplazamiento del Sol debido a la rotación de la Tierra, de Este a Oeste sobre el plano ecuatorial. El ángulo ω está definido como el ángulo formado por el meridiano del Sol y el del observador. Por convención, este ángulo vale cero en el mediodía solar, es negativo en la mañana y positivo por la tarde.

Si se conoce la latitud del lugar (ϕ) y los ángulos δ y ω , es posible hallar θ_z por medio de la ecuación 3.5:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (3.5)$$

3.2. Movimiento aparente del Sol

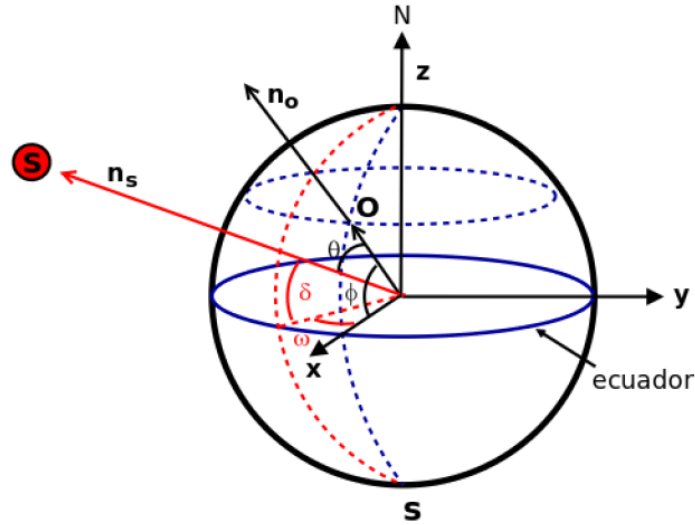


Figura 3.4: Representación de ángulos varios [35].

Acimut y altitud solar - γ_s y α_s

Además de los ángulos ya definidos, existen otros dos ángulos que se utilizan para describir el movimiento aparente del Sol. Estos ángulos son la altitud solar (α_s) y el acimut solar (γ_s). El primero es el ángulo que forma la línea Tierra-Sol con el plano horizontal, equivalente al complemento del ángulo cenital (ecuación 3.6).

$$\begin{aligned}\sin \alpha_s &= \cos \theta_z \\ \alpha_s &= \frac{\pi}{2} - \theta_z\end{aligned}\tag{3.6}$$

El ángulo γ_s describe el desplazamiento angular de la proyección de la línea Tierra-Sol en el plano horizontal del observador. Este ángulo resulta de gran utilidad a la hora de modelar las sombras sobre los paneles, el seguimiento en un eje acimutal y el seguimiento en dos ejes. A partir de los ángulos definidos anteriormente, y aplicando propiedades geométricas, se puede calcular el acimut solar acorde a la ecuaciones 3.7²:

$$\begin{aligned}\cos \gamma_s &= \frac{\sin \delta \cos \phi - \cos \delta \sin \phi \cos \omega}{\cos \alpha_s} \\ \sin \gamma_s &= \frac{\cos \delta \sin \omega}{\cos \alpha_s}\end{aligned}\tag{3.7}$$

²Hay que tener cuidado al utilizar estas ecuaciones porque se pueden obtener resultados fuera del cuadrante apropiado.

3.3. Tiempo solar

Los ángulos definidos en la sección anterior están referidos al Tiempo Solar (t_S) a través de su dependencia con ω . El ángulo horario varía a una velocidad de $15^\circ/\text{hora}$ aproximadamente, lo que define una medida de tiempo asociada al movimiento del Sol. Puede definirse al Tiempo Solar según la ecuación 3.8:

$$t_S = 12 \left(1 + \frac{\omega}{\pi} \right) \quad (3.8)$$

donde ω está en radianes y t_S en horas.

Existe un desfase variable entre el tiempo del observador (t_0) y el tiempo representado por el Sol (t_S). Hay expresiones que miden la diferencia entre estos tiempos, como la Ecuación del Tiempo de Spencer (3.9). Se puede calcular la diferencia entre los tiempos únicamente variando el ordinal día.

$$E = t_S - t_0 \quad (3.9)$$

$$E \approx 229,18 \text{ min/rad} \times [0,000075 + 0,001868 \cos(\Gamma) - 0,032077 \sin(\Gamma) - 0,014615 \cos(2\Gamma) - 0,04089 \sin(2\Gamma)]$$

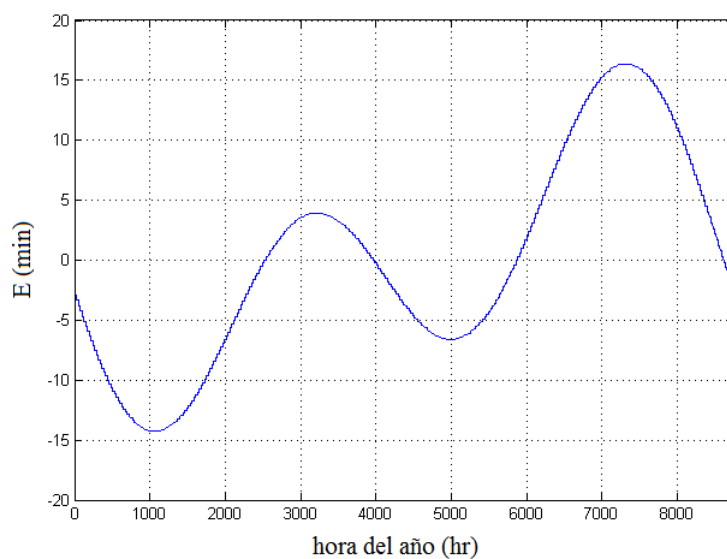


Figura 3.5: Ecuación del tiempo.

3.4. Irradiación extraterrestre

Se define el Tiempo Estándar (t_{UTC}) como el correspondiente al huso horario del observador. Como referencia, se utiliza el horario asociado al meridiano de Greenwich (UTC-0). Se puede utilizar la ecuación 3.10 para determinar t_0 :

$$t_0 = t_{UTC} + \frac{1}{15} (L_0 - L_{UTC}) \quad (3.10)$$

donde L_0 es la longitud del observador y L_{UTC} la longitud del huso horario del observador (-45° para Uruguay).

Resulta interesante relacionar el Tiempo Estándar con el ángulo horario. Utilizando las ecuaciones 3.9 y 3.10, se llega a la expresión de la ecuación 3.11:

$$t_{UTC} = 12 \left(1 + \frac{\omega}{\pi} \right) - \frac{L_0 - L_{UTC}}{15} - \frac{E}{60} \quad (3.11)$$

donde E está en minutos, y L_0 y L_{UTC} en grados.

A partir de la ecuación 3.11, se puede calcular el ángulo horario solar en función del Tiempo Estándar.

$$\omega = \left(\frac{t_{UTC} + \frac{E}{60} + \frac{L_0 - L_{UTC}}{15}}{12} - 1 \right) \pi \quad (3.12)$$

3.4. Irradiación extraterrestre

La irradiancia sobre una superficie normal a la dirección Tierra-Sol, que se encuentra fuera de la atmósfera, se puede determinar según la ecuación 3.2. Para calcular la irradiación extraterrestre sobre un plano horizontal, basta con multiplicar el resultado de la ecuación 3.2 por el coseno del ángulo cenital:

$$G_{0h} = G_0 \cos \theta_z = G_{cs} F_n \cos \theta_z \quad (3.13)$$

donde el $\cos \theta_z$ corresponde al producto escalar entre la dirección Tierra-Sol y la vertical del observador.

3.5. Irradiación incidente sobre una superficie.

La irradiación solar que incide sobre una superficie tiene las siguientes componentes:

- **Irradiación directa, G_b :** como su propio nombre lo indica, es la irradiación que proviene directamente del Sol. Su dirección es colineal a la de la línea Tierra-Sol. Esta irradiación es de gran interés para el uso de seguidores solares.
- **Irradiación difusa, G_d :** es la irradiación dispersada por moléculas en la atmósfera que llegan a incidir sobre la superficie. Este tipo de irradiación proviene de todas las direcciones de la bóveda celeste, y es por esto que las superficies horizontales reciben más irradiación difusa que las verticales.
- **Irradiación reflejada, G_r :** es aquella irradiación que se refleja en alguna superficie, y luego incide sobre otra de interés. La cantidad de irradiación reflejada depende de las características de las superficies donde se refleja. Existe un coeficiente de reflexión representa esta característica³.

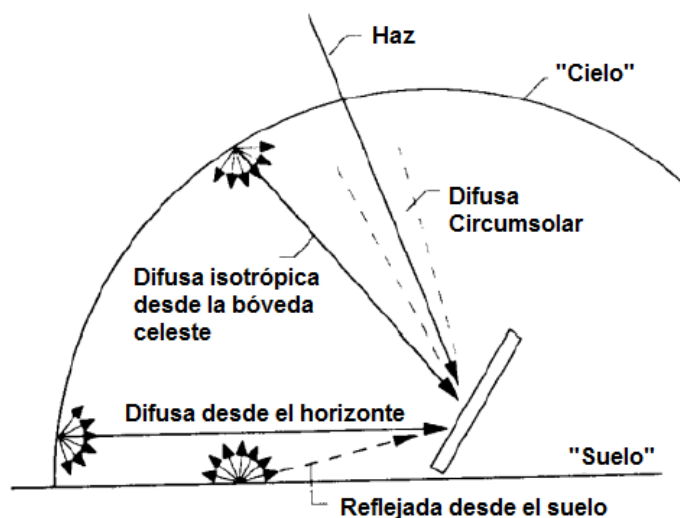


Figura 3.6: Componentes de la irradiación sobre una superficie. [35] (modificado)

³En la sección 3.6 se detallan distintos valores para este coeficiente según el tipo de superficie.

3.5. Irradiación incidente sobre una superficie.

3.5.1. Correlación de Ruiz-Arias [37]

Es importante poder diferenciar la irradiación directa de la difusa debido a que los modelos que estiman la irradiación sobre un plano inclinado las procesan de forma diferente. Para separar las distintas componentes que integran la irradiación global, es necesario el uso de correlaciones empíricas o modelos físicos. Existen diversas correlaciones creadas para este propósito. En este trabajo se utiliza la correlación propuesta en el artículo “*Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions*” [37]. A esta correlación se la denomina de ahora en más como *correlación de Ruiz-Arias*, y se basa en la ecuación 3.14:

$$f_d = a_0 + a_1 e^{-e^{(a_2 + a_3 k_T)}} \quad (3.14)$$

donde a_0 , a_1 , a_2 y a_3 son constantes que dependen de la ubicación de la superficie y k_T es el índice de claridad horario. El resultado de la expresión f_d corresponde a la proporción de irradiación difusa en relación la irradiación global (ecuación 3.15).

$$f_d = \frac{G_{dh}}{G_h} \quad (3.15)$$

En el artículo [37] se proponen las constantes que se encuentran en la tabla 3.1:

Tabla 3.1: *Constantes propuestas por Ruiz-Arias [37].*

Constante	Valor
a_0	0,952
a_1	−1,041
a_2	2,300
a_3	−4,702

Para conseguir resultados más exactos en ubicaciones dentro del territorio Uruguayo, se pueden utilizar las constantes propuestas por el Laboratorio de Energía Solar (LES), que mejoran la estimación de la proporción de difusa. Estas constantes corresponden a las de la tabla 3.2:

Tabla 3.2: *Constantes propuestas por LES.*

Constante	Valor
a_0	0,993
a_1	−1,044
a_2	3,078
a_3	−6,243

Capítulo 3. Recurso solar

El índice de claridad horario (k_T) representa la relación existente entre la irradiación horaria sobre el plano horizontal y la irradiación extraterrestre calculada según la ecuación (3.13).

$$k_T = \frac{G_h}{G_{0h}} \quad (3.16)$$

El índice de claridad es una variable adimensionada, que varía entre 0 y 0,85, dependiendo de la nubosidad. Utilizando la ecuación (3.14) y variando k_T entre sus valores posibles, se puede observar la forma de la correlación en la gráfica de la figura 3.7. Si se está frente a condiciones de mucha nubosidad, se tiene un valor de k_T cercano a 0, y el valor de f_d vale aproximadamente 0,95. En cambio, si tiene mucha claridad (cielo despejado), el valor de k_T es de aproximadamente 0,85, y f_d del orden de 0,1.

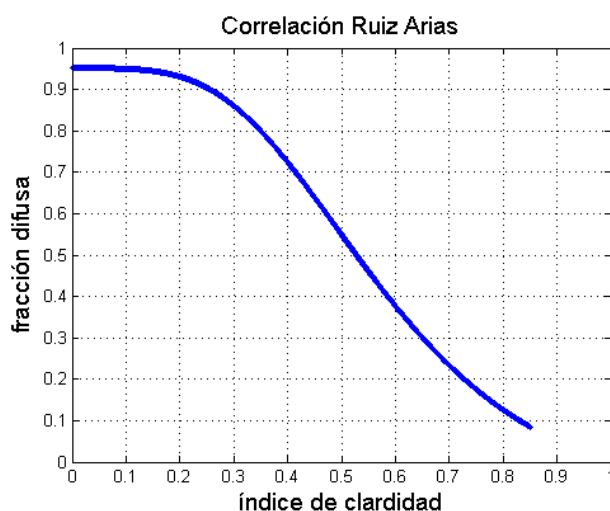


Figura 3.7: Correlación de Ruiz-Arias.

3.6. Irradiación sobre un plano inclinado

La forma en que la irradiación solar incide sobre una superficie depende de su posición. Para representar dicha posición, es necesario utilizar los ángulos β y γ . Como se observa en la figura 3.8, el ángulo β corresponde a la inclinación de la superficie que se mide con respecto al plano horizontal. Si la superficie es paralela a la superficie terrestre, este ángulo es nulo, y si se encuentra en posición vertical vale 90° . Por otra parte, el ángulo γ se define como acimut, y es el ángulo que forma la proyección de la normal a la superficie de interés sobre el plano horizontal local, y el meridiano (línea N-S) del observador. Se refiere este ángulo al Norte ($\gamma = 0$ si la superficie se orienta al norte) y se incrementa en sentido antihorario (oeste).

3.6. Irradiación sobre un plano inclinado

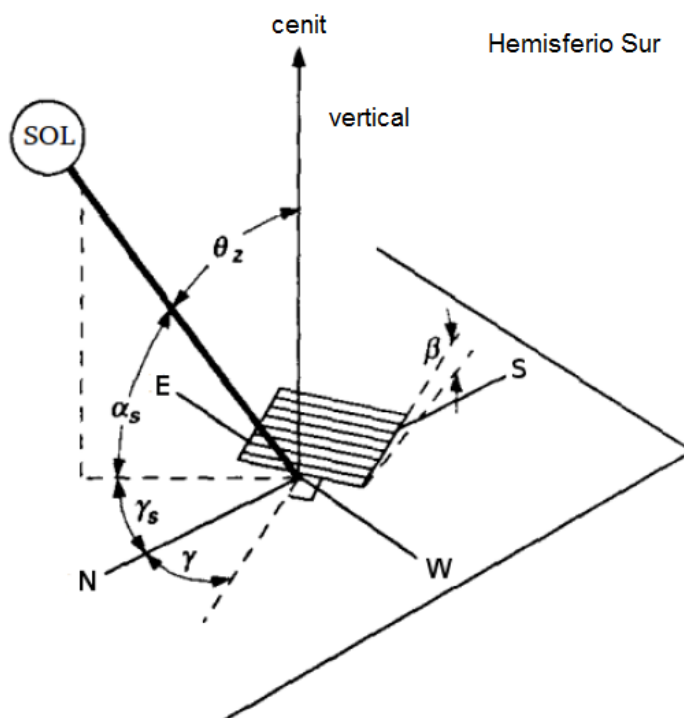


Figura 3.8: Ángulos sobre una superficie inclinada [35] (modificado).

3.6.1. Ángulo de incidencia

Una vez definida la posición de la superficie, y conociendo la ubicación del Sol, se puede calcular el ángulo de incidencia que forma la línea Sol-Tierra con la normal a la superficie mediante la expresión (3.17). A este ángulo se lo denota θ .

$$\cos \theta = [(\sin \delta \cos \phi - \cos \delta \sin \phi \cos \omega) \cos \gamma + \cos \delta \sin \omega \sin \gamma] \sin \beta + [\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega] \cos \beta \quad (3.17)$$

Superficies orientadas hacia el ecuador

La expresión de la ecuación 3.17 se simplifica cuando las superficies se orientan hacia el ecuador ($\gamma = 0$), resultando la ecuación 3.18.

$$\cos \theta = [\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega] \cos \beta + s[\sin \delta \cos \phi - \cos \delta \sin \phi \cos \omega] \sin \beta \quad (3.18)$$

Superficies con seguimiento en dos ejes

Para configuraciones de plantas con seguimiento en dos ejes, la superficie siempre se encuentra normal a la línea Tierra-Sol, por lo tanto:

$$\cos \theta = 1 \quad (3.19)$$

Además, este tipo de seguimiento tiene como característica de que su orientación siempre se encuentra hacia el acimut solar, y su inclinación es igual a la altura solar:

$$\begin{aligned} \gamma &= \gamma_S \\ \beta &= \theta_z \end{aligned} \quad (3.20)$$

Superficies con seguimiento acimutal [36]

El seguidor de eje acimutal se puede concebir como una versión reducida del seguidor de dos ejes, donde la inclinación (β) se mantiene constante. En este tipo de seguidores, el ángulo de incidencia resulta de la ecuación 3.21:

$$\cos \theta = \cos (\beta - \theta_z) \quad (3.21)$$

donde además se cumplen las condiciones de las ecuaciones 3.22:

$$\begin{aligned} \beta &= cte \\ \gamma &= \gamma_S \end{aligned} \quad (3.22)$$

Superficies con seguimiento horizontal [36]

Las superficies con seguimiento horizontal giran sobre un eje horizontal que generalmente está orientado en la dirección Norte-Sur. El seguimiento se realiza variando la inclinación de la superficie, para lograr que el ángulo de incidencia se minimice. La expresión que se utiliza para calcular el ángulo de incidencia en este tipo de seguimiento, se encuentra en la ecuación 3.23:

$$\cos \theta = \sqrt{\cos^2 \theta_z + \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (3.23)$$

donde también se cumple que el ángulo acimutal de la superficie será 90° ó -90° dependiendo del signo del ángulo acimutal solar:

$$\begin{aligned} Si \gamma_S > 0, \gamma &= 90^\circ \\ Si \gamma_S < 0, \gamma &= -90^\circ \end{aligned} \quad (3.24)$$

3.6. Irradiación sobre un plano inclinado

3.6.2. Cálculo de la irradiación total incidente sobre un plano inclinado

La irradiación incidente sobre una superficie inclinada es calculada como la suma de tres componentes que tienen aporte a la irradiación en ese plano, mediante la ecuación 3.25:

$$G_i = G_{bi} + G_{di} + G_{ri} \quad (3.25)$$

donde G_i es irradiación horaria total en el plano inclinado, G_{bi} es irradiación directa, G_{di} es irradiación difusa y G_{ri} es irradiación reflejada. Los cálculos de cada una de estas componentes se detallan a continuación:

Irradiación directa, G_{bi}

Para el cálculo de la irradiación directa horaria, se define la razón directa (r_b), como la relación entre la irradiación directa horaria sobre la superficie inclinada y una superficie horizontal.

$$r_b = \frac{G_{bi}}{G_{bh}} = \frac{G_{bn} \cos \theta}{G_{bn} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (3.26)$$

La ecuación 3.26 es simplemente un factor geométrico vinculado a los ángulos de incidencia. La razón directa se puede hallar a partir de las ecuaciones que definen al ángulo θ para los distintos tipos de configuración de planta (3.18, 3.19, 3.21 y 3.23), y la ecuación con que se calcula el ángulo acimutal (3.5).

Irradiación difusa, G_{di}

La segunda componente de la irradiación incidente sobre una superficie es la difusa. Este tipo de irradiación no es totalmente isotrópica (no es constante en todas las direcciones). Si bien la mayor proporción de esta sí lo es (“componente isotrópica”), la irradiación difusa presenta un aumento en la dirección en que se encuentra el Sol (circundante al mismo). A esta contribución se la llama “irradiación circunsolar”. En los días claros, el cielo suele ser más brillante en cercanías del horizonte. A este fenómeno se lo denomina “brillo de horizonte”, y es otro de los componentes que aporta a la irradiación difusa (ver figura 3.6).

Existen varios modelos para representar la irradiación difusa. En este trabajo se utiliza el modelo HDKR (Hay, Davies, Klucher y Reindl [36]). El modelo elegido contempla las

Capítulo 3. Recurso solar

tres componentes mencionadas: isotrópica, circunsolar y brillo de horizonte.

Una forma simplificada de calcular la irradiación difusa, es considerando únicamente la componente isotrópica, y por lo tanto despreciando los términos circunsolar y brillo de horizonte (Modelo Liu y Jordan). La ecuación 3.27 es la que corresponde a dicho modelo simplificado:

$$G_{di}^{LJ} = \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) G_{dh} \quad (3.27)$$

donde el término $\left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right)$ corresponde al factor de vista con que la superficie inclinada “ve” a la bóveda celeste, y el término G_{dh} es el valor de irradiación difusa sobre la superficie horizontal.

Para mejorar los resultados, a esta expresión se le puede agregar un término que toma en cuenta la existencia de la componente circunsolar (Hay y Davies). Para esto se define la transmitancia atmosférica (T_b) como un indicador de anisotropía. Este factor se calcula como el cociente entre la irradiación directa y la extraterrestre.

$$T_b = \frac{G_{bn}}{G_{0n}} = \frac{G_{bh}}{G_{0h}} = (1 - f_d) k_T \quad (3.28)$$

Entonces, se obtienen los términos circunsolar e isotrópico, de acuerdo a la ecuación 3.29:

$$\begin{aligned} G_{di-cs}^{HD} &= G_{dh} T_b r_b \\ G_{di-iso}^{HD} &= G_{dh} (1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \end{aligned} \quad (3.29)$$

La irradiación difusa total incidente sobre una superficie con un grado de inclinación β según el modelo de Hay Davies, es calculada según la ecuación 3.30:

$$G_{di}^{HD} = G_{di-cs}^{HD} + G_{di-iso}^{HD} = G_{dh} \left[(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + T_b r_b \right] \quad (3.30)$$

3.6. Irradiación sobre un plano inclinado

Por último, se puede modificar al modelo anterior agregando un factor de corrección, que corresponde a incorporar el brillo del horizonte. Este modelo es denominado en el presente trabajo como HDKR (Hay-Davies-Klucher-Reindl) y se explicita en la ecuación 3.31:

$$G_{di}^{HDKR} = G_{dh} \left[(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + \sqrt{(1 - f_d)} \sin^3(\beta/2) \right) + T_b r_b \right] \quad (3.31)$$

Irradiación reflejada, G_{ri}

La irradiación reflejada por las superficies que se encuentren cercanas a la de interés, dependen directamente de los términos de reflectancia(ρ) de estas superficies. En este trabajo, se supone que la única superficie que refleja irradiación hacia los paneles fotovoltaicos es el suelo, asumida como una superficie horizontal con coeficiente de reflexión ρ_g . En forma análoga al tratamiento de la irradiación difusa isotrópica, se utiliza el factor de vista descrito para el cálculo de la irradiación reflejada, según la ecuación 3.32.

$$G_{ri} = \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \rho_g G_h \quad (3.32)$$

Las superficies que están dispuestas horizontalmente no reciben ninguna irradiación reflejada. En cambio, las que están dispuestas verticalmente son las que más reciben este tipo de irradiación. Esto es válido si se utiliza el supuesto de que la única superficie reflectora es el suelo.

En la tabla 3.3 se pueden observar diversos valores de ρ_g , para distintas posibles superficies de suelo.

Tabla 3.3: Valores de ρ_g para distintos tipos de superficies [39]

Tipo de superficie	ρ_g	Tipo de superficie	ρ_g
Hierba	0,25	Asfalto	0,15
Césped	0,18 - 0,23	Bosques	0,05 - 0,18
Hierba seca	0,28 - 0,32	Zonas áridas	0,10 - 0,25
Campo de siembra	0,26	Sup. de agua ($T > 45^\circ\text{C}$)	0,05
Suelo estéril	0,17	Sup. de agua ($45^\circ\text{C} > T > 30^\circ\text{C}$)	0,08
Grava	0,18	Sup. de agua ($30^\circ\text{C} > T > 20^\circ\text{C}$)	0,12
Concreto limpio	0,3	Sup. de agua ($T < 20^\circ\text{C}$)	0,22
Hormigón desgastado	0,2	Capa fresca de nieve	0,80 - 0,90
Cemento limpio	0,55	Capa vieja de nieve	0,45 - 0,70

Modelo de irradiación incidente sobre una superficie inclinada (HDKR)

Una vez definidas las tres componentes de sobre una superficie inclinada con el modelo HDKR, se puede calcular la irradiación en plano inclinado como la suma de las mismas, según la ecuación 3.33:

$$G_i^{HDKR} = G_{bi} + G_{di}^{HDKR} + G_{ri} \quad (3.33)$$

Sustituyendo las expresiones de cada término en la ecuación 3.33, se obtiene la ecuación 3.34:

$$\begin{aligned} G_i^{HDKR} = & (G_{bh} + T_b G_{dh}) r_b + G_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \\ & + G_{dh} \left[(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + \sqrt{(1 - f_d)} \sin^3(\beta/2) \right) \right] \end{aligned} \quad (3.34)$$

Capítulo 4

Modelado de una planta fotovoltaica

En este capítulo se presenta un modelo de planta fotovoltaica de gran escala, que permitirá más adelante realizar comparaciones de diversos escenarios por medio de simulaciones, con la herramienta Simulink de MatLab. Durante el capítulo, se estudian las tres variantes de configuración de planta mencionadas: “Paneles fijos”, “Seguimiento en eje acimutal” y “Seguimiento en dos ejes”. Además se incluyen otros escenarios en los que se varían determinados parámetros, los cuales serán desarrollados más adelante en el capítulo 9. La totalidad de los modelos Simulink desarrollados en este capítulo, se encuentran detallados en el Apéndice C.

4.1. Componentes del modelo

Los componentes del modelo global de la planta se pueden dividir en los siguientes bloques esenciales:

- Modelado del pasaje a plano inclinado
- Modelo eléctrico del panel fotovoltaico
- Modelado del panel fotovoltaico a partir de las condiciones ambientales
- Modelo del dispositivo inversor y MPPT (Maximum Power Point Tracker)
- Modelado de las pérdidas globales de la planta

El enfoque y desarrollo de estos modelos se detallan en las secciones venideras.

4.2. Modelado del pasaje a plano inclinado

Para modelar la irradiación incidente en las superficies de paneles a partir de la irradiación solar en el plano horizontal, es necesario realizar el pasaje al plano inclinado en que se encuentran. Este método se basa en la descomposición de la irradiación horizontal en sus componentes difusa y directa, para luego construir la irradiación en la superficie inclinada como la suma de las componentes directa, difusa y reflejada sobre la misma. En la figura 4.1 se muestra un diagrama de flujo del procedimiento de cálculo de la irradiación en plano inclinado, y a continuación se detallan los pasos a seguir:

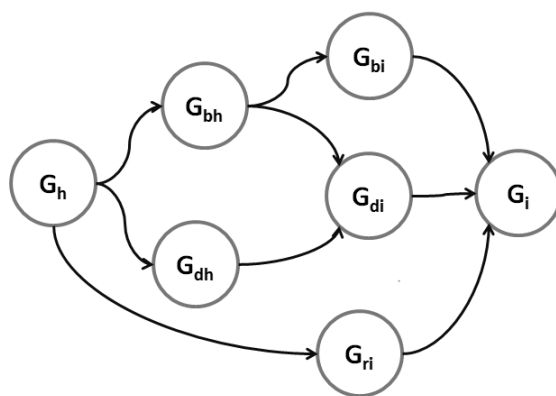


Figura 4.1: Diagrama del pasaje a plano inclinado.

1. Primero, se calculan mediante las ecuaciones presentadas en el capítulo 3 los ángulos de interés, como los son la declinación solar (δ), el ángulo cenital (θ_z), el ángulo horario (ω), el acimut solar (γ_S) y la altitud solar (α_S).
2. Luego, mediante la ecuación 3.13 se calcula la irradiación extraterrestre sobre un plano horizontal, para posteriormente poder compararla con las medidas de irradiación (G_h).
3. Usando la correlación de Ruiz-Arias (ecuación 3.14), se calcula la proporción de irradiación difusa (f_d) que posee la medida, y utilizando ese valor se calculan las componentes de irradiación difusa (G_{dh}) y directa (G_{bh}).
4. Dependiendo del tipo de configuración de planta, se calcula el ángulo de incidencia sobre la normal a la superficie (θ) teniendo en cuenta la disposición de cada superficie, orientación e inclinación. Además se calcula la razón directa según la ecuación 3.26.
5. Para finalizar, una vez obtenidos los ángulos (δ , θ_z , ω , γ_S y α_S), la razón directa (r_b) y la proporción de difusa (f_d), se calcula la irradiación total incidente sobre la superficie inclinada (G_i) como la suma de la irradiación directa (G_{bi}), difusa (G_{di}) y reflejada (G_{ri}) mediante la ecuación 3.34.

4.3. Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico

4.3.1. Introducción

En la presente sección se desarrolla un modelo eléctrico de panel fotovoltaico. Se busca obtener un modelo que permita, a partir de hojas de datos de módulos comerciales, calcular los parámetros físicos necesarios y que se ajuste razonablemente a las curvas características proporcionadas por los fabricantes. La construcción de este modelo se basa esencialmente en un artículo académico titulado “*PV panel model based on datasheet values*” [40].

4.3.2. Modelo [40]

El esquema eléctrico del modelo clásico de un panel fotovoltaico se muestra en la figura 4.2.

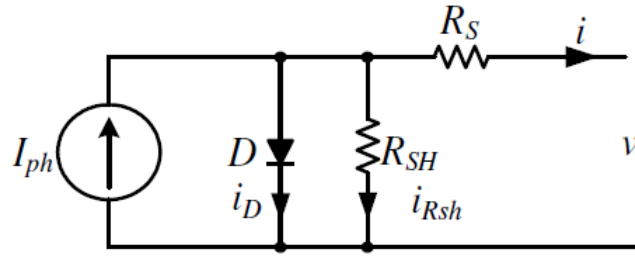


Figura 4.2: Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico [40].

A partir del mismo, se desarrolla la ecuación característica de un panel fotovoltaico. En el esquema de la figura 4.2, la corriente i puede escribirse como muestra la ecuación 4.1:

$$i = I_{ph} - I_D - I_{Rsh} \quad (4.1)$$

La expresión de la corriente I_D por el diodo D proviene de la ecuación del diodo de Shockley, dada en la ecuación 4.2:

$$I_D = I_0 \cdot (e^{\frac{V'}{n_s \cdot V_t}} - 1) \quad (4.2)$$

donde el parámetro I_0 es la corriente de saturación inversa del diodo, y V' la tensión en bornes del diodo y de la resistencia R_{sh} . Esta última cumple la ecuación 4.3:

Capítulo 4. Modelado de una planta fotovoltaica

$$V' = v + R_s \cdot i \quad (4.3)$$

La corriente I_{Rsh} puede calcularse en forma sencilla por la ecuación 4.4:

$$I_{Rsh} = \frac{V'}{R_{sh}} \quad (4.4)$$

Algunos de los parámetros que se definen a continuación son para una condición de operación estándar denominada “Standard Test Condition” (STC). Los ensayos STC se realizan con una irradiación de 1000 W/m^2 , a una temperatura de celda de 25°C , y considerando un *ratio masa de aire* AM 1,5¹.

Dado que en la mayoría de los paneles comerciales utilizados en plantas fotovoltaicas de gran escala (en particular los usados en el presente trabajo), las celdas constitutivas se disponen exclusivamente en serie, se define n_s como el número de celdas en serie del panel. Por lo tanto, en estas condiciones se puede obtener la ecuación que relaciona la corriente i con la tensión v , sustituyendo las ecuaciones 4.2, 4.3 y 4.4 en 4.1, resultando la ecuación 4.5:

$$i = I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{\frac{v + R_s \cdot i}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{v + R_s \cdot i}{R_{sh}} \quad (4.5)$$

donde V_t es el voltaje de juntura del panel, definido como:

$$V_t = \frac{A \cdot k \cdot T_{STC}}{q} \quad (4.6)$$

siendo:

- k : la constante de Boltzmann ($k = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$).
- T_{STC} : la temperatura de panel en condiciones STC.
- q : la carga del electrón ($q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$).
- A : factor de idealidad del diodo del modelo.

La ecuación 4.5 conforma el modelo eléctrico de panel fotovoltaico, el cual fue presentado en la figura 4.2. De esta ecuación se desprenden los siguientes parámetros fundamentales:

¹La masa de aire se define como la razón entre los recorridos oblicuo y vertical que atraviesan la atmósfera terrestre referido a un punto fijo [35].

4.3. Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico

- I_{ph} : corriente fotogenerada (dependiente de la irradiación incidente).
- I_o : corriente de saturación inversa del panel.
- R_s : resistencia serie del panel, que representa las pérdidas óhmicas que ofrece el silicio al paso de la corriente (del orden de los $m\Omega$ por celda).
- R_{sh} : resistencia shunt del panel, que representa las pérdidas por fuga de corriente (del orden de los $k\Omega$ por celda).

Estos cuatro parámetros, junto con el factor de idealidad del diodo (A) son los que conforman el “modelo de cinco parámetros” o “modelo del diodo simple” presente en diversas fuentes literarias sobre el tema, siendo el utilizado en este documento. Adicionalmente existe un modelo de siete parámetros (o dos diodos) que agrega precisión en general a costa de una mayor complejidad de los cálculos. De todas formas, presenta algunos inconvenientes, en particular para las tecnologías en base de silicio, que son las elegidas en este trabajo [41]. Por estos motivos, se opta por utilizar el modelo de diodo simple.

La ecuación 4.5 define la denominada “curva característica del panel fotovoltaico”. La misma presenta características no lineales, y la particularidad de ser implícita, lo que hace imposible despejar la corriente en función del voltaje o viceversa. Por lo tanto, es necesaria la utilización de métodos numéricos para obtener dichas relaciones.

Una posible simplificación del sistema sería considerar $R_{sh} \rightarrow \infty$, lo cual permite despreciar el último término de la ecuación 4.5. Esta simplificación no será utilizada en este trabajo, dado que introduce divergencias no despreciables entre el modelo teórico y la práctica [42].

4.3.3. Determinación de los parámetros del modelo en condiciones STC

En las hojas de datos de paneles fotovoltaicos que brindan los fabricantes, pueden encontrarse ciertos parámetros de performance, que son obtenidos al ensayar el panel en condiciones STC. Estos parámetros son:

- V_{oc} : Voltaje en circuito abierto.
- I_{sc} : Corriente de cortocircuito.
- P_{mpp} : Potencia máxima (maximum power rating).
- V_{mpp} : Voltaje en el punto de máxima potencia (MPP).
- I_{mpp} : Corriente en el punto de máxima potencia.

Capítulo 4. Modelado de una planta fotovoltaica

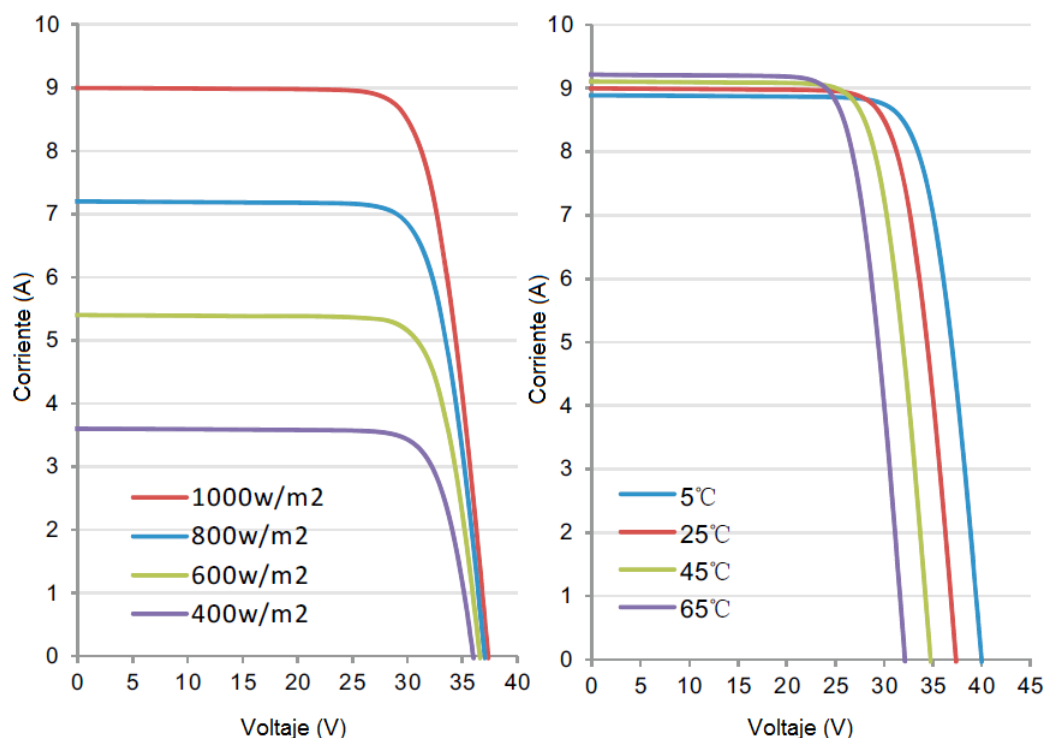


Figura 4.3: Ejemplo de curva característica de panel comercial [43] (modificado).

Si bien en algunas hojas de datos se pueden encontrar los parámetros R_s y R_{sh} , estos en general no son proporcionados por los fabricantes. Este hecho motiva la necesidad de disponer de un procedimiento físico-matemático que permita obtener los cinco parámetros del modelo en condiciones STC, de forma de poder caracterizar el panel en dichas condiciones. En la figura 4.3 se muestra una curva característica típica $i = f(v)$, extraída de un panel fotovoltaico comercial a modo de ejemplo.

En la presente sección se desarrolla un método para calcular los cinco parámetros antedichos (I_{ph} , I_o , R_s , R_{sh} y A) de forma que la curva correspondiente a 1000 W/m² y 25 °C de la figura 4.3 sea razonablemente aproximada por la ecuación 4.5. Para ello, en [40] se plantea un sistema de ecuaciones de 5x5, que debe ser resuelto iterativamente por cálculos numéricos debido a las características no lineales del mismo. La procedencia y fundamento de las distintas ecuaciones constitutivas del sistema se detallan a continuación.

Las tres primeras ecuaciones son las más sencillas, y corresponden a evaluar la ecuación fundamental 4.5 en tres puntos particulares de operación².

²Estos puntos de funcionamiento son condiciones reales de ensayo de los paneles fotovoltaicos, y sus resultados son cuatro de los parámetros de performance presentes en las hojas de datos (V_{oc} , I_{sc} , V_{mpp} y I_{mpp}).

4.3. Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico

El parámetro I_{sc} es producto del ensayo de cortocircuito del panel (tensión nula) en condiciones STC. Entonces, la primera ecuación (4.7) se obtiene como la evaluación de la ecuación 4.5 en el punto de corriente I_{sc} y tensión cero, que es el caso particular del corte de la curva característica con el eje de la corriente:

$$I_{sc} = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{R_s \cdot I_{sc}}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{R_s \cdot I_{sc}}{R_{sh}} \quad (4.7)$$

Luego, la ecuación 4.8 es la resultante de evaluar 4.5 en el punto de máxima potencia. Este es un ensayo fundamental que permite comparar el potencial de generación de los distintos paneles disponibles en el mercado, por medio de la potencia pico que son capaces de suministrar (P_{mpp}) en una condición estándar (STC). Los parámetros V_{mpp} y I_{mpp} son entonces un par tensión-corriente que puede ser utilizado para evaluar la ecuación 4.5, resultando:

$$I_{mpp} = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (4.8)$$

La tercer ecuación surge a partir del parámetro V_{oc} , que es producto del ensayo en circuito abierto (corriente nula) en condiciones STC. En este caso, la ecuación que deviene de evaluar la ecuación característica 4.5 en el punto de tensión V_{oc} y corriente cero es la ecuación 4.9:

$$I_{oc} = 0 = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (4.9)$$

La cuarta ecuación que se indica a continuación se basa en el hecho de que la curva de potencia en función del voltaje, evaluada en el punto de máxima potencia, presenta (por definición) una pendiente nula. Matemáticamente, esto se traduce en la ecuación 4.10:

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{\substack{V=V_{mpp} \\ I=I_{mpp}}} = 0 \quad (4.10)$$

Finalmente, la quinta y última ecuación proviene del hecho de que la resistencia R_{sh} puede ser razonablemente aproximada por la derivada de la corriente en función del voltaje en condiciones de cortocircuito [40,44]. De esto surge entonces la ecuación 4.11, que termina de conformar el sistema para determinar los parámetros necesarios del modelo eléctrico:

Capítulo 4. Modelado de una planta fotovoltaica

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=I_{sc}} = -\frac{1}{R_{sh}} \quad (4.11)$$

De todas maneras, este sistema puede ser reducido a uno de tres ecuaciones y tres incógnitas. Para ello, se utiliza en primera instancia la ecuación 4.9, para despejar el valor I_{ph} obteniendo la ecuación 4.12:

$$I_{ph} = I_o \left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (4.12)$$

Luego se inserta la ecuación 4.7 en la ecuación 4.12, conformando la ecuación 4.13.

$$I_{sc} = I_o \left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right) + \frac{V_{oc} - I_{sc} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (4.13)$$

Despejando I_o de esta última, se obtiene dicha corriente en función de tres parámetros (R_s , R_{sh} y V_t), en la ecuación 4.14:

$$I_o = \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right)} \quad (4.14)$$

Con la ecuación 4.14, se puede obtener I_{ph} en función de los mismos tres parámetros, sustituyéndola en la ecuación 4.12, obteniendo la ecuación 4.15:

$$I_{ph} = \frac{I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}}}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right)} \left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) + \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (4.15)$$

Las ecuaciones 4.14 y 4.15, contienen explícitamente las corrientes I_o e I_{ph} respectivamente, en función de tres de las incógnitas originales, que son R_s , R_{sh} y A . Esta última incógnita no se muestra en forma explícita, pero se puede obtener directamente a partir de la ecuación 4.6. Para lograr construir la primera ecuación que contenga sólo tres incógnitas, se sustituyen las ecuaciones 4.14 y 4.15 en la ecuación 4.8, obteniendo la ecuación 4.16:

4.3. Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico

$$I_{mpp} = \left[I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right] \frac{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right)}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right)} + \frac{V_{oc} - V_{mpp} - I_{mpp} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (4.16)$$

La ecuación 4.16 es la primera del sistema reducido de tres incógnitas. A continuación se desarrolla la ecuación 4.10 para obtener la siguiente, pero previamente se debe trabajar sobre la expresión de la derivada de la potencia con respecto a la tensión (ecuación 4.17):

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = \left(I + V \frac{dI}{dV} \right) \quad (4.17)$$

Para que esta ecuación sea útil, es necesario calcular la derivada de la corriente con respecto al voltaje en forma genérica. Para ello, se sustituye 4.14 y 4.15 en 4.5, y se evalúa el resultado en un punto genérico de tensión V y corriente I , obteniendo la ecuación 4.18, que es de la misma forma que 4.16.

$$I = \left[I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right] \frac{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{V + I \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right)}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right)} + \frac{V_{oc} - V - I \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (4.18)$$

La ecuación 4.18 se puede concebir de la forma de la ecuación 4.19:

$$I = f(I, V) \quad (4.19)$$

Para proseguir con el cálculo, se trabaja en forma diferencial con la ecuación 4.19, obteniendo la ecuación 4.20:

$$dI = dI \frac{\partial f(I, V)}{\partial I} + dV \frac{\partial f(I, V)}{\partial V} \quad (4.20)$$

A partir de esto último se obtiene que la derivada de la corriente con el voltaje puede escribirse como la ecuación 4.21:

Capítulo 4. Modelado de una planta fotovoltaica

$$\frac{dI}{dV} = \frac{\frac{\partial}{\partial V} f(I, V)}{1 - \frac{\partial}{\partial I} f(I, V)} \quad (4.21)$$

Combinando las ecuaciones 4.21 con la 4.17, se llega a la ecuación 4.22:

$$\frac{dP}{dV} = I + V \frac{\frac{\partial}{\partial V} f(I, V)}{1 - \frac{\partial}{\partial I} f(I, V)} \quad (4.22)$$

Por lo tanto, es necesario hallar las derivadas parciales de $f(I, V)$ (expresión de 4.18) con respecto a las variables V e I , las cuales se muestran en las ecuaciones 4.23 y 4.24:

$$\frac{\partial f(I, V)}{\partial V} = - \frac{\left[I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right]}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right) n_s \cdot V_t} e^{\frac{V+I \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} - \frac{1}{R_{sh}} \quad (4.23)$$

$$\frac{\partial f(I, V)}{\partial I} = - \frac{\left[I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right] R_s}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right) n_s \cdot V_t} e^{\frac{V+I \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} - \frac{R_s}{R_{sh}} \quad (4.24)$$

Sustituyendo entonces en la ecuación 4.22 los términos $f(I, V)$ (lado derecha de la ecuación 4.18) debidamente derivados como muestran las ecuaciones 4.23 y 4.24, y evaluándolos en el punto de máxima potencia ($I = I_{mpp}$ y $V = V_{mpp}$), se arriba a la relación buscada. Ésta ecuación (4.25) es función de los mismos tres parámetros que la ecuación 4.16:

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{\substack{V=V_{mpp} \\ I=I_{mpp}}} = I_{mpp} - V_{mpp} \frac{\frac{\left[I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right]}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right) n_s \cdot V_t} e^{\frac{V_{mpp}+I_{mpp} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} + \frac{1}{R_{sh}}}{1 + \left(\frac{\left[I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right] R_s}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - e^{\frac{I_{sc} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} \right) n_s \cdot V_t} e^{\frac{V_{mpp}+I_{mpp} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} + \frac{R_s}{R_{sh}} \right)} = 0 \quad (4.25)$$

La última relación necesaria para completar el sistema se obtiene a partir de la ecuación 4.11, de manera análoga a la ecuación 4.25, utilizando las expresiones 4.23 y 4.24

4.4. Modelado del panel fotovoltaico a partir de las condiciones ambientales

evaluadas en el punto de cortocircuito ($I = I_{sc}$ y $V = 0$). Esto deriva en la ecuación 4.26:

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{\substack{I=I_{sc} \\ V=0}} = \frac{-\frac{\left[I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right]}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s V_t}} - e^{\frac{I_{sc} R_s}{n_s V_t}} \right)} n_s V_t e^{\frac{I_{sc} R_s}{n_s V_t}} - \frac{1}{R_{sh}}}{1 - \left(\frac{\left[I_{sc} \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \right] R_s}{\left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s V_t}} - e^{\frac{I_{sc} R_s}{n_s V_t}} \right)} n_s V_t e^{\frac{I_{sc} R_s}{n_s V_t}} + \frac{R_s}{R_{sh}} \right)} = -\frac{1}{R_{sh}} \quad (4.26)$$

Por lo tanto, el sistema a resolver numéricamente se compone por las ecuaciones 4.16, 4.25 y 4.26. Se puede verificar que las mismas dependen solamente de las variables R_s , R_{sh} y V_t . Los demás parámetros involucrados son datos presentes en las hojas de datos de los fabricantes, como fue explicado anteriormente. Este sistema permite obtener la curva característica $I = f(V)$ de un panel fotovoltaico en condiciones STC.

4.4. Modelado del panel fotovoltaico a partir de las condiciones ambientales

4.4.1. Introducción

En la presente sección se trabaja con el efecto de las condiciones ambientales en el desempeño de los paneles fotovoltaicos. Evidentemente, la irradiación solar es una variable que incide directamente en la potencia que genera una planta. Sin embargo, existen otros factores influyentes (como la temperatura, el viento, etc.) que modifican el rendimiento de la misma. En particular, la temperatura a la que se encuentra una celda afecta significativamente su rendimiento, como se puede ver en la figura 4.3. Cuando la temperatura de la celda difiere de los 25 °C, la curva característica ya no queda representada con el modelo calculado en la sección anterior, el cual es válido sólo para condiciones STC. Cualitativamente, el rendimiento aumenta cuando baja la temperatura y viceversa. Lo mismo sucede cuando la irradiación que recibe el panel es distinta de 1000 W/m², sólo que en este caso el rendimiento aumenta conforme a la irradiación incidente.

Dado que en condiciones normales de operación los paneles están sometidos por tiempos prolongados a la irradiación del Sol, estos presentan una temperatura en general bastante superior a la ambiente (salvo en condiciones excepcionales en que la velocidad del viento sea muy alta, aumentando la capacidad disipativa de los paneles). Al margen de este último comentario, se puede afirmar que en un régimen de trabajo normal (en el Uruguay), los 25 °C son alcanzados y superados la mayor parte del tiempo en que la planta fotovoltaica genera, a lo largo de su vida útil³. Por este motivo, es esencial modelar el

³Esto se puede verificar más adelante en el capítulo 6, observando la figura 6.19.

Capítulo 4. Modelado de una planta fotovoltaica

efecto de la temperatura en los paneles para tener un modelo de planta que produzca una salida razonable. El enfoque que se da en este trabajo se basa en el hecho de que la curva característica es concebible como una misma familia de curvas para las distintas condiciones de irradiación y temperatura. En otros términos, la curva característica en condiciones STC es escalable según las variables ambientales de interés, logrando producir un modelo más completo y realista.

Los parámetros atmosféricos que se utilizan para el modelo son la irradiación incidente en plano inclinado (según cada tipo de seguimiento) y la temperatura ambiente. El efecto del viento se tiene en cuenta de manera aproximada, como se puede ver en la próxima sección. No así la irradiancia y temperatura ambiente, que son datos de entrada para el modelo.

4.4.2. Modelado térmico del panel fotovoltaico

Para poder escalar la curva característica según los parámetros ambientales descriptos, es necesario en primera instancia calcular la temperatura de operación de la celda en base a los mismos. Para ello se hace uso de un modelo térmico simplificado de panel fotovoltaico. Este modelo, presente en diversas fuentes literarias, es avalado por los propios fabricantes, dado que utiliza un parámetro presente en la mayoría de las hojas de datos. Dicho parámetro se denomina NOCT (Nominal Operating Cell Temperature).

El NOCT se define como la temperatura de operación de una celda cuando esta recibe una irradiancia de 800 W/m^2 , a una temperatura ambiente de 20°C , y con una velocidad del viento de 1 m/s , independientemente de si la parte trasera se encuentre cubierta o descubierta, y sin estar conectada a la red [46].

El modelo mencionado se representa por la ecuación 4.27. Esta ecuación muestra que la temperatura de celda depende en forma lineal con la temperatura ambiente y la irradiancia, y es válida exclusivamente para aplicaciones de estructura elevada en campo abierto [47].

$$T_c = T_{amb} + (NOCT - 20^\circ\text{C}) \frac{G_{gi}}{800 \text{ W/m}^2} \quad (4.27)$$

Como se puede constatar con lo dicho anteriormente, las hipótesis para utilizar este modelo se cumplen en el caso de estudio, con excepción del hecho de que el NOCT no está definido para condiciones de carga. Por lo tanto, es necesario realizar una corrección, intercambiando el valor del NOCT por otro parámetro denominado INOCT (Installed Nominal Operating Cell Temperature), el cual se define como la temperatura de la celda instalada, con las condiciones meteorológicas previamente definidas en el NOCT [46]. Esto implica que para una determinada celda, se tiene un único NOCT, pero potencial-

4.4. Modelado del panel fotovoltaico a partir de las condiciones ambientales

mente tantos $INOCT$ como formas distintas en que esta se instale.

En el caso de estudio, en que los paneles están dispuestos en rack abierto y en carga, se puede suponer que la temperatura nominal de instalación se encuentra $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ por debajo de la proporcionada por el fabricante, como recomiendan varios autores [46–48, 51]. Por lo tanto, se toma el criterio explicitado en la ecuación 4.28.

$$INOCT = NOCT - 3\text{ }^{\circ}\text{C} \quad (4.28)$$

Entonces, sustituyendo el $INOCT$ de la relación 4.28 por el parámetro $NOCT$ de la ecuación 4.27, se tiene el modelo térmico de panel final a utilizar, representado por la ecuación 4.29. Este se encuentra integrado en el modelo completo de la planta fotovoltaica desarrollado. Cabe destacar que se opta por explicitar el modelo con la variable $NOCT$ (y no $INOCT$), de forma que quede parametrizado (en la medida de lo posible) sólo por datos proporcionados por los fabricantes.

$$T_c = T_{amb} + (NOCT - 23\text{ }^{\circ}\text{C}) \frac{G_{gi}}{800\text{ W/m}^2} \quad (4.29)$$

4.4.3. Escalado de la curva característica por irradiación y temperatura

En esta sección se busca afectar determinados parámetros de la curva característica según la irradiación incidente y la temperatura, de forma de escalar la curva a las nuevas condiciones, como se mencionó anteriormente.

Es conveniente en primera instancia reescribir la ecuación característica (ecuación 4.5) a modo de recordatorio, pero indicando cuáles parámetros corresponden a condiciones STC . Estos serán modificados acorde a las condiciones ambientales.

$$i^{stc} = I_{ph}^{stc} - I_o^{stc} \left(e^{\frac{v^{stc} + R_s i^{stc}}{n_s V_t}} - 1 \right) - \frac{v^{stc} + R_s i}{R_{sh}} \quad (4.30)$$

Las corrientes I_{ph}^{stc} e I_o^{stc} cumplen las relaciones 4.7 y 4.9, las que incluyen parámetros que también se ven afectados. Estos se representan de manera análoga a como se hizo en la ecuación 4.30. Por lo tanto, despejando las corrientes de las ecuaciones 4.7 y 4.9, se obtienen las ecuaciones 4.31 y 4.32:

Capítulo 4. Modelado de una planta fotovoltaica

$$I_o^{stc} = \left(I_{sc}^{stc} - \frac{V_{oc}^{stc} - I_{sc}^{stc} R_s}{R_{sh}} \right) e^{-\frac{V_{oc}^{stc}}{n_s V_t}} \quad (4.31)$$

$$I_{ph}^{stc} = I_o^{stc} e^{\frac{V_{oc}^{stc}}{n_s V_t}} + \frac{V_{oc}^{stc}}{R_{sh}} \quad (4.32)$$

De las ecuaciones 4.31 y 4.32 se deduce que para poder representar la curva de la ecuación 4.30 en forma genérica (cualquier valor de temperatura de celda e irradiación) es necesario conocer previamente la dependencia de los mismos con la tensión V_{oc} y la corriente I_{sc} . Esto permite calcular I_o de la ecuación 4.31, y luego I_{ph} de 4.32 utilizando el valor de I_o hallado. A continuación se detallan las dependencias de estos parámetros con la irradiación y la temperatura (en referencia a lo expuesto en [40]), lo que permite completar el modelo físico de los paneles fotovoltaicos.

Dependencia de la corriente de cortocircuito con la irradiación y la temperatura

Tanto la temperatura como la irradiación afectan en forma lineal a la corriente de cortocircuito. Las dependencias son las expresadas en las ecuaciones 4.33 y 4.34:

$$I_{sc}(G) = I_{sc}^{stc} \frac{G}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (4.33)$$

$$I_{sc}(T) = I_{sc}^{stc} \left(1 + \frac{k_i}{100} (T - T^{stc}) \right) \quad (4.34)$$

Dada la linealidad de las expresiones, se puede escribir la ecuación general (4.35) como:

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc}^{stc} \frac{G}{1000 \text{ W/m}^2} \left(1 + \frac{k_i}{100} (T - T^{stc}) \right) \quad (4.35)$$

Dependencia de la tensión de circuito abierto con la irradiación y la temperatura

La ecuación 4.36 modela la variación del voltaje en circuito abierto con la irradiación incidente. La misma presenta características no lineales, lo que hace necesario recurrir a iteraciones numéricas para su resolución.

4.4. Modelado del panel fotovoltaico a partir de las condiciones ambientales

$$V_{oc}(G) = V_{oc}(G, T) \Big|_{T=cte} = \ln \left(\frac{I_{ph}(G)R_{sh} - V_{oc}(G)}{I_0 R_{sh}} \right) n_s V_t \quad (4.36)$$

Por otro lado, la dependencia con la temperatura del parámetro determinado a través de la ecuación 4.36 es lineal, como se visualiza en la ecuación 4.37.

$$V_{oc}(G, T) = V_{oc}(G) \left(1 + \frac{k_v}{100} \right) (T - T^{stc}) \quad (4.37)$$

Por lo tanto, la ecuación 4.37 explicita la dependencia de la tensión en circuito abierto con la irradiación y la temperatura.

Cálculo de las corrientes fotogenerada y de saturación inversa en función de la irradiación y la temperatura

Una vez hallados los valores de $I_{sc}(G, T)$ y $V_{oc}(G, T)$, basta sustituirlos en la ecuación 4.31 para obtener $I_0(G, T)$. Para calcular la corriente fotogenerada $I_{ph}(G, T)$, se sustituyen los valores de $I_0(G, T)$ y $V_{oc}(G, T)$ hallados recientemente en la ecuación 4.32. Las expresiones finales de las mismas se explicitan en las ecuaciones 4.38 y 4.39.

$$I_o(G, T) = \left(I_{sc}(G, T) - \frac{V_{oc}(G, T) - I_{sc}(G, T)R_s}{R_{sh}} \right) e^{-\frac{V_{oc}(G, T)}{n_s V_t}} \quad (4.38)$$

$$I_{ph}(G, T) = I_o(G, T) e^{\frac{V_{oc}(G, T)}{n_s V_t}} + \frac{V_{oc}(G, T)}{R_{sh}} \quad (4.39)$$

Esto completa el modelo de panel fotovoltaico en función de las condiciones ambientales. Con las correcciones realizadas a los parámetros, se puede obtener una curva característica de la forma de la ecuación 4.5, que modele el funcionamiento eléctrico de los paneles para un nivel de irradiación y temperatura determinados.

4.5. Modelo del dispositivo inversor y MPPT (Maximum Power Point Tracking)

En toda instalación fotovoltaica, el inversor cumple un rol fundamental en la transformación de la corriente continua generada por los paneles a corriente alterna, de forma que la misma pueda ser inyectada a la red de transmisión o distribución. Para ello, el inversor debe ser capaz de proveer una tensión de valor estable.

Además de la función mencionada, los inversores para aplicaciones de energía fotovoltaica cumplen una papel adicional de extrema importancia para maximizar la capacidad de generación de la planta. Dado que la curva característica de los paneles se ve permanentemente alterada por la irradiación y la temperatura (según lo desarrollado en las secciones anteriores del presente capítulo), el punto de máxima potencia (MPP) se va desplazando conforme cambian las condiciones externas. Por lo tanto, es necesario que el inversor imponga la tensión correspondiente al MPP. De no hacerlo, se estaría perdiendo capacidad de generación.

Por ende, el inversor debe manejar un amplio rango de tensiones de entrada, y estar provisto de un sistema de control que monitoree la potencia de salida e imponga a la entrada una consigna de tensión. Eso se denomina “Maximum Power Point Tracking” (MPPT). Existen diversas estrategias o algoritmos de control MPPT, cumpliendo todos con el objetivo de obtener una salida óptima en potencia para la configuración de la planta fotovoltaica, con una mayor o menor eficiencia. Como se menciona en el capítulo 1, no se encuentra dentro del alcance del presente trabajo el estudio y análisis comparativo de estas estrategias. Para conocer más sobre el tema se puede recurrir al proyecto “Energía Solar Fotovoltaica: Estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)” realizado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica [45].

Para que el modelo de la planta desarrollado tenga una salida realista, es necesario incluir un modelo de inversor con control de seguimiento de máxima potencia. En este caso se utiliza un algoritmo conocido en la literatura como “perturbar y observar” (P&O). La lógica del algoritmo es la siguiente: se modifica levemente la tensión de entrada y se observa la salida en potencia. Si la salida en potencia aumenta al incrementar el voltaje de entrada, entonces se prosigue aumentando la tensión. En caso contrario, el voltaje de entrada es disminuido. La figura 4.4 muestra un diagrama de flujo del algoritmo P&O [49].

Además de incluir la lógica mencionada en el modelo, se debe considerar que el rango de voltajes de entrada del inversor es limitado. Por lo tanto, existe una tensión máxima y una mínima que el mismo puede imponer al sistema, lo que implica que en algunas condiciones extremas no se puede trabajar en el MPP. De no modelarse esta particularidad, se estaría sobrestimando la energía generada por la planta.

4.6. Pérdidas en plantas fotovoltaicas

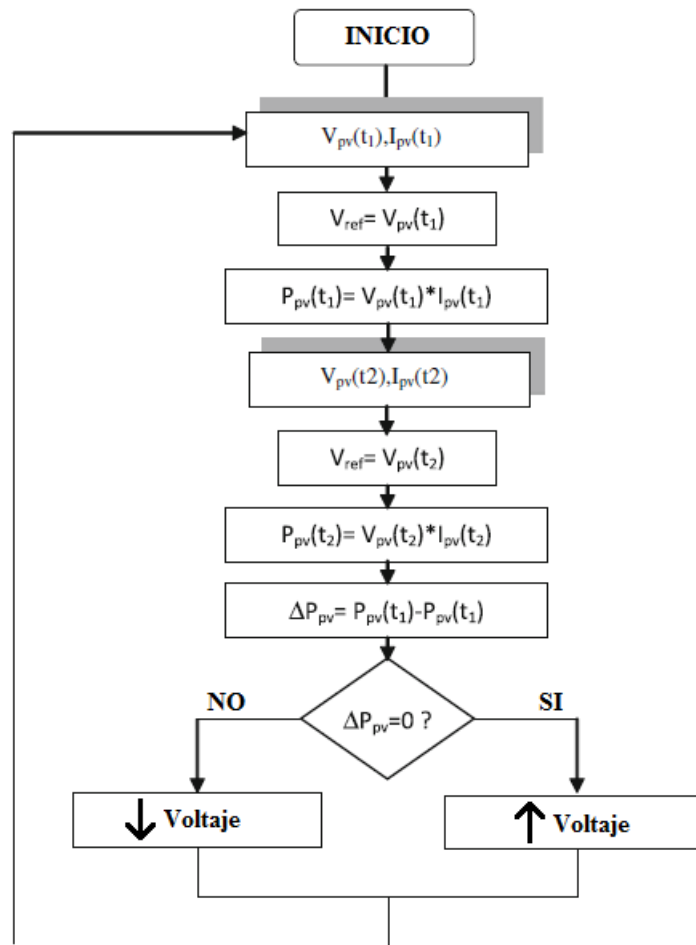


Figura 4.4: Diagrama de flujo del algoritmo P&O [49] (modificado).

4.6. Pérdidas en plantas fotovoltaicas

Para poder obtener un valor estimado de cuánta energía genera una planta fotovoltaica, es necesario identificar y cuantificar todas las pérdidas que se producen desde que la radiación solar incide en los paneles fotovoltaicos, hasta que la energía eléctrica es entregada a la red. Una posible clasificación de estas pérdidas es la siguiente:

- Pérdidas ópticas
- Pérdidas en el generador fotovoltaico
- Pérdidas eléctricas

Capítulo 4. Modelado de una planta fotovoltaica

4.6.1. Pérdidas ópticas

Pérdidas por sombreado [2 %]

Cuando se produce el fenómeno de sombreado, además de reducirse la producción de energía debido a la falta de irradiación directa recibida en los paneles afectados, la potencia máxima de todo el arreglo disminuye. Esto hace que los paneles trabajen en un punto donde producen menor cantidad de energía, y por lo tanto la eficiencia de la planta se ve afectada en forma negativa.

Para evitar este fenómeno, se deben tomar precauciones a la hora de diseñar la distribución espacial de la planta, dando una separación suficiente a los paneles, de forma que no se produzcan sombras entre ellos. Además, debe tenerse en cuenta los posibles elementos cercanos a la instalación, los cuales pueden producir sombra, como vegetación, edificios o tendido eléctrico.

En este trabajo se fijan las pérdidas por sombreado en 2 %. A partir de este valor, se hallan las distancias que deben existir entre las estructuras de paneles en cada una de las configuraciones de seguimiento estudiadas. El método utilizado para este cálculo se detalla en el capítulo 5.

Pérdidas por suciedad [3 %]

Este tipo de pérdidas pueden ser ocasionadas por polvo, nieve o suciedad que se concentre en los paneles, disminuyendo su eficiencia, ya que filtran parte de la irradiación incidente. Este factor varía según la época del año y el entorno donde esté instalada la planta, ya que el tipo de suelo, vegetación, fauna y clima juegan un papel clave.

Una práctica usada para contrarrestar estas pérdidas, consiste en limpiar regularmente la superficie de los paneles, lo que podría no ser necesario si llueve frecuentemente [52].

Pérdidas por reflectancia angular [3 %]

Se genera cuando parte de la irradiación incidente en los paneles es reflejada. Esto se produce en mayor medida cuando el ángulo de incidencia de la irradiación no es perpendicular a la superficie del panel, como se asume en las condiciones estándar de ensayo.

Este factor de pérdida depende de la tecnología del panel, ya que algunos cuentan con superficies anti-reflexivas, lo cual disminuye este efecto [52].

4.6. Pérdidas en plantas fotovoltaicas

4.6.2. Pérdidas en el generador fotovoltaico

Pérdidas por temperatura del panel

La potencia generada por un panel fotovoltaico depende de la temperatura. Cuando la temperatura del panel aumenta, la intensidad permanece casi constante, pero el voltaje disminuye considerablemente, produciendo una disminución en la potencia generada, y por lo tanto en la eficiencia. En la figura 4.5 se muestra la variación de la curva $I(V)$ en función de la temperatura del panel.

Por la forma en que está realizado el modelo de panel en el presente trabajo, el efecto de la temperatura se encuentra en forma implícita en las ecuaciones constitutivas. Por lo tanto, no se toma un valor estimativo para este concepto de pérdidas.

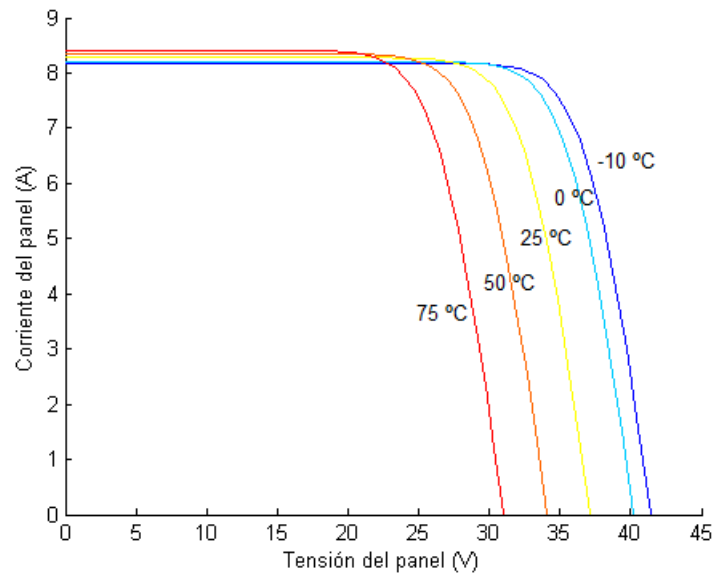


Figura 4.5: Dependencia de la curva $I(V)$ en función de la temperatura a irradiación constante de 1000 W/m^2 .

Pérdidas de conexionado o *mismatch* [5 %]

Al conectar en serie varios módulos fotovoltaicos con pequeñas diferencias de potencia, la corriente total que circula por estos será limitada por el de menor potencia. Un efecto similar sucede si se conectan módulos en paralelo, el cual disminuye la potencia máxima del conjunto.

Por lo general, los fabricantes garantizan que el valor de potencia de los paneles fotovoltaicos se encuentra dentro de un intervalo de $\pm 3 \%$ con respecto al nominal. Por lo tanto, por más que se pretenda minimizar estas pérdidas interconectando paneles de iguales características (misma marca y modelo), es altamente probable que se produzcan pérdidas por dispersión de parámetros en los paneles [52].

Pérdidas por decaimiento de eficiencia de los módulos fotovoltaicos

Con el paso del tiempo, la eficiencia de los módulos fotovoltaicos comienza a disminuir. Existen diversos estudios sobre este tema que arriban a resultados dispares, coincidiendo la mayoría en que el decaimiento es aproximadamente lineal. En este documento se toma como base un estudio realizado por el laboratorio NREL [53], en el cual se engloban las tasas de decaimiento anual de 1751 plantas de tecnología monocristalina. La figura 4.6 muestra un histograma de estos resultados, distinguiendo paneles instalados previa y posteriormente al año 2000.

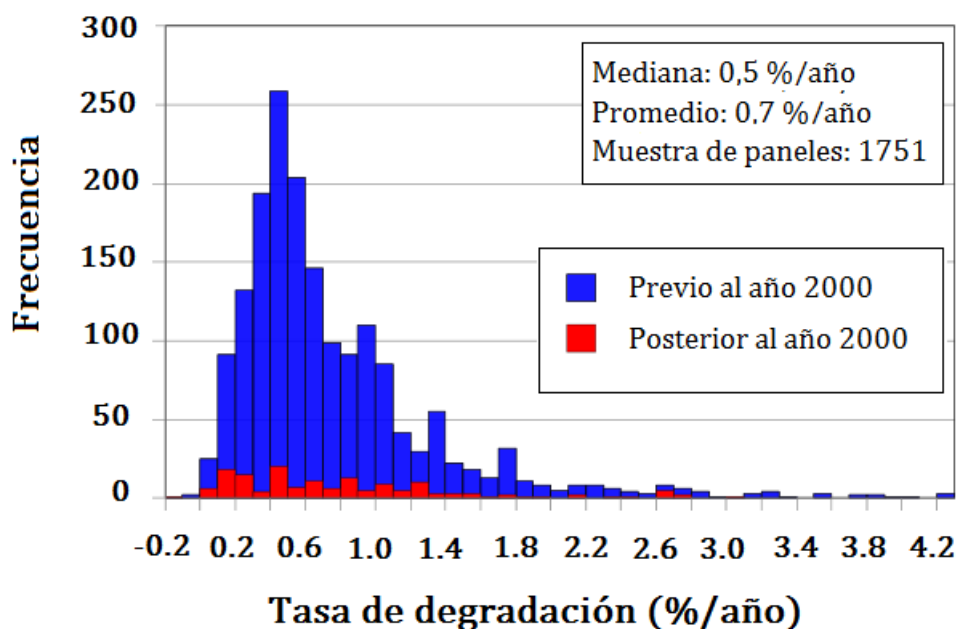


Figura 4.6: Histograma de degradación porcentual anual [53] (modificado).

Según se observa en la figura 4.6, la mediana corresponde a una tasa del 0,5 % anual, y el promedio a una del 0,7 %. Adicionalmente, se extrae del texto que el 78 % de todos los casos de estudio se encuentran por debajo de la marca del 1 % anual. En base a estos datos, se opta por considerar para el presente estudio una tasa de decaimiento anual del 0,7 %, a pesar que la mediana sea algo inferior, de manera de tener un margen de cobertura.

4.6. Pérdidas en plantas fotovoltaicas

4.6.3. Pérdidas eléctricas

Pérdidas en el inversor [1, 5 %]

Los inversores utilizados en plantas fotovoltaicas tienen asociado un valor de eficiencia, el cual varía según el punto de funcionamiento. En las hojas de datos de los fabricantes se puede encontrar la *Eficiencia Pico*, que representa la eficiencia máxima que puede alcanzar el inversor, y la *Eficiencia Ponderada*, que es un promedio de las eficiencias obtenidas a distintos puntos de funcionamiento usuales. Este último valor, se encuentra en el entorno del 97 % para aplicaciones fotovoltaicas.

El valor de pérdidas asociado a los inversores que se utiliza en el presente trabajo se obtiene como un promedio, el cual fue calculado a partir de hojas de datos de inversores de similares características al utilizado, como las citadas [54, 55].

Pérdidas óhmicas

La instalación eléctrica de una planta fotovoltaica de gran escala implica varios kilómetros de cableado, tanto en corriente continua como en alterna. La resistividad de estos conductores genera pérdidas óhmicas.

En este trabajo, se decide realizar un cálculo estimado para este tipo de pérdidas, el cual permite obtener un valor más preciso para cada tipo de seguimiento, dado que las dimensiones varían significativamente. La potencia disipada por efecto Joule en un cable está dada por la ecuación 4.40:

$$P_{Joule} = R_{Cable} I^2 = \frac{\rho_{Cu} \cdot L}{S} I^2 \quad (4.40)$$

donde ρ es la resistividad del cable. Para el cobre, la misma vale $\rho_{Cu} = 1,72 \times 10^{-8} \Omega \cdot m$.

Pérdidas en el transformador [1 %]

Dentro de la instalación es necesario contar con un transformador de potencia que eleve la tensión a la salida del inversor, para luego ser despachada a la red eléctrica de UTE. Los transformadores de potencia tienen pérdidas magnéticas y resistivas.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 5

Dimensionado de la planta fotovoltaica

Una planta fotovoltaica transforma la energía solar en energía eléctrica mediante los módulos fotovoltaicos. La energía eléctrica se genera en corriente continua y es transportada mediante cables de continua hacia el inversor. El inversor fija mediante la tensión el punto de trabajo de la planta, y transforma la energía continua en alterna. La salida del inversor es en baja tensión, por lo cual, se eleva la tensión mediante un transformador, para obtener valores de media tensión.

En este capítulo se dimensionan algunos de los componentes que forman parte de la planta fotovoltaica, y se realiza un estudio sobre aquellos que resultan interesantes. Se comienza introduciendo los inversores y los paneles elegidos para la planta. Luego, se detallan los soportes y seguidores a utilizar. Definidos los soportes, se calculan las distancias de separación que deben de existir entre ellos para obtener un nivel de sombras razonable, y al mismo tiempo minimizar el terreno ocupado. Para finalizar, una vez que se determina la extensión territorial de la planta, se pasa a dimensionar el cableado mediante los criterios de caída de tensión y máxima corriente admisible.

5.1. Hipótesis a considerar

El alcance de este proyecto no incluye realizar una búsqueda de terreno real donde instalar la planta, por lo que en este sentido se toman las siguientes hipótesis:

- La planta está ubicada en un terreno a nivel del mar, sin relieves y la totalidad de su superficie es apta para instalar paneles fotovoltaicos.
- En sus alrededores no se encuentran objetos que proyecten sombra sobre las superficies de los paneles.
- Al contar con medidas de irradiación en Salto, se utilizan estas coordenadas como ubicación de la planta.

5.2. Inversor

Un criterio de diseño comúnmente utilizado y recomendado por los fabricantes consiste en sobredimensionar la potencia instalada de paneles por encima de la potencia nominal de los inversores. Este criterio pretende compensar el hecho de que, además de la sumatoria de pérdidas que presenta la planta, durante la mayor parte del tiempo los paneles no se encuentran en condiciones STC y por lo tanto generan menor cantidad de energía¹. Sabiendo que hay que sobredimensionar la potencia instalada en paneles en un 20 %, se necesitan 12 MWp en paneles para una planta de 10 MW, como se pretende diseñar.

La potencia nominal de una planta fotovoltaica, de acuerdo a los convenios de conexión con UTE, está impuesta por la potencia nominal de los inversores, por lo que se utilizan 5 bloques inversores centrales de 2×1 MW para llegar a los 10 MW de la planta de estudio. Esta elección se basa además de la simpleza de su diseño, en diversos factores. Por un lado, para modelar una planta con inversores en cadena, es necesario contar con varias series de datos puntuales cuyas ubicaciones estén uniformemente espaciadas en toda la extensión superficial de la planta, de forma de poder modelar razonablemente las condiciones discordantes a las que se ven sometidos los paneles en un caso real. Otra alternativa sería realizar un modelo estocástico en base a datos meteorológicos, lo que está por fuera del alcance del proyecto. Por otra parte, debido a las hipótesis tomadas acerca de la uniformidad del terreno y las condiciones de sombreado a las que están sometidos los paneles, tampoco se justifica el costo extra que implica utilizar inversores en cadena. Otro punto importante a considerar es que si bien hoy en día la tendencia mundial se orienta hacia el uso de inversores en cadena, las plantas instaladas y a instalarse en el país poseen inversores centrales en su configuración. Esto es ventajoso para la obtención de información (tanto de precios, esquema de conexión, montaje, etc.), lo cual respalda la elección de inversores centrales.

Technical data and types

Type designation	PVS800-IS-1750kW-B	PVS800-IS-2000kW-C
	1.75 MW	2 MW
Input (DC)		
Maximum input power ($P_{PV,max}$) ¹⁾	2 x 1050 kW	2 x 1200 kW
DC voltage range, mpp ($U_{DC,mpp}$)	525 to 825 V	600 to 850 V
Maximum DC voltage ($U_{DC,max}$)	1100 V	1100 V
Maximum DC current ($I_{DC,max}$)	2 x 1710 A	2 x 1710 A
Number of protected DC inputs	2 x 12 (+/-)	2 x 12 (+/-)
Number of mpp trackers	2	2
Output (AC)		
Nominal AC output power ($P_{AC,N}$) ²⁾	2 x 875 kW	2 x 1000 kW
Power at $\cos\phi = 0.95$ ³⁾	2 x 830 kW	2 x 950 kW
Maximum AC output power ($P_{AC,max}$) ³⁾	2 x 1050 kW	2 x 1200 kW
Nominal AC current ($I_{AC,N}$)	2 x 1445 A	2 x 1445 A
Nominal output voltage ($U_{AC,N}$)	350 V	400 V
Output frequency	50/60 Hz	50/60 Hz
Harmonic distortion, current ⁴⁾	<3%	<3%
Power factor compensation	Yes	Yes

¹⁾ Inverter limits power to safe level

²⁾ At 45 °C ambient temperature

³⁾ At 20 °C ambient temperature

⁴⁾ At nominal power

Figura 5.1: Hoja de datos del inversor ABB PVS800–IS [56]

¹En el caso del inversor ABB PVS800-IS se recomienda sobredimensionar un 20 % [56].

5.3. Paneles fotovoltaicos elegidos

A modo de ejemplo práctico, y para trabajar con valores reales, se consideran parámetros de funcionamiento correspondientes al inversor del fabricante ABB modelo PVS800-IS-2000kW-C, que se muestran en la figura 5.1.

5.3. Paneles fotovoltaicos elegidos

Las características de los paneles elegidos se encuentran en la tabla 5.1. Estos paneles son de tecnología policristalina, y de una potencia de 235 Wp. Para alcanzar los 12 MWp de la planta, se necesitan 51063 de estos módulos. Considerando que el área de cada panel es de 1,63 m², la superficie abarcada por estos alcanza unas 8,3 ha.

Tabla 5.1: *Datos generales del panel fotovoltaico [57].*

Modelo	RISEN – SYP235S
Potencia (Wp)	235
Tolerancia	0 ~ +3 %
V_{mpp} (V)	30,00
I_{mpp} (A)	7,84
V_{oc} (V)	37,10
I_{sc} (A)	8,28
Rendimiento	> 14,46 %
Ancho (cm)	99,2
Largo (cm)	164

5.4. Conexión de los paneles

El *rango de tensión de entrada* y la *máxima corriente admisible* del inversor son los parámetros que determinan el número de conexiones serie (N_{ms}) y paralelo (N_{mp}) de los módulos fotovoltaicos respectivamente.

El rango de tensión de entrada define los valores máximo y mínimo posibles de acuerdo a las ecuaciones 5.1 y 5.2:

$$N_{ms_{max}} = \frac{U_{DC_{max}}}{V_{min}} \quad (5.1)$$

$$N_{ms_{min}} = \frac{U_{DC_{min}}}{V_{max}} \quad (5.2)$$

donde:

- V_{max} y V_{min} son el voltaje máximo y mínimo de funcionamiento del panel.
- $U_{DC_{max}} = 850$ V y $U_{DC_{min}} = 600$ V corresponden a los límites del rango de tensión de entrada, obtenidos a partir de la hoja de datos del fabricante.

Capítulo 5. Dimensionado de la planta fotovoltaica

Para obtener V_{max} y V_{min} , en lugar de utilizar la corriente de vacío a $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ y a $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ respectivamente como se hace habitualmente (lo que sería equivalente a evaluar los peores casos), se realizó una corrida al modelo de panel con los datos de irradiación reales en Salto. De los resultados de voltaje y corriente obtenidos a la salida del modelo, se descartaron aquellos casos aislados extremos, y se asignó el valor máximo de voltaje a V_{max} y el mínimo a V_{min} .

Estos valores resultaron $V_{max} = 40\text{ V}$, y $V_{min} = 30\text{ V}$. Por lo tanto se obtiene la condición 5.3.

$$28 < N_{ms} < 15 \quad (5.3)$$

Luego, el número máximo de paneles en paralelo se obtiene a partir de la condición 5.4:

$$N_{mp_{max}} = \frac{I_{DC_{max}}}{I_{s_{max}}} \quad (5.4)$$

donde:

- $I_{s_{max}}$ es la corriente máxima que circula por la serie a lo largo del año, obtenida a partir del modelo de la planta.
- $I_{DC_{max}}$ es la máxima corriente admisible declarada por el fabricante.

Considerando que $I_{s_{max}} = 8,28\text{ A}$, e $I_{DC_{max}} = 1710\text{ A}$, se tiene la condición 5.5.

$$N_{mp} < 206 \quad (5.5)$$

Dado que existen múltiples soluciones que cumplen con 5.3 y 5.5, se decide optar por la pareja que a la salida del modelo de planta fotovoltaica genera la mayor cantidad de energía posible a lo largo de un año utilizando los datos reales, resultando un N_{ms} y N_{mp} para cada bloque de 1 MW:

$$\begin{cases} N_{ms} = 27 \\ N_{mp} = 189 \end{cases} \quad (5.6)$$

Estas cantidades de paneles en serie y en paralelo determinan el número de paneles necesario para cada bloque de 1 MW: $N_{1MW} = 5103$, lo que resulta en un total de $N = 51030$ paneles para toda la planta de 10 MW.

5.4. Conexionado de los paneles

Luego de haber definido el número de paneles en serie y paralelo a conectar, se estudia qué disposición de estructuras resulta más conveniente para el caso de paneles fijos. Por simplicidad, se define que las estructuras contengan filas de 27 paneles (N_{ms}), los cuales se conectan en serie. A partir de esto, se compararon diversas configuraciones de agrupamiento físico de estas filas²: grupos desde 2 hasta 6 filas de 27 paneles dispuestos horizontalmente, y por otro lado 2 filas de 27 paneles dispuestos verticalmente, por ser las comúnmente utilizadas. La disposición de 3 filas de 27 paneles dispuestos horizontalmente es la que resulta más conveniente, ya que cuenta con mayor potencia instalada y además es la que ocupa menor cantidad de terreno (según el criterio de distancia de paneles definido en [52]). Este último factor resulta ser muy similar en todos los casos, por lo tanto, lo que define la elección es que esta disposición cuenta con mayor cantidad de paneles instalados que el resto. La configuración elegida para estas estructuras se detalla en la figura 5.2, incluyendo sus dimensiones.

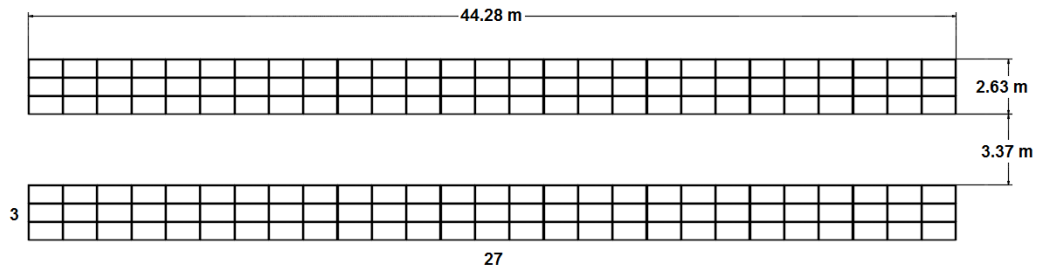


Figura 5.2: Disposición de paneles en planta de estructura fija.

La distancia entre cada estructura fija se define a partir de las pérdidas por sombreado. Si dos filas se encuentran muy próximas entre sí, la sombra que proyecta un panel sobre otro podría generar importantes pérdidas. En este sentido, el criterio adoptado en este trabajo es que la distancia entre filas sea tal que las pérdidas por sombras anuales no superen un 2 %. En la figura 5.2 se puede apreciar las magnitudes de estas distancias. En la sección 5.6 se detallan los cálculos necesarios para determinarlas, tanto en el caso de paneles fijos como en un eje y dos ejes.

²A modo de referencia, la configuración de la figura 5.2 corresponde a grupos de 3 filas de 27 paneles, dispuestos horizontalmente. Observar que el largo de cada rectángulo (panel) se encuentra en dirección horizontal.

5.5. Soporte de los paneles fotovoltaicos

Uno de los elementos más importantes en una planta de generación fotovoltaica son los soportes de los paneles. Estas estructuras son las encargadas de sustentar los módulos, imponiendo la inclinación más adecuada en cada tipo de configuración de planta. Esta inclinación es calculada para optimizar el rendimiento energético. En general, estas estructuras se construyen con perfiles de acero galvanizado en caliente, y se caracterizan por su rapidez en el montaje, larga vida útil y alta rentabilidad.

5.5.1. Estructuras de paneles fijos inclinados

Como se comentó anteriormente, uno de los factores que influye en la cantidad de energía generada por una planta fotovoltaica, es el ángulo de inclinación de los paneles. Es habitual encontrar en la bibliografía una regla que consiste en asignarle el valor de la latitud al ángulo de inclinación β , pero este no siempre es necesariamente el óptimo.

Debido a la relevancia que tiene este factor, se realiza un estudio para encontrar el rango donde se puede ubicar el valor óptimo para los casos de planta de paneles fijos y seguimiento en un eje acimutal. El estudio consiste en utilizar el modelo de planta diseñado con distintos valores de β (con pasos de un grado), para determinar aquellos ángulos donde la planta genere mayor energía a lo largo del año.

Tabla 5.2: *Generación con paneles fijos, para distintos valores de β*

Inclinación β	Energía Mensual (GWh)												E_{Anual} (GWh)
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
20	2.08	1.54	1.73	1.42	1.26	1.02	1.32	1.11	1.43	1.41	1.89	1.83	18.0
21	2.07	1.54	1.74	1.42	1.27	1.03	1.34	1.11	1.43	1.41	1.88	1.82	18.05
22	2.06	1.53	1.74	1.43	1.28	1.04	1.35	1.12	1.44	1.41	1.88	1.81	18.07
23	2.05	1.53	1.74	1.44	1.29	1.05	1.36	1.13	1.44	1.41	1.87	1.80	18.10
24	2.04	1.53	1.74	1.44	1.30	1.06	1.38	1.13	1.44	1.40	1.86	1.79	18.11
25	2.03	1.52	1.75	1.45	1.31	1.07	1.39	1.14	1.45	1.40	1.85	1.78	18.13
26	2.02	1.52	1.75	1.46	1.32	1.07	1.40	1.14	1.45	1.40	1.84	1.77	18.14
27	2.01	1.51	1.75	1.46	1.32	1.08	1.41	1.15	1.45	1.40	1.83	1.76	18.14
28	1.99	1.51	1.75	1.47	1.33	1.09	1.43	1.15	1.46	1.39	1.82	1.74	18.14
29	1.98	1.51	1.75	1.47	1.34	1.10	1.44	1.16	1.46	1.39	1.82	1.73	18.14
30	1.97	1.50	1.75	1.48	1.35	1.11	1.45	1.16	1.46	1.39	1.81	1.72	18.14
31	1.95	1.49	1.75	1.48	1.36	1.12	1.46	1.17	1.46	1.38	1.80	1.71	18.12
32	1.94	1.49	1.75	1.49	1.36	1.12	1.47	1.17	1.46	1.38	1.78	1.69	18.11
33	1.93	1.48	1.75	1.49	1.37	1.13	1.48	1.18	1.46	1.38	1.77	1.68	18.09
34	1.91	1.48	1.74	1.49	1.38	1.14	1.49	1.18	1.46	1.37	1.76	1.67	18.07
35	1.90	1.47	1.74	1.50	1.38	1.14	1.49	1.18	1.46	1.37	1.75	1.65	18.04
36	1.88	1.46	1.74	1.50	1.39	1.15	1.50	1.19	1.46	1.36	1.74	1.64	18.01
37	1.87	1.45	1.74	1.50	1.40	1.15	1.51	1.19	1.46	1.36	1.73	1.62	17.97
38	1.85	1.45	1.73	1.50	1.40	1.16	1.52	1.19	1.46	1.35	1.71	1.61	17.94
39	1.83	1.44	1.73	1.50	1.41	1.16	1.52	1.19	1.46	1.34	1.70	1.59	17.89
40	1.81	1.43	1.73	1.51	1.41	1.17	1.53	1.20	1.46	1.34	1.69	1.58	17.85

En la tabla 5.2 y en la gráfica de la figura 5.3 se observa la energía mensual y anual generada por la planta según el modelo, para distintos valores de β . Claramente, existe

5.5. Soporte de los paneles fotovoltaicos

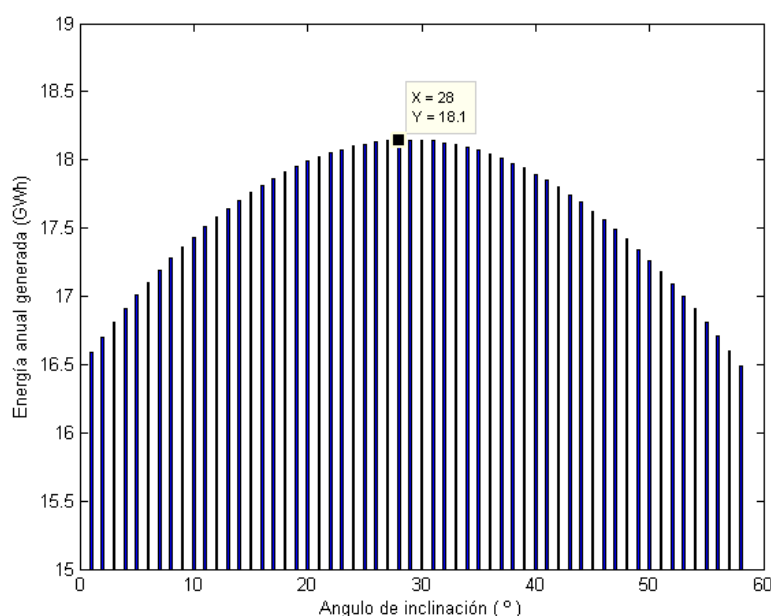


Figura 5.3: *Generación de energía variando β - Estructura fija.*

una dependencia entre la inclinación de los paneles y la generación de la planta. En este caso, el ángulo óptimo para la generación anual resulta ser 28° , y se tiene una ganancia respecto a una planta con paneles horizontales del 9,3 %. Como se verá más adelante en el capítulo 6, el modelo no resulta ser muy preciso en el cálculo de irradiación en el plano inclinado. Este cálculo resulta tener gran peso en este estudio, y es por eso el resultado del mismo puede ser erróneo. De todas formas, los valores hallados no deberían alejarse mucho de la realidad.

Cabe destacar que el ángulo de inclinación a elegir puede depender de otras necesidades. Dado que el precio que se paga por la energía es constante en el año³, se busca maximizar la generación de energía anual, con el fin de conseguir la mayor ganancia posible. Distinto sería el caso en que el precio variara en el año. Por ejemplo, si el precio en invierno fuera mucho más alto que en verano, seguramente se opte por maximizar la generación en invierno, lo que maximizaría la recaudación anual. En la figura 5.4 se grafican las energías mensuales generadas por trimestre según el ángulo de inclinación. Si fuese deseable mejorar la generación de energía en invierno, se orientarían los paneles en un sentido más vertical (β mayor), y si se quisiera generar más en verano, se dispondrían con una inclinación más horizontal (β menor).

³Las condiciones de compraventa de energía se pueden consultar en el Apéndice F.

Capítulo 5. Dimensionado de la planta fotovoltaica

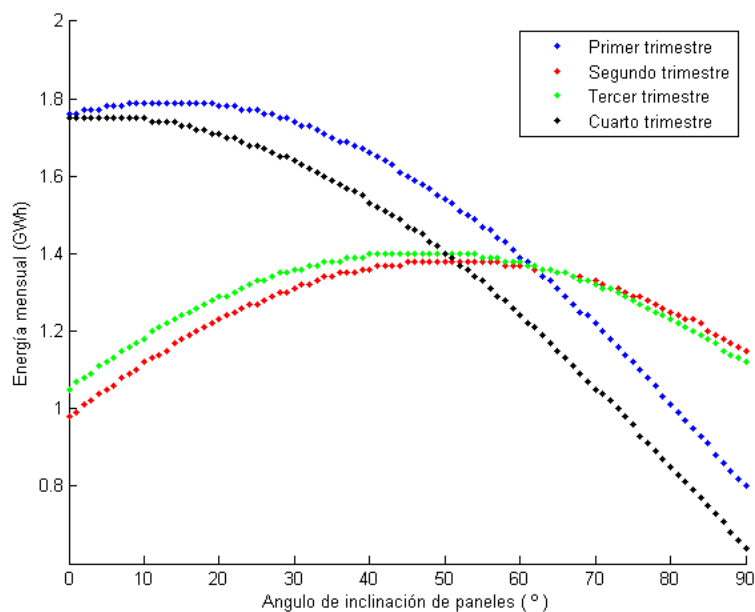


Figura 5.4: Generación mensual según ángulo de inclinación por trimestre.

5.5.2. Seguidores acimutales

Los seguidores acimutales presentan dos características principales. En primer lugar, mantienen constante la inclinación de la superficie sobre el plano horizontal. La segunda es que rotan sobre un eje vertical, para que la orientación de la superficie coincida en todo momento con el acimut solar. Para el caso de la planta con configuración de seguimiento acimutal, se utilizan seguidores con las características que se muestran en la tabla 5.3.

Tabla 5.3: Características generales del seguidor de un eje acimutal [27].

Datos del seguidor de un eje acimutal	
Largo máximo	12 m
Ancho máximo	7.7 m
Potencia módulos	12690 Wp
Ángulo acimutal mínimo	-120°
Ángulo acimutal máximo	120°
Inclinación mínima	20°
Inclinación máxima	35°
Altura a 20° desde suelo	3.8 m
Altura a 25° desde suelo	4.1 m
Altura a 30° desde suelo	4.4 m
Altura a 35° desde suelo	4.7 m
Consumo del motor	40 kWh/año
Alimentación	380 V Trifásica
Velocidad máxima de viento	Hasta 140 km/h en rachas de 3 segundos (posición de defensa)
Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas

5.5. Soporte de los paneles fotovoltaicos

Estas estructuras de seguimiento llegan a soportar determinada cantidad de módulos fotovoltaicos, equivalente a una potencia de 12,7 kWp. Por lo tanto, para las dimensiones de la planta en estudio se necesitan 940 seguidores de los descriptos para llegar a una potencia instalada del orden de los 12 MWp.

Para determinar el ángulo de inclinación de las estructuras a instalar en la planta, se utiliza nuevamente el modelo de planta, calculando la energía generada para todos los ángulos admisibles por estos seguidores (entre 20° y 35°). Los resultados de estos cálculos se presentan en la tabla 5.4.

Tabla 5.4: *Generación con seguidor solar acimutal, para distintos valores de β*

Inclinación β	Energía Mensual (GWh)												E_{Anual} (GWh)
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
20	2.58	1.84	1.99	1.56	1.36	1.09	1.43	1.21	1.62	1.65	2.33	2.29	20.95
21	2.59	1.85	2.00	1.58	1.38	1.10	1.45	1.22	1.63	1.66	2.35	2.30	21.10
22	2.61	1.86	2.02	1.59	1.39	1.11	1.46	1.23	1.64	1.66	2.36	2.31	21.23
23	2.62	1.87	2.03	1.60	1.41	1.13	1.48	1.24	1.65	1.67	2.37	2.32	21.37
24	2.63	1.87	2.04	1.61	1.42	1.14	1.50	1.25	1.66	1.68	2.38	2.32	21.50
25	2.64	1.88	2.05	1.63	1.43	1.15	1.51	1.26	1.67	1.69	2.38	2.33	21.62
26	2.65	1.89	2.06	1.64	1.44	1.16	1.52	1.27	1.68	1.69	2.39	2.34	21.73
27	2.66	1.90	2.07	1.65	1.45	1.17	1.54	1.28	1.69	1.70	2.40	2.35	21.84
28	2.66	1.90	2.08	1.66	1.47	1.18	1.55	1.28	1.70	1.70	2.41	2.35	21.95
29	2.67	1.91	2.09	1.67	1.48	1.19	1.57	1.29	1.71	1.71	2.41	2.36	22.05
30	2.68	1.92	2.10	1.68	1.49	1.20	1.58	1.30	1.72	1.72	2.42	2.36	22.14
31	2.69	1.92	2.10	1.69	1.50	1.21	1.59	1.30	1.72	1.72	2.42	2.37	22.23
32	2.69	1.92	2.11	1.69	1.51	1.22	1.60	1.31	1.73	1.72	2.43	2.37	22.31
33	2.70	1.93	2.12	1.70	1.51	1.23	1.61	1.32	1.74	1.73	2.43	2.37	22.39
34	2.70	1.93	2.12	1.71	1.52	1.24	1.63	1.32	1.74	1.73	2.43	2.38	22.46
35	2.71	1.93	2.13	1.72	1.53	1.24	1.64	1.33	1.75	1.74	2.44	2.38	22.53

Dentro del rango de inclinaciones posibles que soporta el seguidor, el que maximiza la energía en el año es 35°. Este valor es la máxima inclinación del seguidor. Si se pudiera aumentar aún más este ángulo, se obtendría mayor ganancia en términos de energía. Esto último se puede observar en la gráfica de la figura 5.5, donde se muestra que el máximo de energía se obtiene en los 45° de inclinación. De todas formas, este máximo es solamente un 1,8 % mayor que la energía generada con los 35° que se efectivamente se fijan debido a las restricciones de la estructura.

Capítulo 5. Dimensionado de la planta fotovoltaica

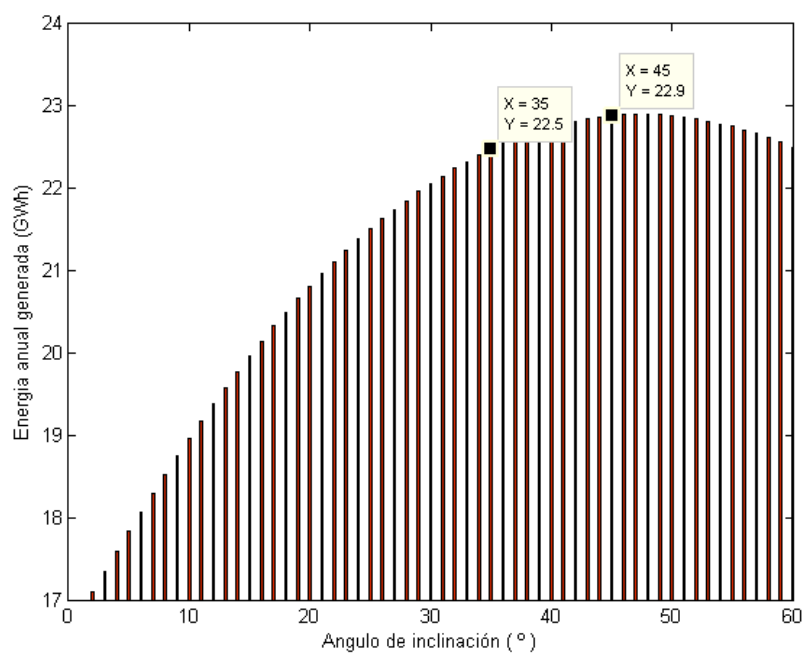


Figura 5.5: Generación de energía variando β - Seguimiento acimutal.

Ángulos óptimos

Como resultado del estudio anterior, se consiguen ángulos de inclinación óptimos para las configuraciones de paneles fijos y con seguimiento acimutal. Vale la aclaración de que los valores obtenidos no son exactos, pero se pueden considerar razonablemente cercanos a los valores reales que maximizan la generación anual. Los ángulos resultantes del estudio que finalmente son utilizados en el presente trabajo se encuentran en la tabla 5.5.

	Estructura fija	Seguidor acimutal
β_{optimo}	28°	35°

Tabla 5.5: Ángulos óptimos - paneles fijos y seguimiento acimutal.

5.5. Soporte de los paneles fotovoltaicos

5.5.3. Seguidores en dos ejes

En el caso de los seguidores en dos ejes, el posicionamiento de la superficie es tal que la línea Tierra-Sol es normal al plano de la superficie para el caso ideal. Esto se consigue si la orientación e inclinación de los paneles es igual al acimut solar (γ_S) y al cenit solar (θ_Z). Los seguidores elegidos, cuyas características se encuentran en la tabla 5.6, realizan este seguimiento siempre que la inclinación de la superficie (β) no deba ser mayor a los 70° ⁴. Cuando el cenit solar es mayor a este ángulo, la inclinación de la superficie queda topeada a dicho valor. A pesar de esto, se sigue realizado un seguimiento en el eje vertical, para que la orientación sea igual al acimut solar, y así conseguir un ángulo de incidencia mínimo con la restricción planteada. Esta limitante que posee el mecanismo de seguimiento reduce la potencial irradiación solar a captar, al ser incapaz de hacer un seguimiento total (superficie perpendicular a la dirección Sol-Tierra). A pesar de esto, el valor de generación total no se aparta mucho del caso ideal. Esto se debe a que cuando se topea el ángulo β , el Sol se encuentra mayormente cerca del horizonte (horas cercanas al amanecer o el atardecer), cuando la irradiación es apreciablemente menor que en el resto del día.

Tabla 5.6: Características generales del seguidor de dos ejes [28, 58].

Datos del seguidor de dos ejes	
Ejes de seguimiento	2 EJES: Horizontal y Vertical
Largo máximo	12 m
Ancho máximo	7.7 m
Potencia módulos	12690 Wp
Ángulo acimutal mínimo	-120°
Ángulo acimutal máximo	120°
Inclinación mínima	0°
Inclinación máxima	70°
Altura máxima desde suelo	6.7 m
Consumo del motor	100 kWh/año
Alimentación	380 V Trifásica
Velocidad máxima de viento	Hasta 140 km/h en rachas de 3 segundos (posición de defensa)
Mantenimiento	Revisión anual de partes mecánicas y eléctricas

Al igual que los seguidores acimutales, los seguidores de dos ejes poseen una potencia máxima en paneles fotovoltaicos instalados de 12,7 kWp por lo que se necesitan unos 940 de estos para alcanzar los 12 MWp.

⁴Las características particulares del seguidor a utilizar corresponden a una adaptación de hojas de datos de seguidores en dos ejes [27, 58].

5.6. Estudio de sombras

A continuación se presentan los cálculos realizados para estimar las pérdidas referidas a sombras incidentes en los módulos fotovoltaicos. Una vez definidos los soportes, se pasa a calcular las distancias que deben ser respetadas para cumplir con los valores de pérdidas por sombra elegidos. En este estudio solamente se consideran sombras mutuas entre los generadores, es decir, no se tienen en cuenta sombras que puedan originarse por otros objetos que no sean las superficies de los propios paneles. La proporción de sombra depende fuertemente de las distancias entre dichas superficies. Cuanto más lejos estén ubicados los distintos bloques, menos pérdidas de generación por sombras se obtiene. Este estudio se basa en los conceptos abordados por [59] y [60].

Para calcular las sombras sobre los paneles, es necesario contar con el diseño de la planta. En particular, se necesita conocer las siguientes características de las superficies generadoras :

- La inclinación (β).
- La orientación (γ).
- Las dimensiones: el largo (L) y el ancho (W).
- La separación entre ellas: distancia Este-Oeste (L_{eo}) y distancia Norte-Sur (L_{ns}).

Conociendo estos parámetros, se pueden representar las sombras en una planta como un modelo de 6 superficies distribuidas, como se muestra en la figura 5.6. Para simplificar los cálculos, al trabajar con una planta de generación de gran escala, se considera que todas las superficies pertenecen a la posición número 5 de la figura. Esta superficie es afectada por las sombras de todas las direcciones posibles, para el caso del uso de seguidores solares tanto acimutal como en dos ejes. En cambio, para el caso de paneles en estructuras fijas se supone que no existen más de una superficie por fila, no existen las superficies 1, 3, 4 y 6. Por lo cual, no se poseen sombras que no sean producidas por las superficies que se tienen en frente.

Se distinguen tres posibles tipos de sombras incidentes sobre la superficie 5:

- **Sombra E-O:** corresponde a la sombra producida en la dirección Este-Oeste, y es producida por las superficies número 4 y 6. Este tipo de sombra se da en las primeras horas de la mañana desde el Este (por la superficie 6) y en las últimas horas de la tarde desde el Oeste (por la superficie 4).
- **Sombra N-S:** este tipo de sombras es producido por la superficie número 2 y ocurre en las horas del mediodía. En los días de verano no se posee gran cantidad de estas sombras sobre los paneles, debido a que el ángulo cenital es cercano a 0° en el mediodía, y el área de sombra es pequeña. El invierno es la época en que se poseen mayores pérdidas debido a este tipo de sombras. En este caso, el ángulo cenital al mediodía es mayor que en el verano, y por lo tanto la proyección de la sombra en la dirección N-S es mayor.

5.6. Estudio de sombras

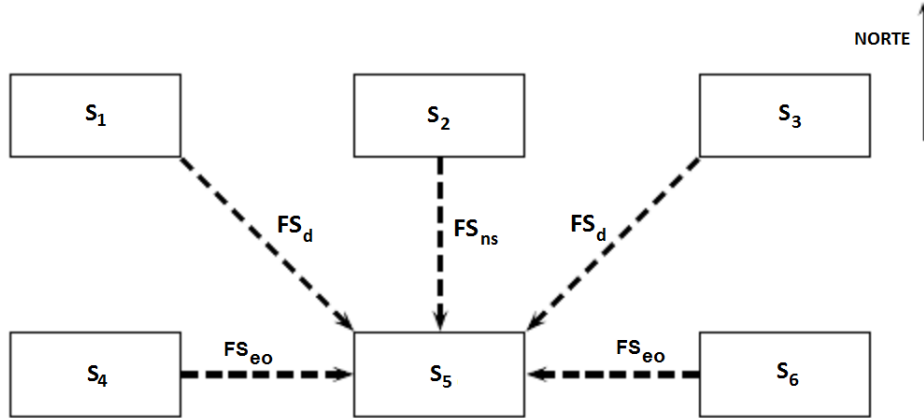


Figura 5.6: Distribución de los factores de sombra que afectan a las superficies [60](modificado).

- **Sombra Diagonal:** es la sombra que afecta a la superficie número 5 en las horas de media mañana y tarde, por efecto de las superficies número 3 y 1 respectivamente.

Se llama Factor de Sombra (FS) a la relación entre el área de la superficie generadora con sombra y el área total de la superficie. El factor FS puede tomar valores entre 0 y 1. Cuando no existen sombras en la superficie, FS es 0, y cuando la sombra abarca la totalidad del generador, FS vale 1. Para el cálculo de pérdidas por sombra, se supone que este factor afecta directamente a la producción de la planta. En otras palabras, si el FS es nulo, también lo será la producción de energía de la planta.

$$P_{CS} = P_{SS}.FS \quad (5.7)$$

donde P_{CS} y P_{SS} son las potencias generadas considerando y sin considerar las sombras respectivamente. Si se integran las potencias en el tiempo se llegan a valores de energía, los cuales resultan de interés para el estudio. Se denota como E_{CS} y E_{SS} a dichas energías.

Para los cálculos a realizar se usan los parámetros l_{eo} y l_{ns} , que son los valores normalizados de las distancias entre superficies. Estos valores normalizados se definen a partir de la ecuación 5.8.

$$l_{eo} = \frac{L_{eo}}{W}, \quad l_{ns} = \frac{L_{ns}}{W} \quad (5.8)$$

También se utiliza la longitud de sombra “s”, que se puede calcular de acuerdo a la ecuación 5.9 mediante ecuaciones trigonométricas, observando la figura 5.7,

Capítulo 5. Dimensionado de la planta fotovoltaica

$$s = s_1 + s_2$$

$$s_1 = b \cdot \cos(\beta) \quad (5.9)$$

$$s_2 = \frac{b \cdot \cos(\beta)}{\tan(\alpha_s)}$$

donde b es el factor de forma de la superficie, definido como el ratio entre la longitud y el ancho, según la ecuación 5.10.

$$b = \frac{L}{W} \quad (5.10)$$

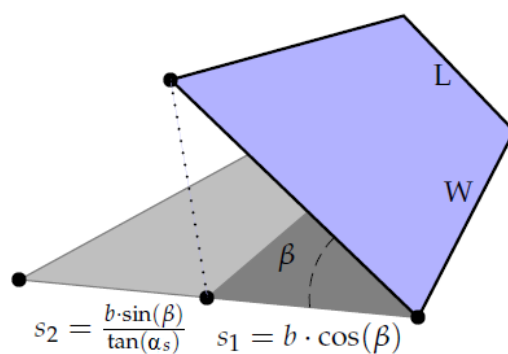


Figura 5.7: Longitud de sombra [60].

Una vez definidos estos parámetros, es posible hallar los valores de FS con la ayuda de la figura 5.8, y utilizando conceptos geométricos.

Las sombras Este-Oeste ocurren cuando la sombra generada en dicha dirección es mayor a la distancia en que se disponen las superficies en la dirección L_{eo} . Para diferenciarla con la sombra diagonal, se tiene que cumplir que la sombra N-S sea menor a la distancia L_{ns} . Para que ocurra esto último deben satisfacerse las condiciones 5.11:

$$|l_{eo} \cos(\gamma_s)| < 1 \quad (5.11)$$

$$|l_{eo} \sin(\gamma_s)| < s$$

5.6. Estudio de sombras

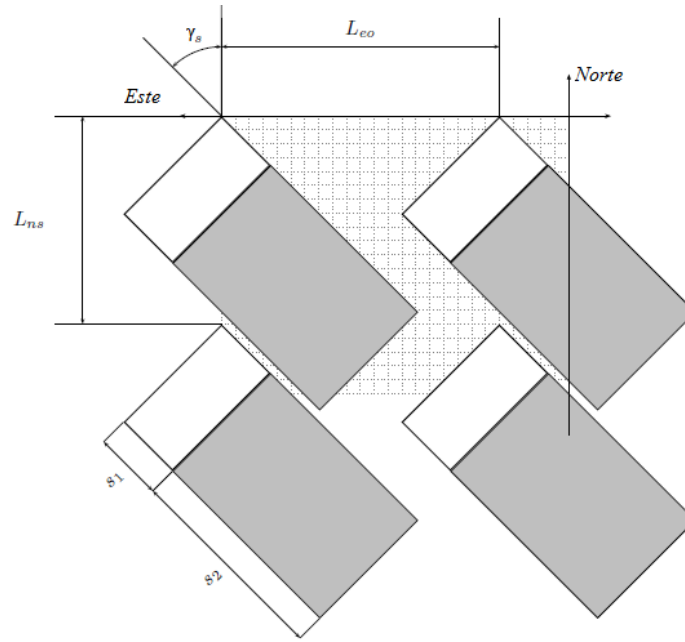


Figura 5.8: Geometría de sombras mutuas [60] (modificado).

Si se está frente a esa situación, se puede calcular la proporción del área de superficie es abarcada por la sombra E-O, mediante la ecuación 5.12. Al calcular esto, se está determinando FS_{eo} .

$$FS_{eo} = \frac{(1 - |l_{eo}\cos(\gamma_S)|) \cdot (s - |l_{eo}\sin(\gamma_S)|)}{s} \quad (5.12)$$

Para el cálculo de F_{ns} se realiza un razonamiento similar al anterior, donde se deben cumplir las condiciones 5.13:

$$\begin{aligned} |l_{ns}\cos(\gamma_S)| &< s \\ |l_{ns}\sin(\gamma_S)| &< 1 \end{aligned} \quad (5.13)$$

Por lo tanto, el factor de sombras en la dirección N-S se puede hallar mediante la ecuación 5.14:

$$FS_{ns} = \frac{(s - |l_{ns}\cos(\gamma_S)|) \cdot (1 - |l_{ns}\sin(\gamma_S)|)}{s} \quad (5.14)$$

Capítulo 5. Dimensionado de la planta fotovoltaica

La sombra diagonal se produce cuando se cumplen dos condiciones. Por un lado, la proyección de la sombra en la dirección Norte-Sur debe ser mayor a la distancia en que se disponen las estructuras de seguidores en la misma dirección. Por otro, es necesario que exista sombra en la dirección Este-Oeste, la cual debe ser mayor a la separación de las estructuras en dicha dirección. En resumen, deben cumplirse las condiciones 5.15 para que se produzca sombra diagonal:

$$\begin{aligned} |l_{ns}\cos(\gamma_S)| + |l_{eo}\sin(\gamma_S)| &< s \\ |l_{eo}\cos(\gamma_S)| - |l_{ns}\sin(\gamma_S)| &< s \end{aligned} \quad (5.15)$$

Para obtener el factor de sombra diagonal se deben multiplicar los factores correspondientes a dos direcciones. Estos son las longitudes de sombra normalizadas sobre la superficie en las direcciones Norte-Sur y Este-Oeste. Por lo tanto, se llega al factor de sombra diagonal mediante la ecuación 5.16.

$$FS_d = \frac{(s - (|l_{ns}\cos(\gamma_S)| + |l_{eo}\sin(\gamma_S)|)) \cdot (1 - (|l_{eo}\cos(\gamma_S)| - |l_{ns}\sin(\gamma_S)|))}{s} \quad (5.16)$$

Como se comentó anteriormente, las sombras dependen de qué tan espaciados se encuentren los generadores. Para describir la proporción de terreno que se utiliza, existe un factor que se denomina ROT (“Ratio de Ocupación del Terreno”). Este factor corresponde a la relación existente entre el área necesaria de terreno, y el área efectiva ocupada por el generador.

$$ROT = \frac{L_{ns} \cdot L_{eo}}{L \cdot W} \quad (5.17)$$

Si se quiere obtener factores de sombras iguales para los distintos tipos de seguimiento, un sistema estático requiere un ROT menor que un sistema con seguimiento en un eje, el cual a su vez es menor que el ROT necesario para el seguimiento en 2 ejes. Como valores de referencia, se tiene que para un seguimiento en dos ejes el ROT es 6, en un seguimiento acimutal es 4, y en el caso de paneles fijos el ROT se encuentra cercano a 2 [59, 60]. Evidentemente estos valores dependen de la ubicación de la planta y de la proporción de pérdidas por sombras que tienen.

A la hora de dimensionar una planta de generación fotovoltaica, se debe decidir si se prefiere ocupar menos terreno teniendo mayores pérdidas por sombras, o elegir un terreno con mayor superficie para así disminuir las pérdidas. En este trabajo, se dimensionan las tres variantes de planta, para las distintas configuraciones de seguimiento, utilizando como criterio que las pérdidas por sombras sean del orden del 2 % a lo largo de un año, y que el área del terreno sea la mínima posible para ese valor de pérdidas. Se comienza calculando las pérdidas por sombra para los sistemas con seguimiento en dos ejes, para luego pasar

5.6. Estudio de sombras

a calcular las mismas para seguimiento en un eje acimutal, y finalmente en sistemas con paneles estáticos.

5.6.1. Seguimiento en dos ejes

Para modelar las sombras, las características de los seguidores elegidos deben ser reflejadas en las ecuaciones antes expuestas. En la tabla 5.6 se pueden observar las restricciones que posee el seguidor. En particular interesan: que el ángulo acimutal varia entre -120° y 120° , y el hecho de que la inclinación mínima es de 0° (horizontal), y la máxima es de 70° ⁵.

$$\begin{aligned} 0^\circ < \beta_{2ejes} < 70^\circ \\ -120^\circ < \gamma_{2ejes} < 120^\circ \end{aligned} \quad (5.18)$$

Si se realiza una simulación del modelo de sombras comentado anteriormente a lo largo de un año, para distintas distancias L_{eo} y L_{ns} , se pueden acumular los valores que arroja el modelo y compararlos con un sistema que no posea sombras. De esta manera, se pueden construir gráficos de nivel, como se observan en la figura 5.9. Este tipo de gráficos representa al cociente “ E_{CS}/E_{SS} ” en un eje de color, siendo menores las pérdidas por sombras (E_{CS}/E_{SS} cercano a 1) cuanto más claro es el color. Además, las líneas blancas que posee el gráfico representan el ROT de la planta para los distintos pares de distancias L_{eo} y L_{ns} . Esto resulta provechoso a la hora optimizar la proporción de terreno a utilizar.

De la figura 5.9 se puede concluir que a partir de cierto valor, el hecho de aumentar la distancia Norte-Sur en que se disponen las superficies no asegura que se tengan pérdidas por sombra menores. También se puede observar que cuanto menores niveles de pérdidas se dese tener, mayor superficie de terreno se va a tener que ocupar para lograrlas. Otra característica que se observa es que si se tienen pérdidas altas, aumentar levemente el ROT produce mejores resultados debido al sombreado que variarlo en la misma proporción para pérdidas bajas.

Con la ayuda del gráfico de nivel 5.19, se puede llegar a las distancias entre seguidores para el caso de dos ejes, utilizando el criterio de fijar las pérdidas por sombreado en el orden del 2 %, e imponiendo que el ratio de ocupación de terreno sea el menor posible.

$$\begin{aligned} L_{ns} &= 16 \text{ m} \\ L_{eo} &= 29 \text{ m} \\ E_{CS}/E_{SS} &= 0,981 \\ ROT &= 5,09 \end{aligned} \quad (5.19)$$

⁵El rango de variación del ángulo acimutal (entre -120° y 120°) no introduce ninguna restricción para el caso de Uruguay, porque el Sol nunca se posiciona con un acimut de valor absoluto mayor a los 120° .

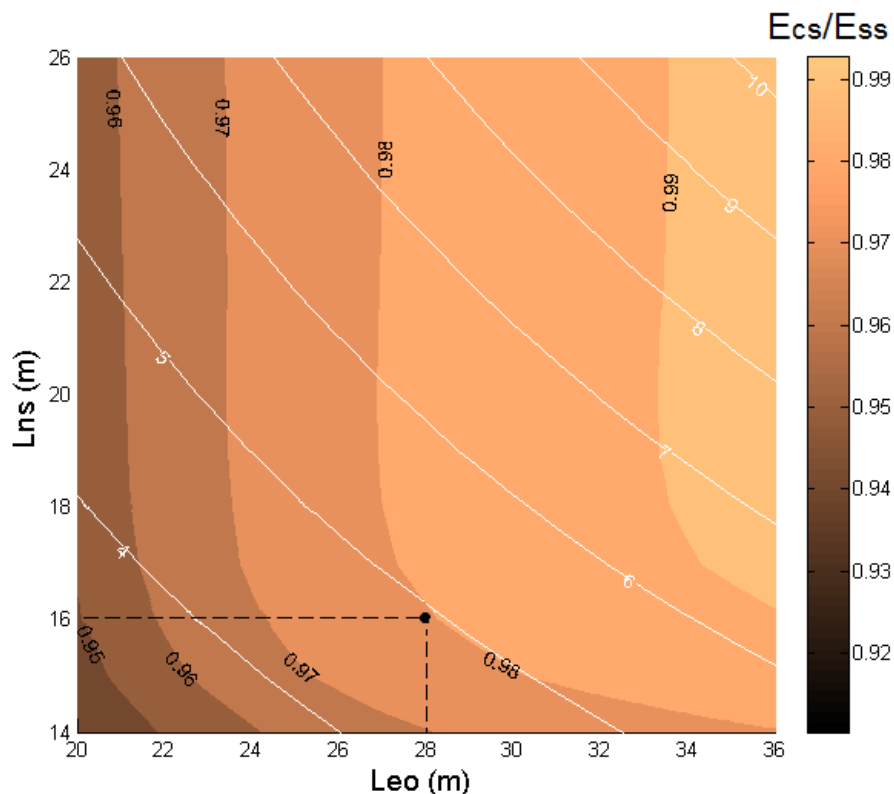


Figura 5.9: Gráfico de nivel " E_{CS}/E_{SS} " para valores de distanciamiento para seguimiento en dos ejes.

5.6.2. Seguimiento en un eje acimutal

Se realiza el mismo análisis para el caso de seguimiento en un eje acimutal. Como se vio en la sección 5.5.2, se fija la inclinación de las superficies en el máximo valor posible, para así optimizar la energía anual ($\beta = 35^\circ$). Otra condicionante que se impone en el modelo de sombra es que el ángulo acimutal varía solamente entre -120° y 120° (ver tabla 5.3)⁶. A partir de una simulación análoga, se consigue el gráfico de nivel 5.10 para el caso de un eje acimutal, y se eligen las distancias que cumplen el criterio acordado.

$$\begin{aligned}
 L_{ns} &= 15 \text{ m} \\
 L_{eo} &= 21 \text{ m} \\
 E_{CS}/E_{SS} &= 0,981 \\
 ROT &= 3,46
 \end{aligned}
 \tag{5.20}$$

⁶Al igual que en el caso de seguimientos en dos ejes, el Sol nunca se posiciona con un acimut de valor absoluto mayor a los 120° por lo cual no impone restricción para el caso de una planta instalada en Uruguay.

5.6. Estudio de sombras

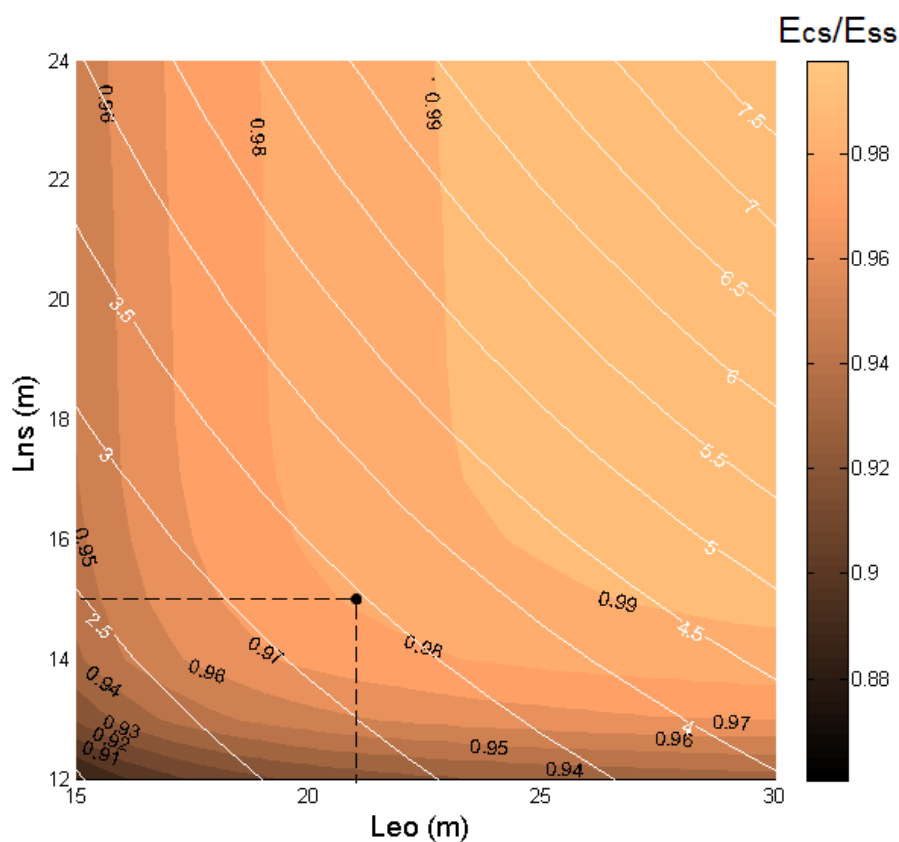


Figura 5.10: Gráfico de nivel " E_{CS}/E_{SS} " para valores de distanciamiento para seguimiento en un eje.

5.6.3. Superficies fijas

Para realizar el modelado de sombras con paneles fijos, no tiene sentido considerar escenarios de espaciado en la dirección Este-Oeste. Por esta razón, se deja fija esta distancia y se evalúan los factores de sombra producidos para los distintos valores de separación Norte-Sur. Analizando la gráfica de la figura 5.21, se obtiene el valor L_{ns} que cumple con un valor de pérdidas por sombras cercano al 2 %.

$$\begin{aligned} L_{ns} &= 6\,m \\ E_{CS}/E_{SS} &= 0,980 \\ ROT &= 2,02 \end{aligned} \tag{5.21}$$

Capítulo 5. Dimensionado de la planta fotovoltaica

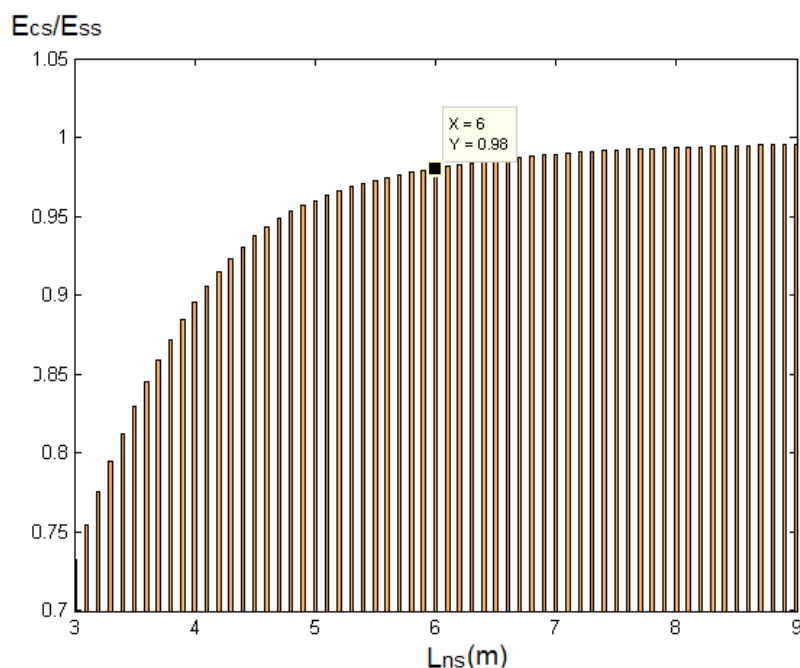


Figura 5.11: Gráfico de " E_{CS}/E_{SS} " para el caso de paneles fijos.

5.6.4. Comparación de resultados obtenidos

En la tabla 5.7 se detallan las características de las dimensiones resultantes del estudio de sombras para cada configuración de planta.

Tabla 5.7: Distribución N-S y E-O entre estructuras de paneles.

Planta	$L_{ns}(m)$	$L_{eo}(m)$	ROT	E_{CS}/E_{SS}
Paneles Fijos	6	-	2.02	0.980
Un eje acimutal	15	21	3.46	0.981
Dos ejes	16	29	5.09	0.981

Conociendo el layout de la planta con las dimensiones de separación calculadas, se puede hallar el área utilizada por cada MWp instalado (ver tabla 5.8).

Tabla 5.8: Relación entre potencia pico instalada y terreno ocupado.

Planta	ha/MWp	MWp/ha
Paneles Fijos	2.04	0.49
Un eje acimutal	3.34	0.30
Dos ejes	4.61	0.22

5.7. Distribución del cableado

Una vez que se conocen las dimensiones de la planta y las distancias que se tienen que respetar entre las estructuras de soporte, es muy importante proyectar adecuadamente la distribución del cableado, ya que al optimizar la longitud de los cables se ahorra dinero en la inversión inicial de la planta, y disminuyen las pérdidas óhmicas a lo largo de su vida útil.

Una forma de optimizar el cableado es utilizando cajas de conexión (*junction box*). Un junction box consiste en una caja compuesta por una barra de cobre, a la cual llegan un gran número de cables cortos, y sale solamente uno largo de mayor sección que se cablea hasta el inversor, ahorrando varios metros de cable. En este trabajo se utilizaron cajas de 18 cables de entrada para los tres tipos de planta.

Los casos de seguidor de un eje acimutal y de seguidor de dos ejes son muy similares, ya que las estructuras que contienen los paneles son idénticas. Por lo tanto, cada seguidor contiene la misma cantidad de paneles. Las estructuras contienen 54 paneles cada una, lo que conforma 2 series de 27 paneles. Entonces, a cada caja de conexión le llegan cables de 9 estructuras de seguidores, como se muestra en la figura 5.12.

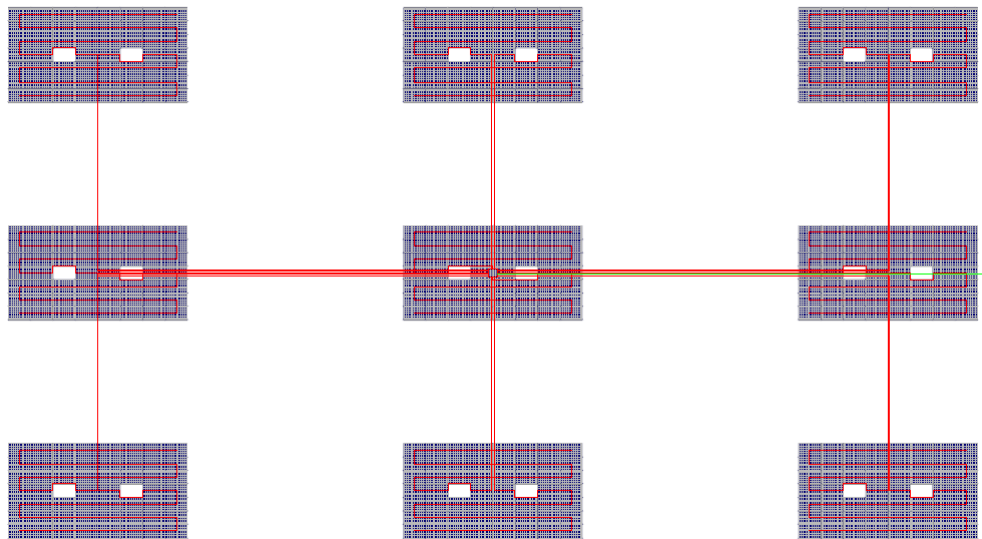


Figura 5.12: Conexión de paneles de estructura con seguidor.

En el caso de planta de paneles fijos, llegan 18 cables desde 6 estructuras, tal como muestra la figura 5.13. Luego, al igual que en los casos anteriores, se conecta el cable de salida de la caja (de mayor sección) hasta a uno de los inversores.

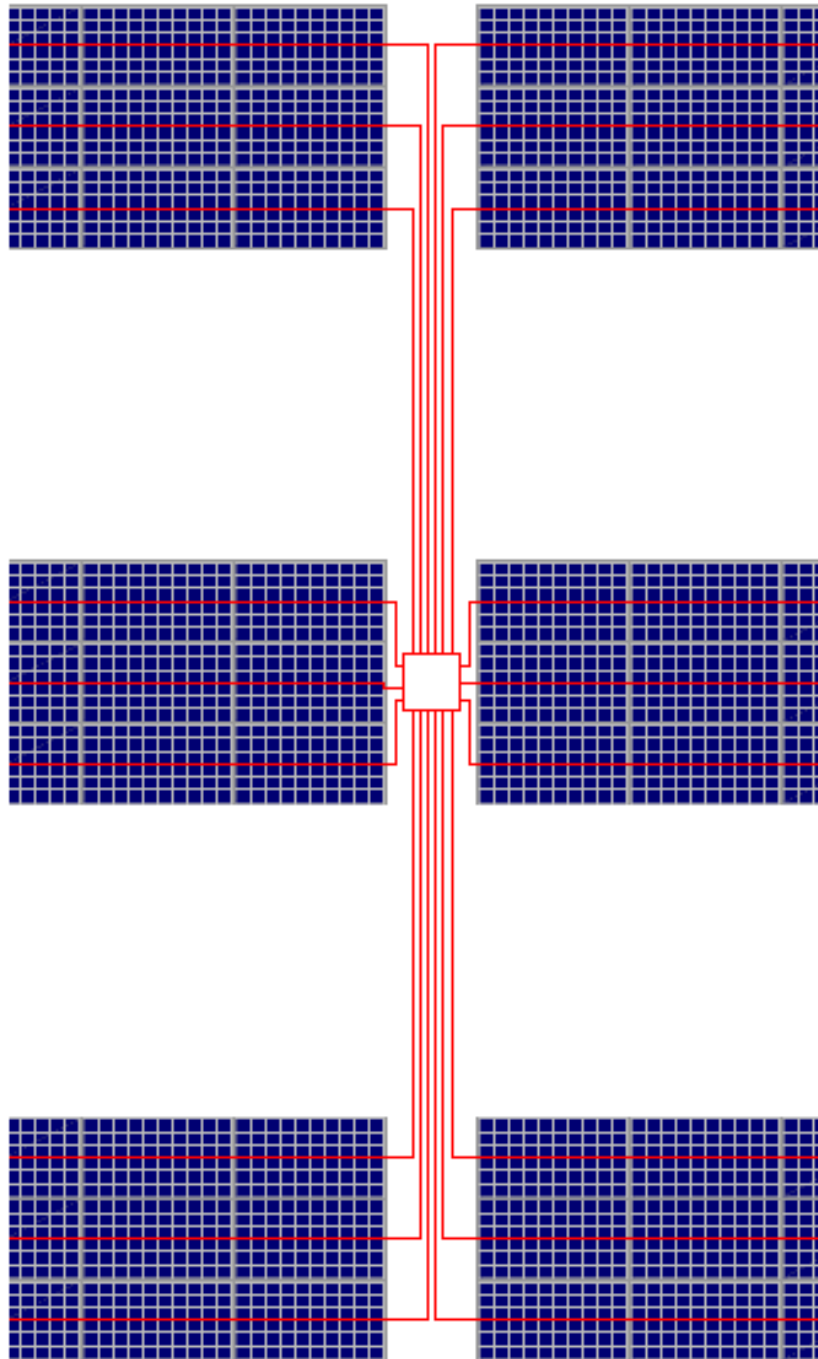


Figura 5.13: *Conexionado de paneles de estructura fija.*

5.7. Distribución del cableado

Una vez estimado el largo de cada cable en la planta, se calculan sus secciones por medio de los métodos de *caída de tensión y máxima corriente admisible*. Las secciones y largos de los cables hallados se muestran en las tablas 5.9 , 5.10 y 5.11. Los detalles de estos cálculos se encuentran en el Apéndice E.

Tabla 5.9: *Cableado de planta de paneles fijos.*

Descripción	Sección (mm ²)	Largo (m)
Paneles-Caja (DC)	6	191568
	120	2760
	95	9200
Caja-Inversor (DC)	70	6320
	50	3880
Inversor-SE 30 kV (AC)	95	4740

Tabla 5.10: *Cableado de planta con seguidores de un eje acimutal.*

Descripción	Sección (mm ²)	Largo (m)
Paneles-Caja (DC)	6	267160
	150	7640
	120	6080
Caja-Inversor (DC)	70	1960
	95	7200
	50	5280
Inversor-SE 30 kV (AC)	50	5967

Tabla 5.11: *Cableado de planta con seguidores de dos ejes.*

Descripción	Sección (mm ²)	Largo (m)
Paneles-Caja (DC)	6	288240
	185	9160
	120	5820
Caja-Inversor (DC)	150	7240
	95	4700
	70	5020
Inversor-SE 30 kV (AC)	50	7537

5.8. Características de la planta fotovoltaica

Habiendo dimensionado los principales componentes de la planta, se tienen entonces las siguientes características resumidas en la tabla 5.12.

Tabla 5.12: *Características generales.*

Características generales	
Ubicación	$-31,27^{\circ} -56,34^{\circ}$
Potencia nominal	10 MW
Potencia instalada	12 MWp
Tensión de conexión	31,5 kV
Cantidad de paneles	51030
Tecnología de paneles	Poly-Si
Número de paneles en serie	27
Número de paneles en paralelo	189
Número de seguidores un eje	940
Número de seguidores dos ejes	940

Capítulo 6

Validación del modelo

Una vez dimensionado e implementado el modelo, es necesario validar el mismo para poder utilizarlo como herramienta a la hora de realizar cualquier estudio. Para esto se opta por verificar cada bloque en forma independiente, para luego realizar una validación global.

Se comienza validando el pasaje a plano inclinado. Para esto se utiliza como entrada del modelo las medidas en el plano horizontal y se compara la salida del bloque PPI con medidas reales en plano inclinado. Luego se pasa a analizar la salida del modelo eléctrico del panel, haciendo uso de las curvas existentes en las hojas de datos. También se comprueba que el método utilizado para realizar el MPPT funciona adecuadamente, arribando en todo momento al punto de máxima potencia en la curva de funcionamiento del panel, siempre que el inversor lo permita. Además, se corrobora que las pérdidas por temperatura se encuentren dentro del rango de valores que se maneja en la literatura. Para finalizar, se analiza el funcionamiento de la planta en general verificando el rango de trabajo del inversor, tanto en términos de su rango de tensión de entrada como su potencia máxima.

6.1. Pasaje a plano inclinado

6.1.1. Paneles fijos

El modelo PPI es ensayado utilizando los como entrada los valores de irradiación en plano horizontal. Para esto, se compara la salida del modelo en el plano inclinado con las medidas reales brindadas por el LES. Estas medidas corresponden por un lado a irradiación en plano horizontal, y por otro a irradiación en un plano inclinado unos 35° , orientado hacia el Norte. Ambas medidas fueron realizadas en la Facultad de Ingeniería. Al no contar con una serie de medidas de irradiación para un año completo, se decide construir un año sintético de medidas para poder realizar la validación del modelo (ver Apéndice D). Además de los valores de irradiación para cada hora, es necesario ingresar en el modelo la ubicación de las medidas (la latitud y longitud de la Facultad de Ingeniería), así como también el ángulo de inclinación (β), la orientación (γ) y un ρ_g representativo de la ubicación del medidor.

Capítulo 6. Validación del modelo

- $\phi = -34,55^\circ$.
- $L_o = -56,10^\circ$.
- $\beta = 35^\circ$.
- $\gamma = 0^\circ$.
- $\rho_g = 0,3$ (reflectividad del suelo en ciudad) [39].

Una vez definidas las características con las que se realizaron las medidas, se ingresa al modelo la hora y día correspondiente a cada medida del año sintético, y se obtiene como salida una estimación de la irradiación para superficies fijas, con seguimiento acimutal y con seguimiento en dos ejes. Lamentablemente, no existen medidas de valores reales de irradiación para superficies que realizan seguimiento. Por esta razón, no se realizó una evaluación de las salidas horarias de los modelos que representan seguimiento solar.

Para el caso de superficies fijas, sí se evalúa el modelo con las medidas en plano inclinado. A primera vista, el modelo presenta una dispersión alta comparado con los valores reales. En algunos días, la diferencia entre el modelo y las medidas llega a superar los 200 W/m^2 en el mediodía, errores que son del orden del 25 %. Este error del modelo presenta un notorio carácter estacional, ya que en el verano el modelo sobrestima la irradiación, y en el invierno la subestima.

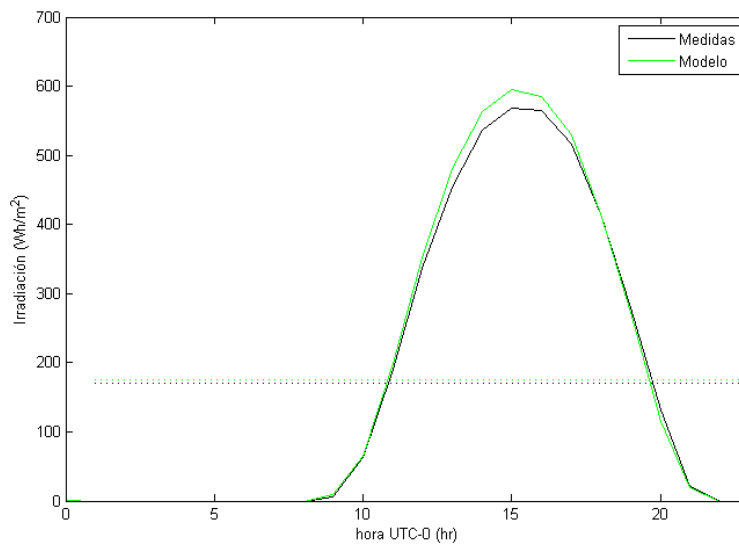


Figura 6.1: Comparación del promedio anual por hora del modelo.

Es de destacar que este desvío estacional no significa un gran problema para el modelo en un plazo anual, debido a que lo que más interesa es el acumulado de irradiación a lo largo del año. Es dicho período, estos desvíos estacionales se ven compensados. En la gráfica de la figura 6.1 se muestra el promedio anual de los valores de salida del modelo y

6.1. Pasaje a plano inclinado

de las medidas, para cada hora del día. Si se calculan los promedios totales de irradiación correspondientes a las medidas y al modelo, se llega a que solamente existe un 2,86 % de diferencia entre ellos.

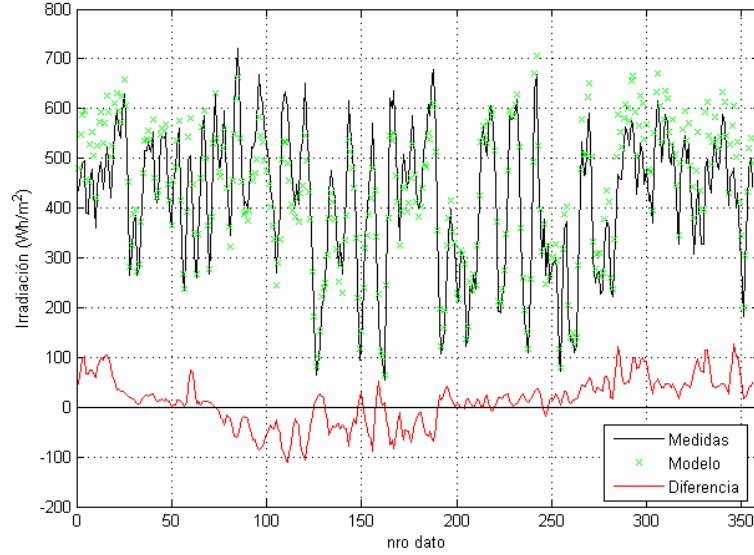


Figura 6.2: Error del modelo de irradiación promedio móvil.

Para realizar un estudio más detallado sobre los desvíos que posee el modelo PPI con respecto a las medidas de irradiación, se utilizan los siguientes indicadores de cálculo:

- **MBE** (mean bias error): representa la desviación con las medidas.

$$MBE = \frac{\sum_{n=1}^N (G_{modelo_n} - G_{medidas_n})}{N} \quad (6.1)$$

- **MAE** (mean absolute error): define la desviación en valor absoluto.

$$MAE = \frac{\sum_{n=1}^N |G_{modelo_n} - G_{medidas_n}|}{N} \quad (6.2)$$

- **RMSE** (root mean square error): el error cuadrático medio.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{n=1}^N (G_{modelo_n} - G_{medidas_n})^2}{N}} \quad (6.3)$$

Capítulo 6. Validación del modelo

En la tabla 6.1 se muestran las desviaciones que posee el modelo para cada mes del año. Los indicadores presentados en dicha tabla, confirman la estacionalidad del error. En los primeros y últimos meses del año, se nota que la irradiación calculada por el modelo es mayor a la real, y en los meses correspondientes a mediados de año el modelo la subestima.

Tabla 6.1: *Tabla de errores mensuales modelo PPI.*

Mes	MBE (%)	MAE (%)	RMSE (%)
Enero	19.0	20.5	32.0
Febrero	4.8	5.0	8.8
Marzo	3.0	5.5	12.2
Abril	-9.8	11.1	19.7
Mayo	-10.6	14.5	26.9
Junio	-8.0	17.2	35.0
Julio	-9.2	13.1	25.2
Agosto	3.1	9.8	19.6
Septiembre	3.1	8.1	14.9
Octubre	12.5	13.7	27.1
Noviembre	12.3	12.6	22.0
Diciembre	13.9	14.2	25.4

A nivel anual, el modelo presenta los siguientes valores de error, promediando los indicadores calculados mes a mes:

$$\begin{aligned} \text{MBE}_{\text{anual}} &= 2,86 \% \\ \text{MAE}_{\text{anual}} &= 12,25 \% \\ \text{RMSE}_{\text{anual}} &= 22,52 \% \end{aligned} \tag{6.4}$$

En la gráfica de la figura 6.3 se ilustra la dependencia del error en función del valor de las medidas de irradiación. Se observa que no existe un error constante, sino que el desvío depende de la magnitud de la irradiación. Esto queda en evidencia en dicho gráfico, ya que a valores bajos de irradiación, el error es menor que a valores altos.

También se realiza un histograma de error (ver figura 6.4) donde solamente se incluyen los valores de irradiación válidos y distintos de cero. Como resultado, se observa que la distribución del error se encuentra centrada en cero. Se cuenta con 3551 valores de irradiación para realizar la comparación. De estos valores, 2230 (el 68 % del total) presentan un error que está incluido en el intervalo $[-50, 50]$ W/m², 753 (21 %) con errores menores que -50 W/m² y 565 (16 %) con valores de error mayor a 50 W/m².

6.1. Pasaje a plano inclinado

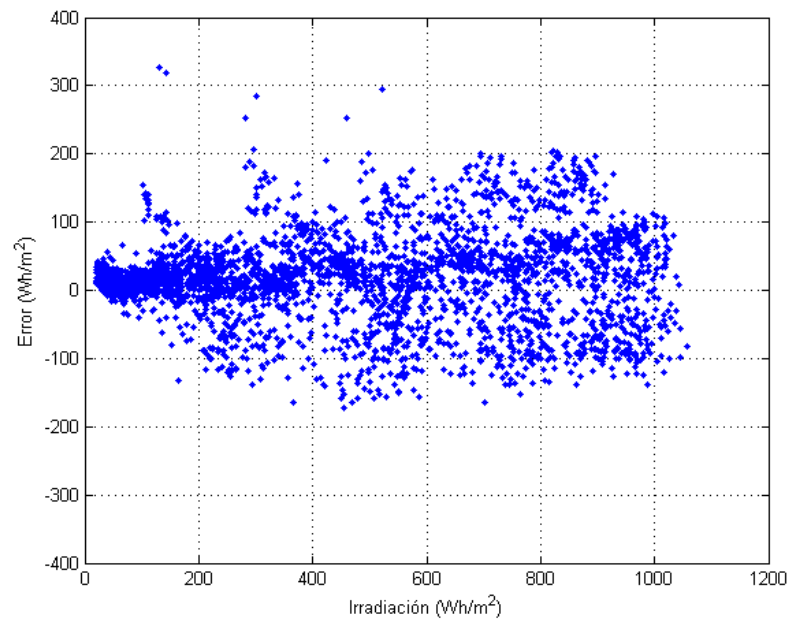


Figura 6.3: Dependencia del error respecto a la irradiación.

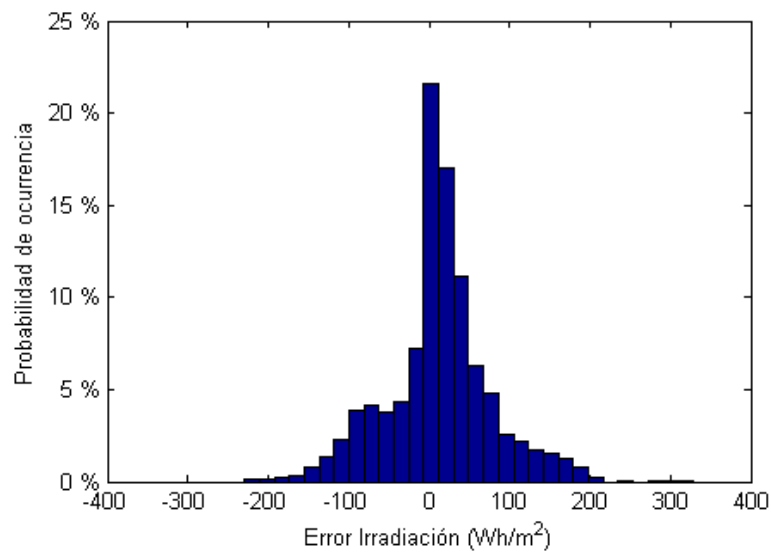


Figura 6.4: Histograma de error del modelo de irradiación.

Para finalizar esta sección, se destaca que a pesar de los desvíos que presenta el modelo, a nivel anual se estima en forma precisa la irradiación sobre el plano inclinado, con un error medio de 2,86 %, lo cual resulta más que aceptable para los fines de este trabajo.

6.1.2. Configuraciones con seguimiento

Al no contar con medidas horarias de superficies que realizan seguimiento solar con las características del seguimiento acimutal y en dos ejes, no se puede realizar un estudio similar al anterior. A pesar de esto, se analiza la salida del modelo comparándola con los valores que se manejan en la bibliografía y catálogos de fabricantes.

En la tabla 6.2 se observan las ganancias porcentuales en irradiación incidente cuando se utiliza una inclinación fija o seguidores solares, según el modelo realizado. Los resultados muestran que el hecho de inclinar los paneles al ángulo óptimo, genera una mejora del 9 % respecto de la posición horizontal. Al usar los seguidores, se tiene un aumento de un 24 % y 32 % respecto de los paneles inclinados, para el caso de seguimiento acimutal y en dos ejes respectivamente. Estos valores se encuentran dentro de los rangos que manejan los fabricantes de seguidores [25, 27, 28, 70, 71].

Tabla 6.2: Irradiación promedio anual y ganancia de cada configuración.

Configuración	G_{anual} (W/m ²)	% vs 0°	% vs 28°
Horizontal, 0°	206	-	-
Inclinado, 28°	225	9	-
Un eje acimutal	280	35	24
Dos ejes	298	44	32

Para poder comprobar la ganancia horaria obtenida en las distintas configuraciones de planta, se grafica el promedio anual horario de irradiación incidente en la superficie (figura 6.5). Esta figura muestra el comportamiento esperado para el uso de seguidores.

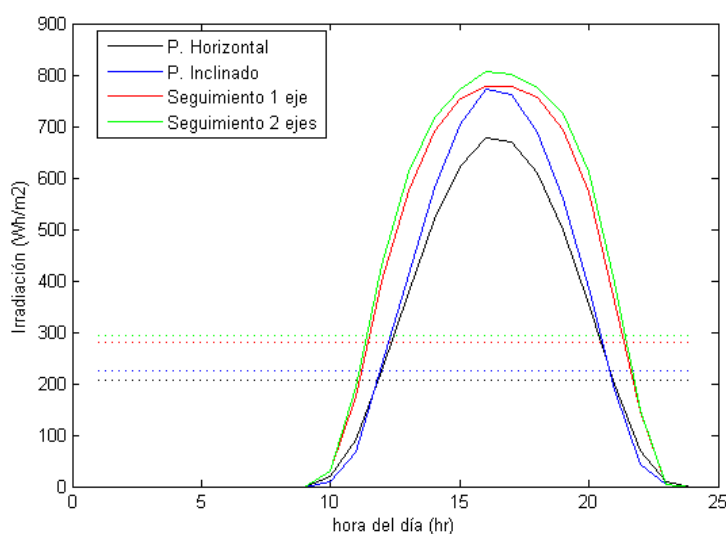


Figura 6.5: Comparación del promedio anual de irradiación por hora según configuración.

Dado que las salidas obtenidas por el modelo PPI utilizando seguidores se encuentran dentro de los valores de referencia, y en términos relativos presentan un comportamiento coherente, se da por validado el modelo de pasaje a plano inclinado con el uso de mecanismos de seguimiento.

6.2. Panel fotovoltaico

Para validar el modelo realizado de panel fotovoltaico, se utiliza la hoja de datos del fabricante del panel en que el modelo fue basado. La marca del panel elegido es RISEN, y el nombre del modelo comercial es SYP235S (235 Wp) ¹. Dicha hoja de datos contiene las curvas características I-V y P-V en función de la irradiancia, y la curva I-V en función de la temperatura. Estas se muestran a continuación en la figura 6.6.

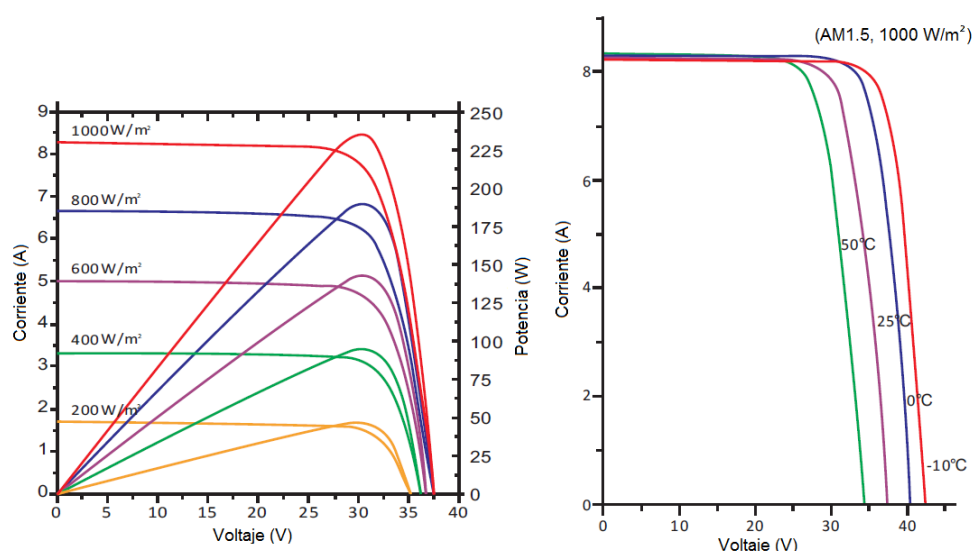


Figura 6.6: Curvas presentes en la hoja de datos del fabricante del panel (RISEN SYP235S) [57] (modificado).

Estos tres juegos de curvas fueron comparados con los resultados obtenidos en la simulación. Para ello, se elaboraron curvas análogas a las mostradas y fueron superpuestas con las originales. Esto permite evaluar cualitativamente el andamiaje general del modelo. Dado que no se dispone de las expresiones analíticas de las curvas del fabricante, así como tampoco ningún tipo de datos experimentales, se dificulta enormemente hacer un análisis cuantitativo que permita, por ejemplo, cuantificar los errores cometidos.

¹La elección de esta marca y modelo responde únicamente a la necesidad de contar con parámetros reales para validar el modelo de panel. La misma es totalmente aleatoria e independiente de los resultados del proyecto.

Capítulo 6. Validación del modelo

En la figura 6.7 se muestra la curva P-V con los datos provenientes del modelo en función de la irradiación, a una temperatura de 25 °C. Los puntos negros sobre las curvas representan los valores obtenidos en la simulación.

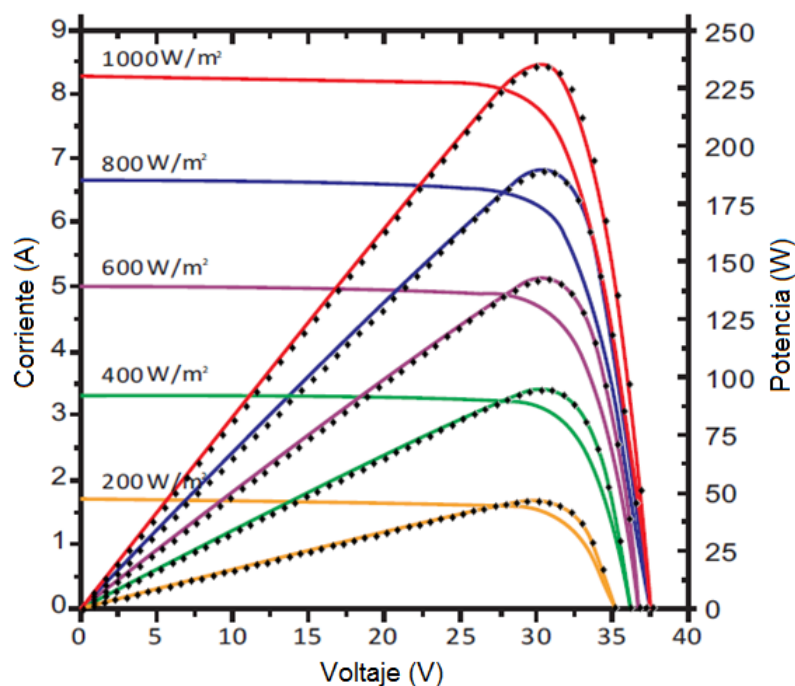


Figura 6.7: Comparación de las curvas P-V del fabricante y del modelo en función de G [57] (modificado).

Se observa una excelente concordancia entre el modelo y lo proporcionado por el fabricante. Esto muestra que el modelo presenta una muy buena sensibilidad a variaciones en la irradiación, lo que permite obtener salidas de potencia precisas, inclusive a bajos niveles de irradiación.

Las curvas de la figura 6.8 se condicen con lo antedicho sobre la figura 6.7, presentando también una concordancia adecuada. Si bien se observan errores mayores en los tramos de pendiente casi nula, el ajuste que se da en los codos de las curvas (MPP) es muy preciso. Esto es de alta importancia, ya que el MPP es el punto en donde la planta trabaja en la amplia mayoría del tiempo, independientemente de la irradiación y temperatura a que los paneles se encuentran expuestos. Esto se debe al trabajo del inversor y su algoritmo de seguimiento (MPPT).

Por otra parte, el grupo de curvas que se muestra en la figura 6.9, pretende validar el comportamiento del modelo frente a los cambios de temperatura, en forma análoga a los ya presentados. En este caso, la irradiancia permanece constante a un valor de 1000 W/m².

6.2. Panel fotovoltaico

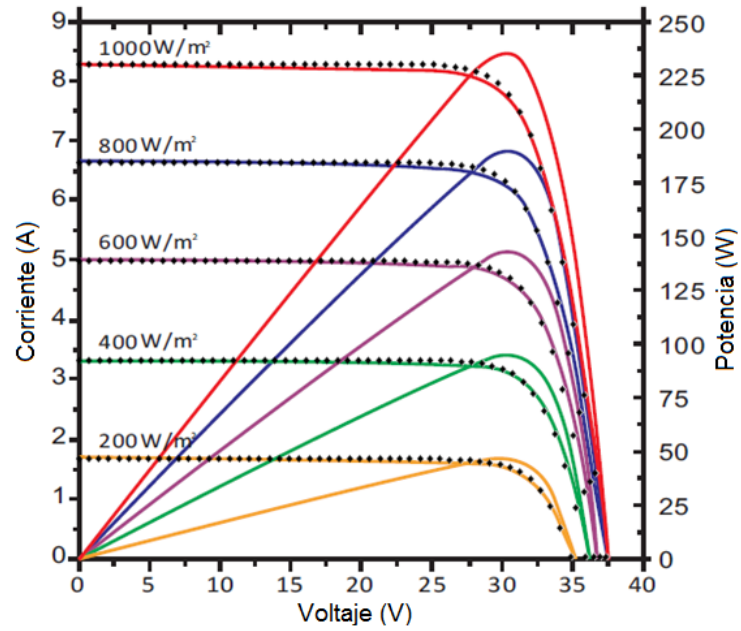


Figura 6.8: Comparación de las curvas I-V del fabricante y del modelo en función de G [57] (modificado).

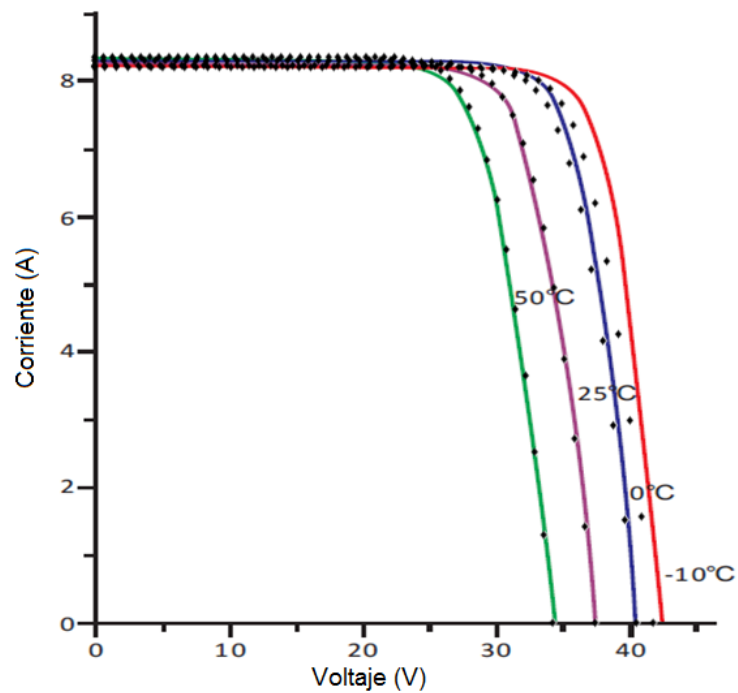


Figura 6.9: Comparación de las curvas I-V del fabricante y del modelo en función de T_c [57] (modificado).

Capítulo 6. Validación del modelo

Como se visualiza en la figura 6.9, las curvas correspondientes a 50 °C y 25 °C se ajustan razonablemente al modelo, no siendo así para los valores correspondientes a 0 °C y -10 °C. Esto no es preocupante para el cálculo de la salida de potencia de la planta por dos razones. En primer lugar, el modelo térmico del panel no arroja valores de temperatura de panel comprendidos en la franja de -10 °C a 0 °C, para el año del que se disponen datos de irradiación y temperatura horarias (año 2012). Por lo tanto, la curva que presenta mayor error no tiene ningún aporte en la salida del modelo². La segunda razón es que la cantidad de horas en el año en que la temperatura es baja, es ínfima en relación al total de horas de generación. Esto se traduce en que los errores cometidos a bajas temperaturas tienen un peso muy poco preponderante. En la figura 6.10 se puede visualizar la distribución anual de temperaturas de celda para la topología que presenta menor temperatura global (peor caso). Dicha topología es la de paneles fijos, debido a que se recibe menor irradiación con respecto a los casos de seguimiento.

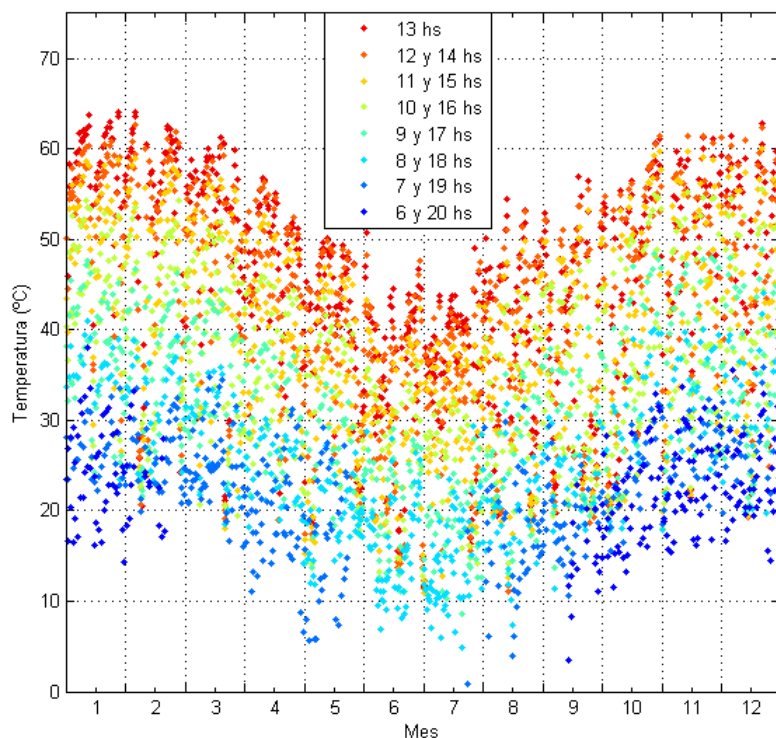


Figura 6.10: Distribución de T_c en horas de irradiación según la hora del día (sin seguimiento).

Para complementar y visualizar mejor el argumento expresado, se presenta un histograma de estas temperaturas en la figura 6.11. El mismo muestra que los valores de temperatura en horas de irradiación no nula, comprendidos en la franja de 0 °C a 10 °C,

²Si bien en otro año que presente temperaturas más bajas podría haber valores en este rango, su influencia sería despreciable en un período anual, teniendo en cuenta los históricos de temperatura del Uruguay.

6.2. Panel fotovoltaico

representan menos del 1 % del total de valores. Es claro que el resto de los datos, los cuales son superiores al 99 % del total, no introducen errores significativos en el modelo por concepto de temperatura, de acuerdo a lo ya visto en las curvas de la figura 6.9.

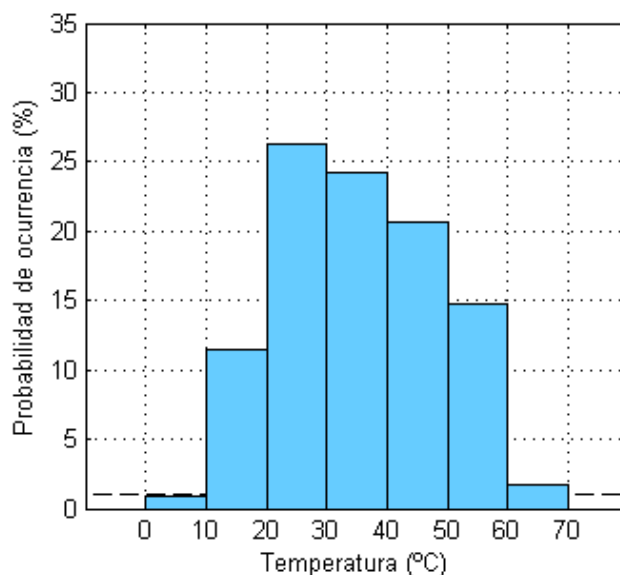


Figura 6.11: *Histograma normalizado de T_c en horas de irradiación (sin seguimiento).*

De la figura 6.10 se pueden destacar ciertas características, algunas de ellas relativas a la estacionalidad³. Lo más evidente que se percibe, es la dependencia de la temperatura de celda con la estación del año, la cual está fuertemente ligada a la temperatura ambiente, según lo visto en el modelo “INOCT” de la sección 4.4.2. También se ve que en las horas correspondientes al verano, la irradiación comienza a incidir más temprano y finaliza más tarde que en invierno, lo cual es coherente con la realidad en el sentido de la cantidad de horas de sol diarias según la estación. Analizando los datos en forma más fina (diariamente), se observa una fuerte dependencia de la temperatura de celda con la irradiación incidente (que está muy vinculada a la hora del día). Esto se visualiza en el gráfico 6.10, viendo que las mayores temperaturas en cada mes se dan en general en horas en torno a las 13 hs, lo que es un hecho esperable. Adicionalmente, es interesante observar el efecto que producen los días de alta nubosidad. Estos son fácilmente identificables, ya que presentan temperaturas bajas en horas en que generalmente son altas. Otra característica de los días nublados es que tienden a uniformizar la temperatura en dicho día, lo que se visualiza en la figura 6.10 como una acumulación de puntos de distintos colores. El hecho de que los paneles bajen drásticamente su temperatura en días de alta nubosidad, muestra que gran parte de la energía incidente es “filtrada” por efecto de las nubes, debido a un menor calentamiento de los mismos. Esto provoca que la energía generada por la planta sea particularmente baja en días de alta nubosidad.

³En el eje horizontal de la figura 6.10 se representa (en forma aproximada) el mes del año.

6.3. MPPT

El algoritmo MPPT diseñado, toma como datos de entrada la curva característica ideal del panel fotovoltaico, en condiciones STC, afectada por la irradiación y la temperatura. A partir de esto, se aplican las pérdidas vinculadas a los paneles y cableados DC. Esto implica que cuando se ejecuta el algoritmo MPPT, la curva característica que recibe como entrada, sufre modificaciones con respecto a la original, debido a las pérdidas mencionadas. Por lo tanto, para poder comparar el MPP arrojado por el algoritmo con las curvas características del panel, es necesario hacer una modificación en el modelo MPPT para que las curvas originales no se vean afectadas.

En definitiva, para validar el algoritmo del MPPT, se realiza un modelo simplificado de este, a partir del original, que no contempla las pérdidas ni el límite de tensión impuesto por el inversor. Con esta modificación, los MPP hallados por el algoritmo pasan a formar parte de las curvas originales, hecho que no ocurría si se aplicaban las pérdidas. Esto permite visualizar si el algoritmo efectivamente halla los puntos de máxima potencia para cada una de las condiciones de prueba.

Las curvas que se muestran en la figura 6.12 son características I-V correspondientes a un amplio rango de irradiación incidente y temperatura de celda. Es posible visualizar que los puntos negros (puntos de funcionamiento determinados por el algoritmo MPPT) se encuentran en los “codos” de cada una de las curvas, que corresponden a los MPP.

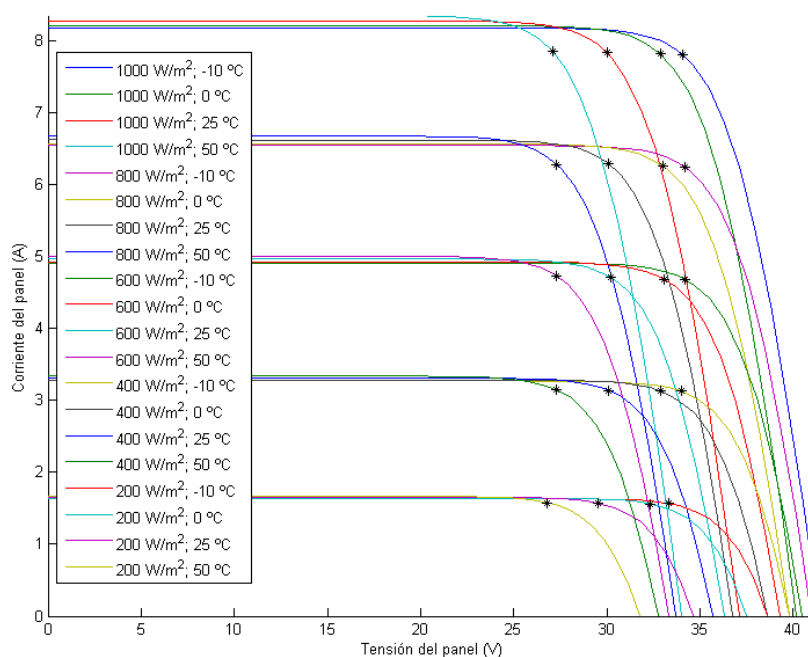


Figura 6.12: Puntos I-V de máxima potencia para distintos valores de G y T_c .

6.3. MPPT

Para complementar lo anterior, se presenta la figura 6.13, la cual muestra las curvas P-V en las mismas condiciones que la figura 6.12. En este gráfico se puede visualizar de mejor manera que los puntos hallados son efectivamente los MPP, ya que son fácilmente identificables como los máximos de cada una de las curvas.

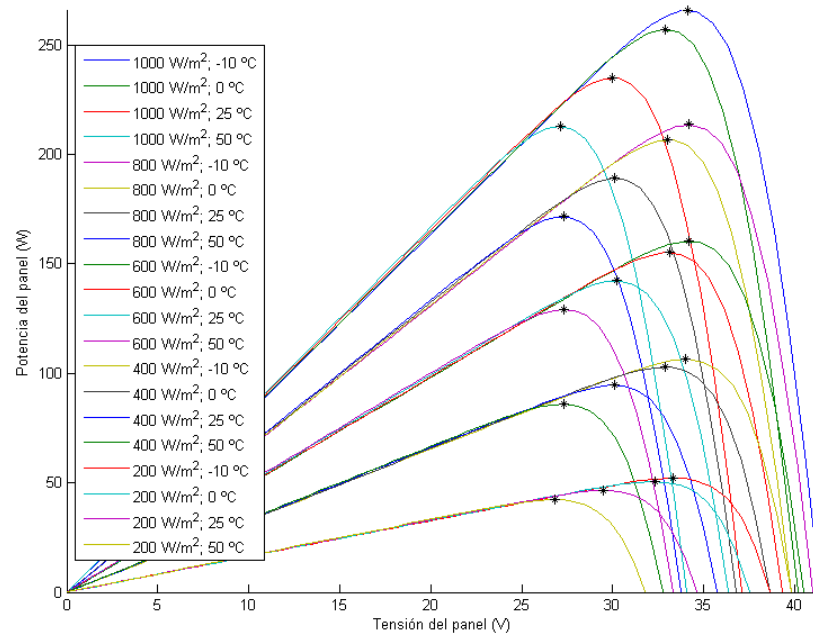


Figura 6.13: Puntos P-V de máxima potencia para distintos valores de G y T_c .

Como validación adicional, se puede agregar la restricción que impone el inversor debido a su rango admisible de tensiones de entrada. En los casos en que el MPP queda fuera del rango de entrada del inversor, el punto de trabajo ya no puede alcanzar el “codo” de la curva I-V, pero de todas formas el MPPT debe imponer una tensión que maximice la potencia de salida. Para realizar esta validación, se le asignaron límites ficticios al inversor, de forma de poder visualizar el efecto con una serie de curvas a 1000 W/m^2 y distintas temperaturas.

Los límites máximo y mínimo pueden verse en las líneas punteadas de las figuras 6.14 y 6.15. En la primera figura, se muestran las curvas I-V con los MPP hallados por el algoritmo, mientras que en la segunda se observan las curvas P-V.

Como se aprecia en ambas figuras (6.14 y 6.15), en particular en las curvas correspondientes a mayor y menor temperatura, el MPP presenta una saturación que limita la potencia máxima que puede ser extraída de los paneles. Además, se visualiza fácilmente que en estos casos no existe un punto de mayor potencia que no viole los límites impuestos. Por lo tanto, la no idealidad impuesta por el rango de tensiones de entrada del inversor se encuentra modelada en forma adecuada.

Capítulo 6. Validación del modelo

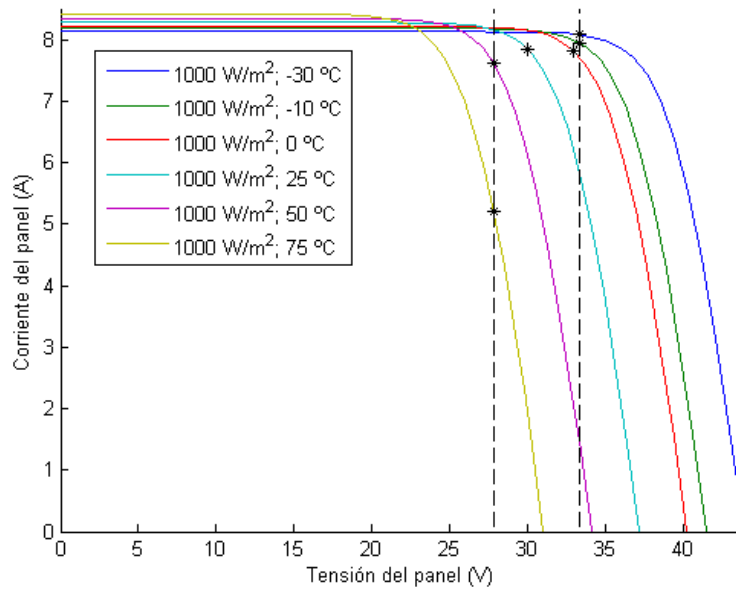


Figura 6.14: Puntos I-V de máxima potencia a 1000 W/m^2 para distintos valores de T_c , considerando el rango del inversor.

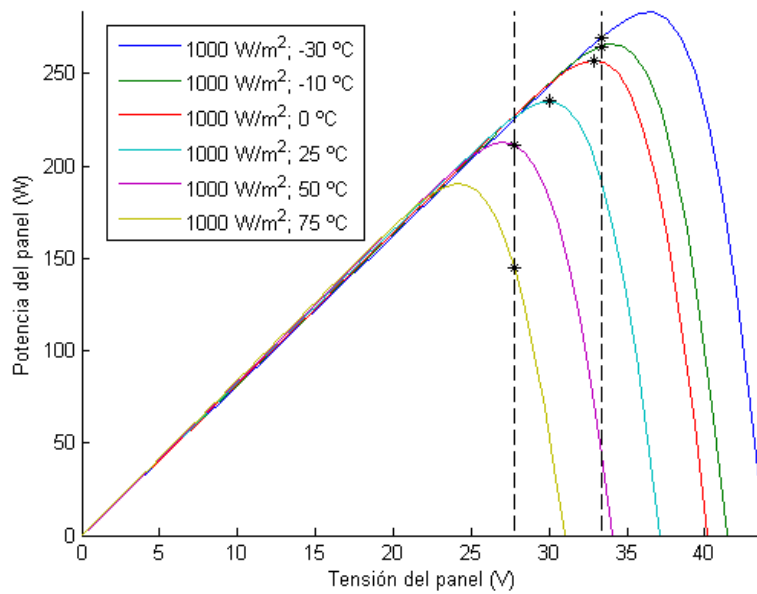


Figura 6.15: Puntos P-V de máxima potencia a 1000 W/m^2 para distintos valores de T_c , considerando el rango del inversor.

6.4. Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura pueden ser cuantificadas, debido a que el modelo de planta construido considera el efecto de la misma⁴. Por ende, modificando el modelo original, es posible construir otro que no considere las variaciones que la temperatura impone, y obtener una salida de energía en estas nuevas condiciones.

Este nuevo modelo auxiliar se logra fijando la temperatura de los paneles en T_{STC} (25 °C). Con esta modificación, los parámetros V_{oc} e I_{sc} no sufren variaciones con la temperatura, ya que originalmente fueron calculados en condiciones STC, y sólo se verán afectados por la irradiación incidente. Adicionalmente, el modelo denominado “INOCT”, el cual determina la temperatura de los paneles, debe modificarse para que la irradiación no eleve la temperatura de los mismos. Esto en definitiva es equivalente a imponer que la temperatura de celda sea igual a la ambiente, que a su vez se iguala a la temperatura STC ($T_c = T_{amb} = 25$ °C).

Un hecho interesante que se produce en este estudio en particular, es que la temperatura de operación tiene una variación significativamente menor, siendo la dispersión de voltajes de trabajo del inversor mucho más compacta, como se muestra en la figura 6.16. En la misma también se puede ver la dispersión de temperaturas que existe en el modelo que sí considera el efecto de la temperatura, a modo de poder observar la diferencia.

La observación anterior motiva la construcción de los gráficos que se presentan en las figuras 6.17 y 6.18. Las curvas que se observan son isotermas de los puntos de máxima potencia a distintas irradiaciones. Es decir, representan puntos de funcionamiento posibles para un panel fotovoltaico como los utilizados en la planta, en donde se puede visualizar cómo se mueven los pares I-V y P-V respectivamente, para una misma temperatura, al variar la irradiación incidente.

Si se observan en particular las isotermas correspondientes a 25 °C (que coinciden precisamente con las hipótesis del modelo sin variaciones de temperatura) se ve que el hecho de que la tensión tenga poca variación (para el modelo que no considera las pérdidas por temperatura) es coherente. De todas formas, el efecto es igualmente visible si se fija otra temperatura cualquiera, siendo más pronunciado a bajas temperaturas, ya que las curvas tienden a “verticalizarse”.

A continuación, se presentan los cálculos de energía generada para los modelos sin temperatura, en los tres casos de seguimiento. De esta forma, las salidas de energía pueden ser comparadas con la generada por la planta original, obteniendo un porcentaje estimado de pérdidas por este concepto. La tabla 6.3 muestra los valores de energía clasificados por tipo de seguimiento para un año de trabajo de la planta, sin modelarse el efecto de la temperatura sobre los paneles. Además, se muestran los valores de energía obtenidos para la planta completa (extraídos de la tabla 7.5), y se calculan los errores relativos porcentuales entre estos valores.

⁴Algunas pérdidas no fueron calculadas, sino que sus valores porcentuales fueron extraídos de diversas fuentes literarias.

Capítulo 6. Validación del modelo

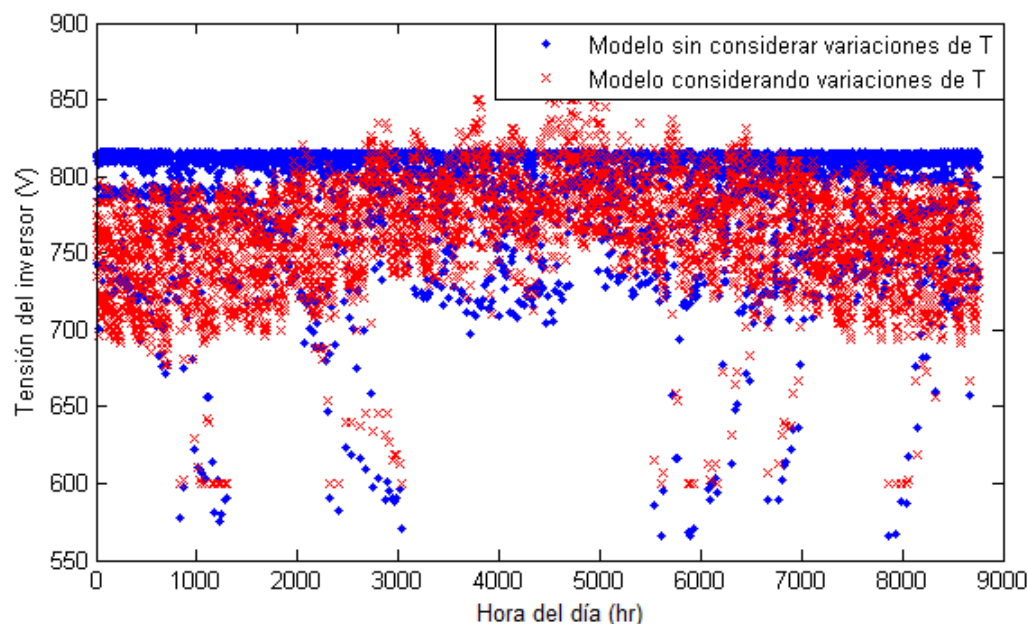


Figura 6.16: Comparación del rango de voltajes del inversor para los modelos con y sin efecto de la temperatura.

Tabla 6.3: Comparación de la energía generada en el primer año para los modelos de planta con y sin variación de la temperatura.

Tipo de seguimiento	Energía anual (GWh)		Error relativo (%)	$\frac{T_c^{med} - T_{amb}^{med}}{T_{amb}^{med}}$ (%)
	Modelo completo	Modelo sin T		
Sin seguimiento	18,14	19,49	6,9	4,5
Acimutal	22,53	24,50	8,0	5,4
En dos ejes	24,21	26,45	8,5	5,8

Como se dijo anteriormente, los errores mostrados en la tabla 6.3 pueden ser concebidos como las pérdidas por efecto de la temperatura. Los mismos pueden ser comparados con diversas fuentes. Por ejemplo, en el libro [61] se menciona un valor general de pérdidas del 6.9 % para la mayoría de las plantas fotovoltaicas en España. Dado que es mucho mayor la proporción de plantas con paneles fijos en relación a las que tienen seguimiento, el valor extraído del texto puede ser comparado al error relativo presentado en la tabla 6.3 para el caso fijo. Además, si bien en España la irradiación promedio es algo superior a la de Uruguay, sucede lo opuesto con la temperatura ambiente, lo que compensa los efectos. De todas formas, es incierto si la comparación anterior es válida debido a las diferencias climáticas.

6.4. Pérdidas por temperatura

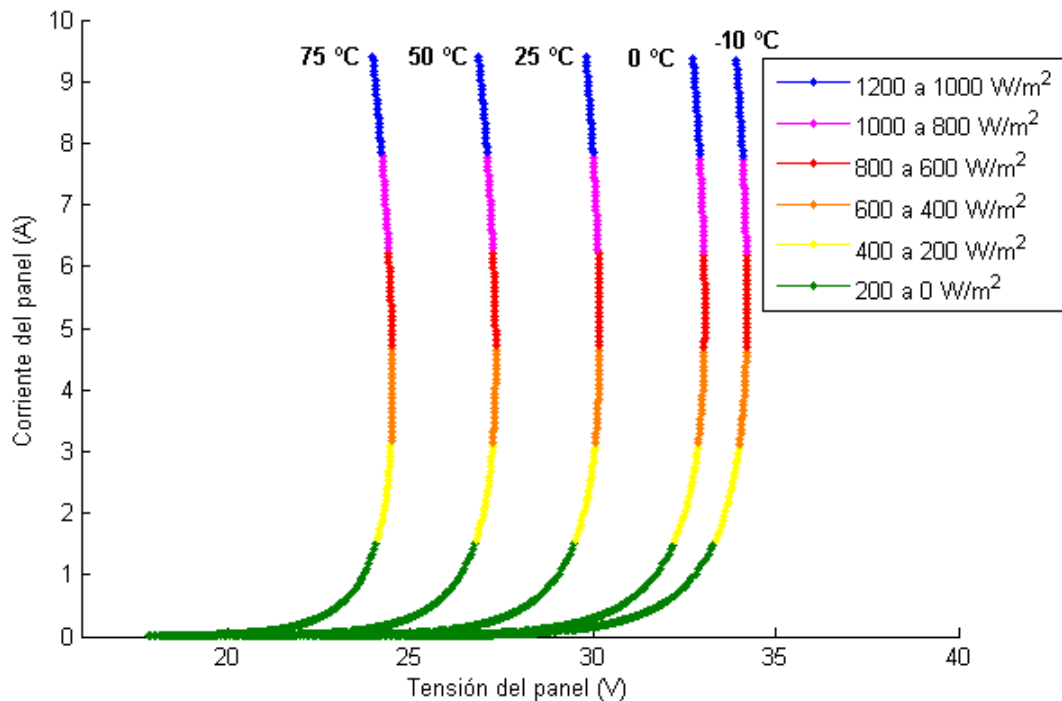


Figura 6.17: *Isotermas de los MPP (puntos I-V) para distintas irradiaciones en un panel FV.*

Otras fuentes consultadas, que modelan o simulan las pérdidas por temperatura en diversas condiciones, manejan otros valores porcentuales de las mismas. En el caso del paper [62], se presentan unas pérdidas por temperatura de un 14,4 % en una planta FV en Tamilnadu, India (región que posee irradiaciones y temperaturas significativamente mayores a Uruguay). Otro ejemplo son los trabajos [63] y [64], que validan sus modelos térmicos usando el software “PVsyst”⁵. En el primero se comparan dos plantas FV ficticias e idénticas ubicadas en Berlín, Alemania y Katmandú, Nepal, arrojando unas pérdidas de 2,5 % y 6,1 % respectivamente. El segundo simula una planta de 2 kW en Arabia Saudita, obteniendo unas pérdidas por temperatura del 16,0 %.

Como puede extraerse de los datos anteriores, existe una amplia variabilidad en los valores de este concepto de pérdidas. En particular, los obtenidos por el modelo desarrollado son coherentes con los que se encuentran en la literatura, para tipos de clima no muy distintos del Uruguayo. En la amplia mayoría de estos estudios, se trabaja con plantas sin seguimiento. Por lo tanto, se debe recurrir a una comparación relativa para validar las pérdidas en los casos de seguimiento.

⁵PVsyst es un software comercial de simulación de proyectos fotovoltaicos muy utilizado a nivel mundial [65].

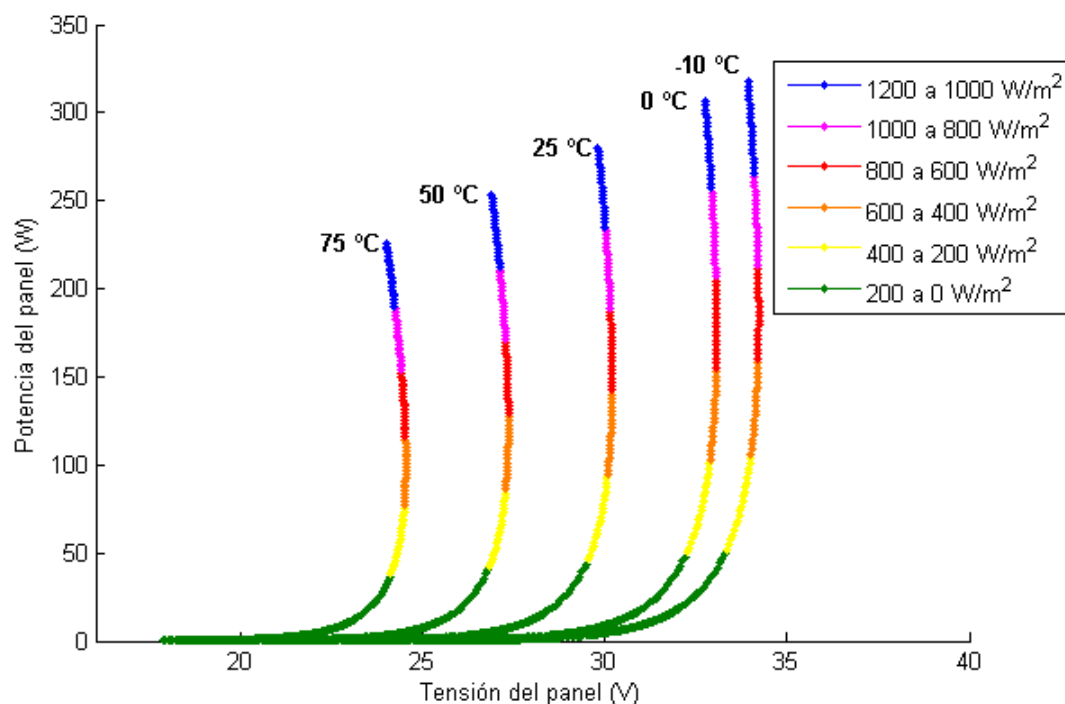


Figura 6.18: Isotermas de los MPP (puntos P-V) para distintas irradiaciones en un panel FV.

Se puede ver que los valores obtenidos de pérdidas para seguimientos acimutal y en dos ejes se ven incrementados con respecto al caso fijo. Esto es razonable debido a la mayor irradiación que reciben los paneles, producto del seguimiento solar que realizan, lo cual incrementa apreciablemente su temperatura por el sobrecalentamiento al que están sometidos. Para visualizar estas diferencias en forma cuantitativa, se muestra en la figura 6.19 un promedio móvil bimensual de las temperaturas de celda, en los tres casos de seguimiento en conjunto con la ambiente, excluyendo los datos de irradiación nula. Esto permite obtener una idea razonable de las diferencias térmicas a la que los paneles están sometidos durante un año⁶.

Asimismo, como puede verse en la figura 6.19, se incluyen los promedios totales anuales de las temperaturas mencionadas, representados con líneas punteadas. Si se comparan los incrementos relativos de estas temperaturas medias con respecto a los de las pérdidas (últimas dos columnas de la tabla 6.3), se puede constatar que existe una buena correlación entre los mismos.

⁶Cabe destacar que el modelo que determina las temperaturas de los paneles es el denominado “INOCT”, que fue presentado en la sección 4.4.2.

6.5. Planta en general

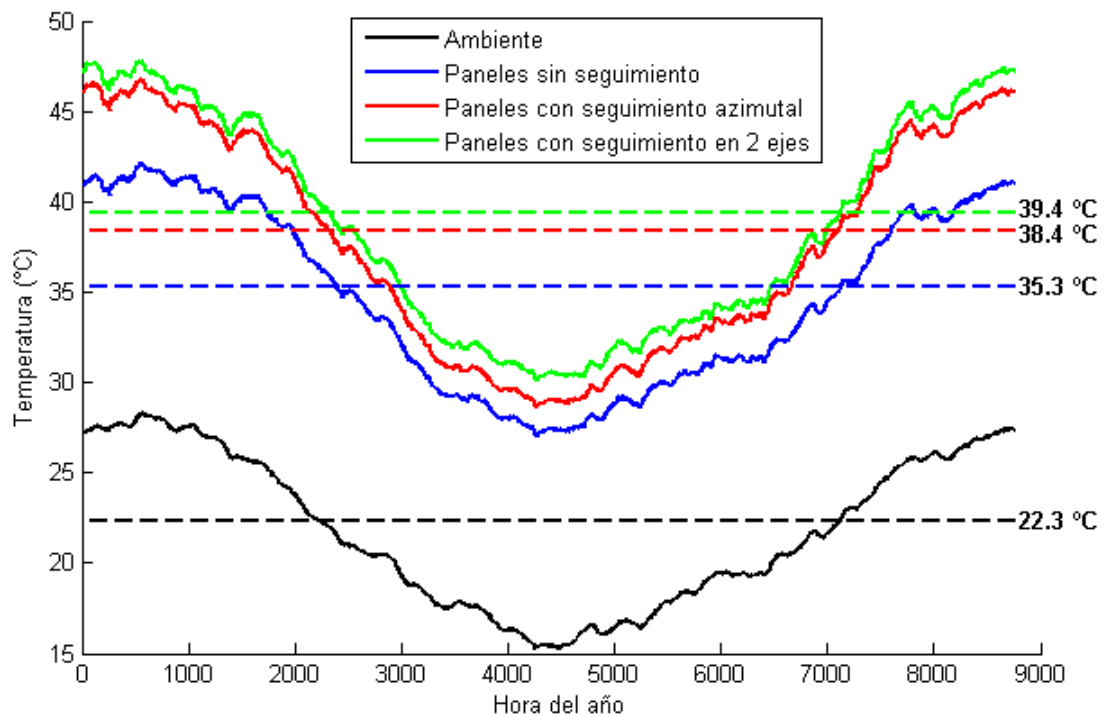


Figura 6.19: Promedios de temperatura ambiente y de los paneles en los tres casos de seguimiento considerando sólo horas con irradiación.

6.5. Planta en general

Para realizar una validación general de la planta, se puede verificar por ejemplo si el rango de trabajo del inversor elegido es acorde al rango de funcionamiento de la planta. En otras palabras, que el diseño realizado en cuanto a la cantidad de módulos en serie y paralelo a instalarse es correcto. Los tres gráficos de la figura 6.20 pretenden verificar lo antedicho para cada tipo de seguimiento. Cada uno de ellos es un histograma en tres dimensiones que muestra la dispersión de los MPP. Los ejes corresponden a la tensión de entrada del inversor y su potencia, y la tonalidad del color se traduce en una mayor densidad de puntos de funcionamiento, conforme aumenta la oscuridad⁷. Además, se indica mediante líneas punteadas los límites de tensión de entrada del inversor. El límite de potencia del inversor corresponde al fondo de escala del gráfico (12 MW).

⁷Los valores del eje de colores corresponden a la cantidad de horas en que se dio un determinado punto de funcionamiento (MPP) en el interior de un zona. Dichas zonas son visualizadas en la figura 6.20 como un píxel. Esto permite ver en términos relativos la densidad de puntos P-V en cada una de las zonas.

Capítulo 6. Validación del modelo

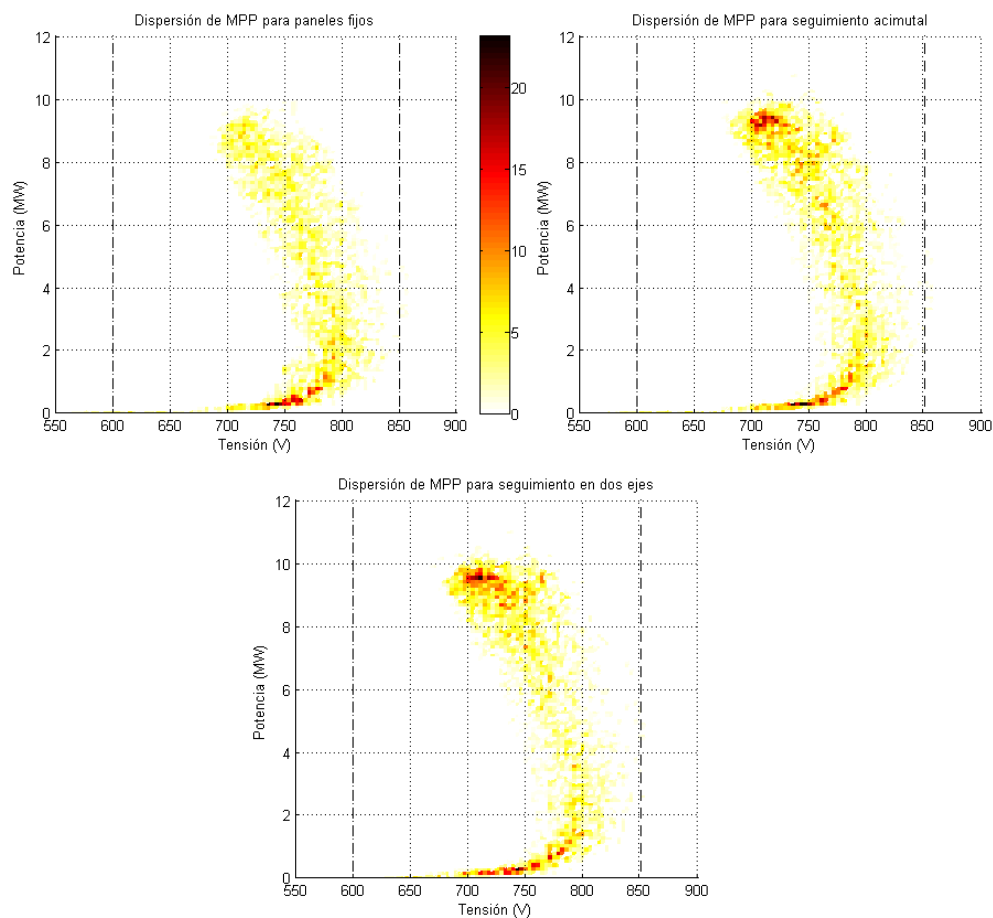


Figura 6.20: Distribución de los MPP del inversor para los tres casos de seguimiento.

De la figura 6.20 pueden destacarse algunas particularidades:

Por una parte, si se observa dónde se dan las mayores concentraciones de puntos en cada uno de los tres diagramas, puede verse una clara evolución de la potencia total generada por la planta para los casos de paneles con seguimiento frente a los fijos. Adicionalmente, si se comparan solamente los casos de seguimiento, puede notarse una mejor performance en el seguimiento en dos ejes frente al acimutal. No sólo el área de mayor concentración es levemente más extensa para el primero, sino que además dicha zona tiende a un valor más alto de potencia, para un rango de tensiones similares. Esto se traduce en una mayor energía generada.

La zona de alta concentración de puntos que se visualiza en el entorno de 0 a 1 MW de potencia, y que es común a los tres casos, tiene un fundamento vinculado a las horas de baja irradiancia⁸. Al observar nuevamente las figuras 6.17 y 6.18, se puede ver que

⁸La baja irradiancia se produce tanto a horas cercanas al amanecer o el crepúsculo, como en días de alta nubosidad.

6.5. Planta en general

las irradiancias entre 0 y 200 W/m² están ligadas a una fuerte caída de tensión, y una potencia (o corriente) muy baja. Este fenómeno tan desfavorable (e inevitable) no puede potenciarse por los beneficios del seguimiento, ya que es prácticamente independiente del mismo cuando se dan niveles muy bajos de irradiación.

También se destaca que los puntos MPP no presentan mayores desvíos en tensión con respecto a los límites del inversor (líneas punteadas). Además, los puntos que presentan tensión inferior a la mínima son de potencia prácticamente nula. Por otro lado, los que presentan una tensión superior a la máxima son muy escasos, sólo 7 en el caso de paneles fijos, 6 en el acimutal y 1 en el de dos ejes. Por lo tanto, la limitante que impone el rango de tensión de entrada del inversor tiene un peso despreciable sobre la capacidad de generación total de la planta. Esto habla de un buen diseño del dimensionado de paneles en serie a instalar en cada string (N_{ms}). Con respecto a la cantidad de módulos en paralelo (N_{mp}), también se verifica que se hizo una buena elección, dado que la potencia nunca alcanza el límite de potencia del inversor de 12 MW con los datos disponibles para realizar la simulación. Además, la potencia nominal es sobrepasada en poca medida para los casos de seguimiento en dos ejes y acimutal (menos aún en el caso fijo).

En resumen, los gráficos de la figura 6.20 aportan gran información en cuanto al comportamiento general de la planta, y relativo entre las distintas topologías. De los mismos se puede verificar un diseño adecuado, considerando que como hipótesis se cuenta con la misma cantidad de paneles, mismo N_{ms} y N_{mp} , y mismo inversor para las distintas variantes de seguimiento, a pesar de que naturalmente poseen niveles distintos de potencia pico.

Para la validación final del modelo de planta, lo ideal sería contrastar su salida con medidas de generación de energía de una planta real, localizada en Uruguay. La razón por la cual esto no se realiza es que no se disponen de medidas de energía pertenecientes al mismo período que las medidas de irradiación. Sin embargo, es posible adaptar el modelo a las características de la central fotovoltaica “Asahí”⁹ para así poder calcular la energía generada en varios años, en un nivel mensual y anual. Una vez calculados estos valores, se los puede comparar mensualmente y anualmente con los valores de generación reales, sin importar si pertenecen al mismo período que las medidas reales de energía, ya que dichos plazos se pueden considerar suficientemente largos. Los detalles de este estudio se pueden consultar en el paper [69], en el que participaron los autores del presente documento.

⁹Asahí es una planta fotovoltaica de 481,6 kWp localizada en el departamento de Salto. Está compuesta por 2240 paneles fotovoltaicos, y se encuentra conectada a la red eléctrica. Fue construida en un marco de cooperación internacional con el Gobierno de Japón, por el cual el gobierno Nacional recibió una donación. El objetivo del proyecto es el de contribuir a la promoción de las energías renovables en el país [67, 68].

Capítulo 6. Validación del modelo

En la tabla 6.4 se encuentran los valores de FP¹⁰ calculados para los distintos meses del año. Sabiendo que el FP real de la planta (en el único año de funcionamiento) resultó ser de 17,5 %, se puede concluir que el modelo no presenta grandes dispersiones con respecto a dicho valor.

Tabla 6.4: *Factores de planta de Ashaí según el modelo [69].*

	Factor de planta (%).			
	2010	2011	2012	2013
Enero	22,2	19,6	21,8	21,7
Febrero	20,1	19,0	21,1	22,2
Marzo	19,3	20,0	20,1	19,8
Abril	16,4	17,3	17,3	18,6
Mayo	11,7	14,3	14,4	11,7
Junio	10,6	11,0	12,9	11,9
Julio	12,2	13,3	15,6	13,1
Agosto	14,2	14,5	13,2	16,6
Septiembre	17,6	18,6	17,2	17,5
Octubre	20,7	19,4	19,6	20,4
Noviembre	21,8	22,6	21,8	19,7
Diciembre	21,1	21,9	19,4	21,7
Total	17,3	17,6	17,8	17,9

¹⁰Se define “factor de planta” (FP) al cociente entre la energía generada durante determinado período y la energía generada si hubiera estado a pleno todo el período. Si no se indica el período al que corresponde el FP se considera que es anual.

Capítulo 7

Resultados del modelo

En el presente capítulo se presentan algunos de los resultados obtenidos a partir del modelo diseñado. En el modelo se incorporan todas las características mencionadas en el capítulo de dimensionado y se utilizan como entrada las medidas de irradiación y temperatura correspondientes a Salto para el año 2012.

7.1. Generación mensual en el año

A partir de los resultados arrojados por el modelo, se observa la estacionalidad mensual para la planta según los distintos tipos de seguimiento.

7.1.1. Generación - paneles fijos

En la tabla 7.1 se puede observar la energía mensual, energía diaria media, potencia media y factor de planta promedio para cada mes del año. La energía generada en los meses de invierno es menor que en el resto del año. Una de las razones principales por la que sucede esto es la menor cantidad de horas de Sol que se tiene en el día de invierno en comparación con las otras épocas del año.

Para el caso de paneles fijos con una inclinación de 28° ($\beta = 28^\circ$), la energía mensual máxima generada ocurre en el mes de Enero con un total de 1994 MWh. Este valor corresponde a una potencia media de 5,36 MW con un factor de planta de 22,3 %. El mes de menor generación resulta ser Junio, con una generación de 1092 MWh. Entre los meses de menor y mayor generación existe una diferencia de aproximadamente un 77 %.

Capítulo 7. Resultados del modelo

Tabla 7.1: Resultados mensuales del modelo para paneles fijos.

Mes	$E_{mensual}$ (GWh)	$E_{diariamedia}$ (MWh)	$P_{mensualmedia}$ (MW)	FP (%)
Enero	1994	64.31	2.68	22.3
Febrero	1510	53.93	2.25	18.7
Marzo	1749	56.42	2.35	19.6
Abril	1468	48.93	2.04	17.0
Mayo	1333	42.99	1.79	14.9
Junio	1092	36.38	1.52	12.6
Julio	1426	45.99	1.92	16.0
Agosto	1155	37.26	1.55	12.9
Septiembre	1456	48.53	2.02	16.8
Octubre	1394	44.98	1.87	15.6
Noviembre	1825	60.83	2.53	21.1
Diciembre	1744	56.24	2.34	19.5

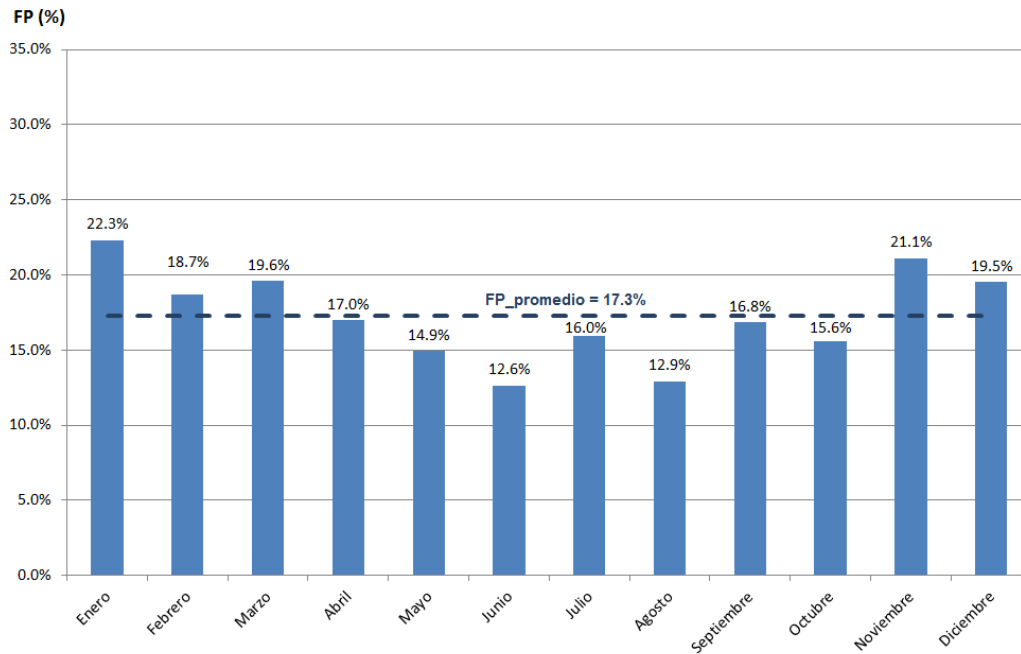


Figura 7.1: Resultado del modelo - generación mensual paneles fijos.

7.1. Generación mensual en el año

7.1.2. Generación - seguimiento en un eje

La tabla 7.2 muestra los resultados de generación para el caso de seguimiento acimutal con una inclinación de 35° . Como se muestra en el capítulo 5, variando la inclinación de los paneles (ángulo β), la energía mensual generada puede variar considerablemente.

Tabla 7.2: Resultados mensuales del modelo para seguimiento en un eje.

Mes	E_{mensual} (GWh)	$E_{\text{diaria media}}$ (MWh)	$P_{\text{mensual media}}$ (MW)	FP (%)
Enero	2707	87.31	3.64	30.3
Febrero	1935	69.10	2.88	24.0
Marzo	2130	68.72	2.86	23.9
Abril	1716	57.19	2.38	19.9
Mayo	1531	49.38	2.06	17.1
Junio	1243	41.44	1.73	14.4
Julio	1637	52.81	2.20	18.3
Agosto	1327	42.82	1.78	14.9
Septiembre	1749	58.29	2.43	20.2
Octubre	1736	55.99	2.33	19.4
Noviembre	2436	81.20	3.38	28.2
Diciembre	2379	76.74	3.20	26.6

También en este caso el mes de mayor generación es Enero. Como era predecible, el valor de energía es mayor que en el caso de paneles fijos. La energía máxima mensual es de 2707 MWh, llegando a un factor de planta de 30,3 %, siendo un 35,8 % mayor que en el caso de paneles fijos. La menor energía mensual generada, al igual que en el caso de paneles fijos, se da en el mes de Julio (1243 MWh). Para el mes de menor generación, la diferencia es de solamente un 13,8 %, bastante menor que para los meses de mayor generación. Para este tipo de configuración, la energía obtenida en el mes de mayor generación resulta ser 110 % superior al de menor generación.

Capítulo 7. Resultados del modelo

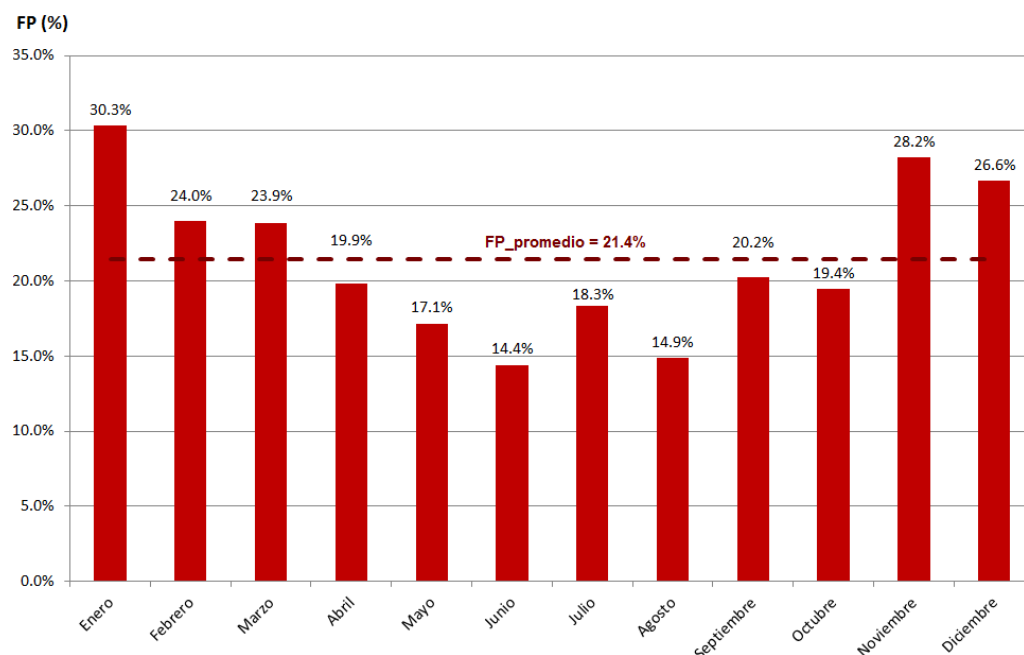


Figura 7.2: Resultado del modelo - generación mensual seguimiento un eje.

Generación - seguimiento en dos ejes

Los resultados que se plasman en la tabla 7.3 corresponden al caso de seguimiento en dos ejes. Vale la pena recordar que el seguimiento utilizado no es en dos ejes totalmente libres, sino que el ángulo de inclinación máximo se topea en 70 °. Si esto no fuera así se podrían conseguir valores de energía generada aún mayores.

Tabla 7.3: Resultados mensuales del modelo para seguimiento en dos ejes.

Mes	E_{mensual} (GWh)	$E_{\text{diaria media}}$ (MWh)	$P_{\text{mensual media}}$ (MW)	FP (%)
Enero	2888	93.18	3.88	32.4
Febrero	2056	73.43	3.06	25.5
Marzo	2258	72.83	3.03	25.3
Abril	1838	61.28	2.55	21.3
Mayo	1682	54.26	2.26	18.8
Junio	1388	46.28	1.93	16.1
Julio	1838	59.30	2.47	20.6
Agosto	1424	45.93	1.91	15.9
Septiembre	1863	62.10	2.59	21.6
Octubre	1833	59.13	2.46	20.5
Noviembre	2597	86.58	3.61	30.1
Diciembre	2545	82.10	3.42	28.5

7.1. Generación mensual en el año

Al igual que en los casos de paneles fijos y seguimiento acimutal, el máximo de energía mensual generada se da en Enero, siendo 2888 GWh ($FP = 32,4\%$). A diferencia de las configuraciones con paneles fijos y seguimiento acimutal, el mes de menor energía generada no es Junio, sino Agosto, con un FP de 15,9 %.

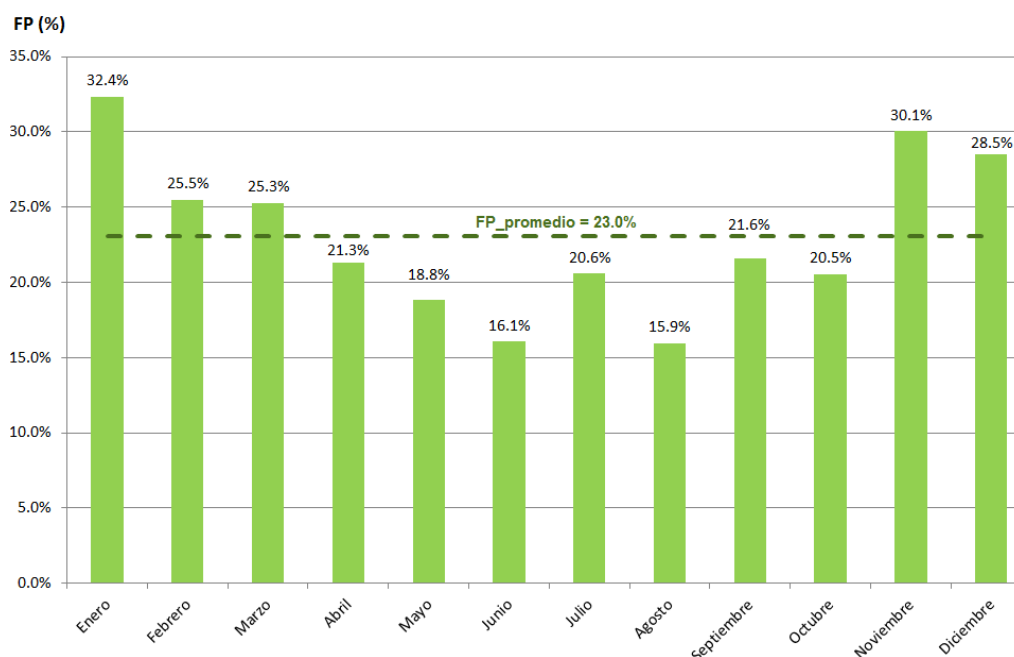


Figura 7.3: Resultado del modelo - generación mensual seguimiento dos ejes.

7.1.3. Comparación

En la tabla 7.4 se encuentran los valores de energía mensual generada para las tres configuraciones.

Se ilustra el factor de planta a lo largo del año graficando el promedio móvil con un período de dos meses para poder observar la estacionalidad del parámetro. Graficar el promedio móvil resulta útil para observar dicha estacionalidad. Si no se realiza de esta manera, no se podrían apreciar los valores debido a la gran dispersión que presentan frente a días en condiciones diferentes (irradiación, temperatura, etc.).

Capítulo 7. Resultados del modelo

Tabla 7.4: *Energía mensual generada para los tres tipos de seguimiento.*

Mes	Fijo (MWh)	Un eje (MWh)	Dos ejes (MWh)
Enero	1994	2707	2888
Febrero	1510	1935	2056
Marzo	1749	2130	2258
Abril	1468	1716	1838
Mayo	1333	1531	1682
Junio	1092	1243	1388
Julio	1426	1637	1838
Agosto	1155	1327	1424
Septiembre	1456	1749	1863
Octubre	1394	1736	1833
Noviembre	1825	2436	2597
Diciembre	1744	2379	2545

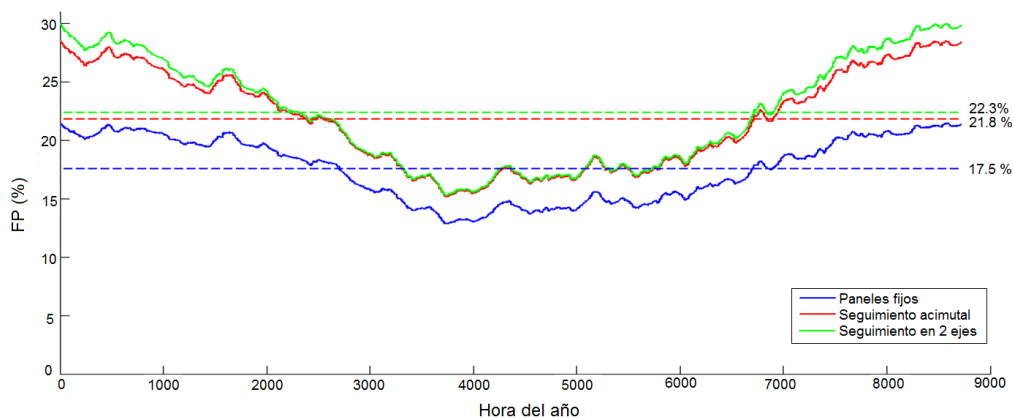


Figura 7.4: *Factor de planta móvil en un año para las distintas configuraciones de planta.*

7.2. Generación anual

En la tabla 7.5 se detallan los valores de generación que arroja el modelo para las distintas configuraciones estudiadas. Estos valores corresponden al primer año de puesta en servicio de la planta.

Tabla 7.5: Valores de generación - primer año

Tipo de Seguimiento	E_{anual} (GWh)	$E_{diaria\ media}$ (MWh)	P_{media} (MW)	FP (%)
Paneles Fijos	18.14	49.73	2.07	17.3
Un eje acimutal	22.53	61.75	2.57	21.4
Dos ejes	24.21	66.37	2.77	23.0

En la gráfica de la figura 7.5 se puede observar las diferencias existentes entre los FP promedio, en un período de un año, para las tres configuraciones.

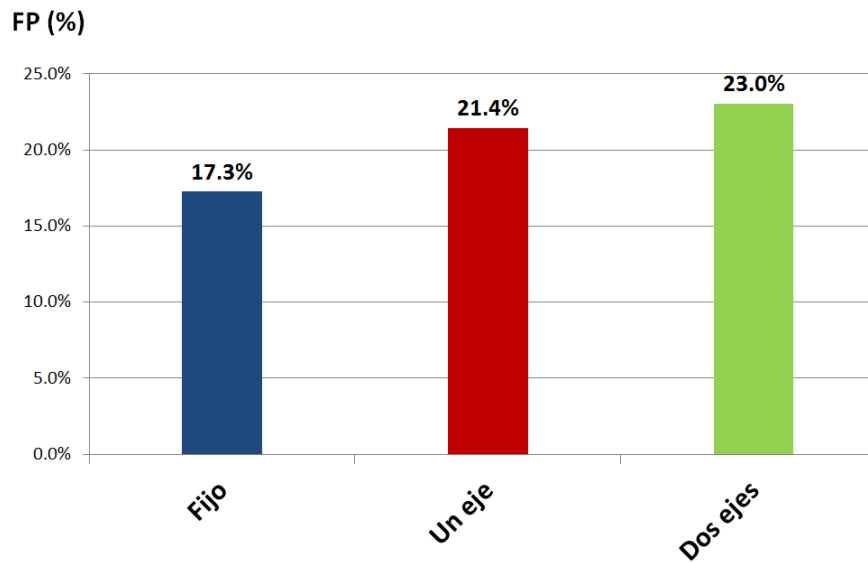


Figura 7.5: Comparación FP_{anual} .

7.3. Generación - largo plazo

Como se comentó anteriormente, la degradación anual de los paneles tiene un impacto directo en la generación de la planta. Este impacto se observa en la tabla 7.6 y en la gráfica 7.6.

Tabla 7.6: *Producción de la planta durante 25 años para los 3 tipos de seguimiento.*

Año	Fijo (GWh)	Un eje (GWh)	Dos ejes (GWh)
1	18.14	22.53	24.21
2	18.01	22.36	24.04
3	17.88	22.20	23.86
4	17.75	22.04	23.69
5	17.62	21.88	23.52
6	17.49	21.72	23.34
7	17.36	21.56	23.17
8	17.23	21.40	23.00
9	17.10	21.23	22.82
10	16.97	21.07	22.65
11	16.84	20.91	22.48
12	16.71	20.75	22.30
13	16.58	20.59	22.13
14	16.45	20.43	21.96
15	16.32	20.26	21.78
16	16.19	20.10	21.61
17	16.06	19.94	21.43
18	15.93	19.78	21.26
19	15.80	19.62	21.09
20	15.67	19.46	20.91
21	15.54	19.29	20.74
22	15.41	19.13	20.57
23	15.28	18.97	20.39
24	15.15	18.81	20.22
25	15.02	18.65	20.04
26	14.89	18.49	19.87
27	14.76	18.32	19.70
28	14.63	18.16	19.52
29	14.50	18.00	19.35
30	14.36	17.84	19.18

7.3. Generación - largo plazo

En este trabajo, por falta de datos, se utiliza la misma serie de irradiación y temperatura para todos los años. Por este motivo, la variación que se observa año a año para las distintas configuraciones de planta se debe únicamente a la degradación de los paneles.¹

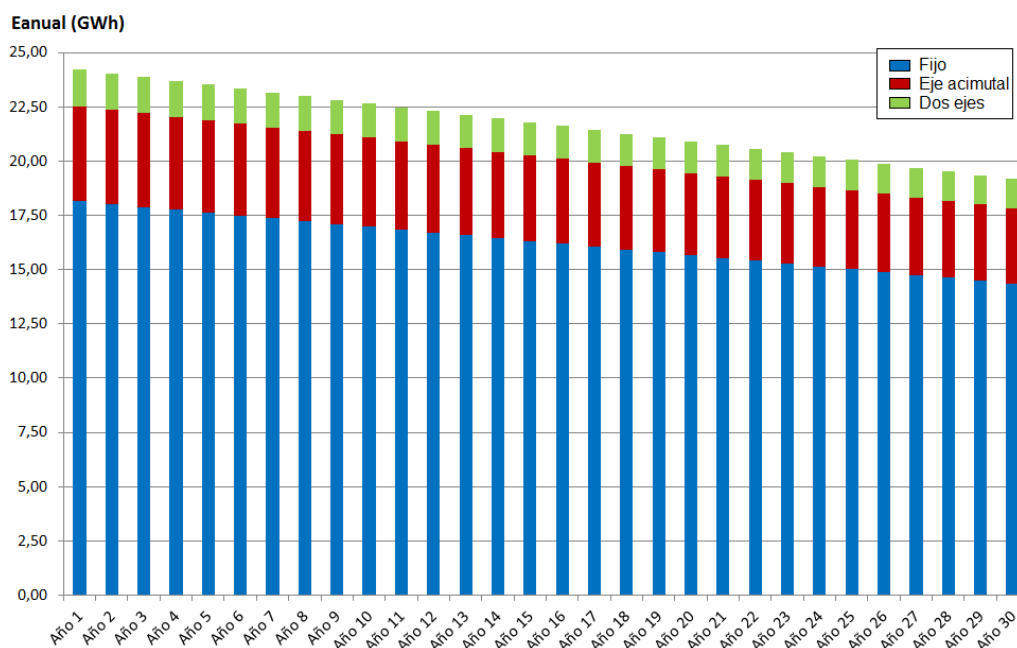


Figura 7.6: Energía anual considerando la degradación de los paneles.

La reducción de energía generada por degradación anual en el modelo construido implica una reducción mayor al 21 % en el año 30, el último año a considerar para este estudio. Este decaimiento, para el caso de la planta con seguidor en dos ejes, es mayor a 5000 MWh, un valor no despreciable para una planta de 12 MWp. Se verifica que modelar la degradación anual de los paneles resulta indispensable en un estudio a largo plazo.

¹Durante el transcurso del proyecto se realizó el ya mencionado paper [69], donde sí se probó el modelo con medidas de irradiación diferentes para cada año arrojando valores razonables. Esos valores fueron estimados usando datos satelitales.

7.4. Pérdidas

En la presente sección se detallan los valores de las pérdidas consideradas por el modelo. En la tabla 7.7 se exponen los valores porcentuales correspondientes a cada pérdida.

Tabla 7.7: Factores de pérdida a la salida del modelo.

Factor de pérdidas		Valor (%)		
		Fijo	Un eje	Dos Ejes
Pérdidas ópticas	Sombreado	2,0	2,0	2,0
	Suciedad	3,0	3,0	3,0
	Reflectancia angular	3,0	1,5	0
Pérdidas en módulo FV	Mismatch	5,0	5,0	5,0
	Temperatura de celda*	6,9	8,0	8,5
	Eficiencia módulos	3,0	3,0	3,0
Pérdidas eléctricas	Pérdidas en cables DC*	0,24	0,32	0,33
	Inversor	1,5	1,5	1,5
	Pérdidas en cables AC*	0,06	0,09	0,11
	Transformador	1,0	1,0	1,0

* Calculadas por el modelo

En la gráfica de la figura 7.7 se observa en el caso de paneles fijos la proporción de cada tipo de pérdida sobre el total de generación. Las mayores pérdidas son las ocasionadas por la temperatura de funcionamiento de las celdas. Estas corresponden al 6,9 %. En cambio, para el caso de seguidores acimutales y en dos ejes, este valor se acentúa, valiendo 8,0 % y 8,5 % respectivamente.

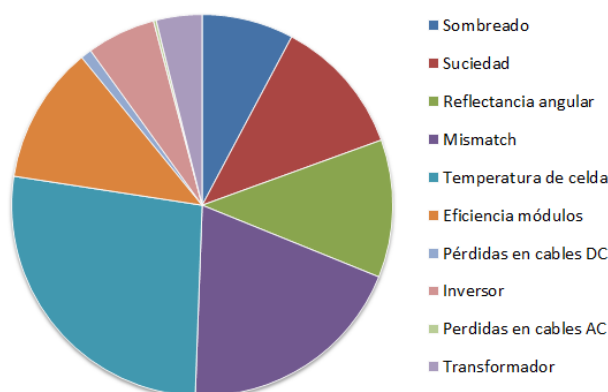


Figura 7.7: Pérdidas caso paneles fijos.

7.4.1. Performance ratio (PR)

El Performance Ratio (PR) es un parámetro que se define como el cociente entre la energía generada por el sistema y la que generaría sin ningún tipo de pérdidas, a temperatura STC, durante un período determinado. La ventaja que tiene este parámetro es que permite medir el rendimiento de una instalación independientemente de la irradiación.

La tabla 7.8 muestra el PR de cada planta estudiada, siendo este valor muy similar sin importar el tipo de seguimiento. Esto no se debe interpretar como que el uso de seguidores no aumenta el rendimiento, sino como que la proporción de pérdidas en la energía generada es similar. Donde sí se refleja el aumento de rendimiento, es en la ganancia de irradiación incidente que aportan los paneles con seguidor respecto de los fijos. Esto es justamente lo que no refleja el PR de una instalación. El hecho de que la planta con seguimiento en dos ejes es la que posee mejor performance, se debe a que a pesar de poseer más pérdidas por cableado y temperatura, cuenta con menos pérdidas por reflectancia angular, ya que las superficies se encuentran normales a la dirección Tierra-Sol por más tiempo.

Tabla 7.8: *Performance Ratio de cada planta.*

PR		
Fijo	Un eje	Dos Ejes
0,77	0,77	0,78

En la figura 7.8 se presenta un diagrama donde se puede observar cómo la energía generada en los paneles se va reduciendo producto de las diversas pérdidas, hasta llegar a la energía entregada a la Red. Este diagrama fue realizado con los valores correspondientes a la configuración de planta con paneles fijos.

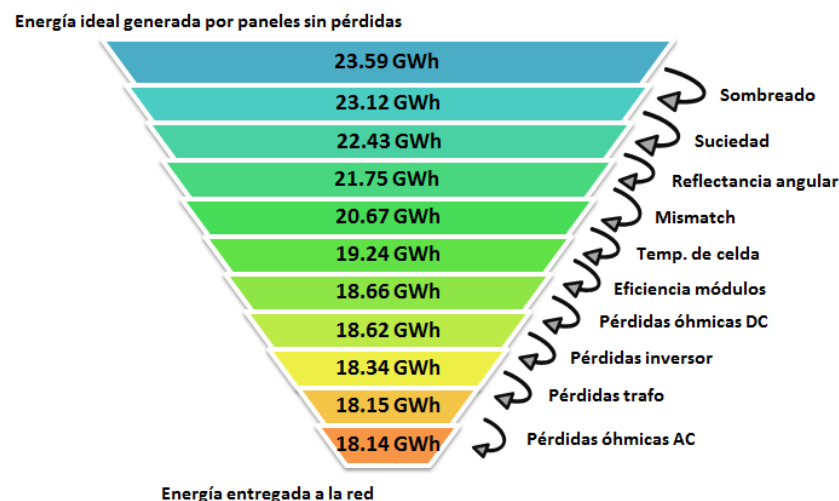


Figura 7.8: *Diagrama de pérdidas.*

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 8

Introducción al análisis económico

En el presente capítulo se evalúa la viabilidad de plantas de generación fotovoltaica de 10 MW en nuestro país y el eventual uso de seguidores solares en estas. Para esto es necesario realizar un estudio económico financiero, por lo que se introducen criterios comúnmente utilizados para la evaluación financiera de proyectos. También se detallan las hipótesis y condiciones a tomar en cuenta a la hora de realizar dicho estudio.

8.1. Criterios de evaluación financiera

Los criterios que se utilizarán para realizar la evaluación financiera del proyecto son los de VAN y TIR.

VAN - Valor Actual Neto

Es la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial [72].

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+k)^i} - I_0 \quad (8.1)$$

donde:

- FC_i : Flujo de caja en el periodo i
- I_0 : Inversión inicial
- k : Tipo de interés (*tasa de actualización o coste de oportunidad*)
- n : Cantidad de periodos

Si se cumple que $VAN > 0$, el proyecto generará ganancias por encima de la rentabilidad exigida, de lo contrario el proyecto no es rentable.

TIR - Tasa Interna de Retorno

Es la tasa de actualización efectiva que hace que el valor actual neto de todos los flujos de caja de una determinada inversión sea igual a cero.

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1 + TIR)^i} - I_0 = 0 \quad (8.2)$$

El TIR mide la capacidad que tiene el proyecto de retornar la inversión, por lo que se utiliza comúnmente para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. El criterio de la TIR dictamina que si el costo de oportunidad del capital es menor que la TIR del proyecto, es conveniente invertir en el mismo [73].

8.2. Hipótesis consideradas en el estudio económico

El presente estudio económico tomará como caso base el contexto actual uruguayo de los generadores fotovoltaicos, teniendo en cuenta las condiciones del contrato vigente de compraventa de energía eléctrica establecido por UTE (detallado en Apéndice F) y los precios estándar del mercado. Las hipótesis consideradas se detallan a continuación:

- El generador queda eximido del pago de cargos por el uso de las redes de distribución y transmisión.
- El 100 % del costo total de la inversión corresponde a conceptos amortizables a 30 años.
- La energía generada en cada tipo de planta será la que resulte de la salida del modelo computacional diseñado, teniendo como entrada los datos de radiación solar y temperatura brindados por el LES y el INIA.
- No se consideran ingresos asociados a un proyecto MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio).
- La tasa de Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE) es de 25 %. En el marco de la Ley 16.906 de Promoción de Inversiones y el decreto reglamentario N° 354/009, los proyectos de generación de energía eléctrica de fuente renovable no tradicional son beneficiarios de una exoneración del IRAE:
 - 90 % de la renta entre la fecha de inicio de aplicación del beneficio y el 31/12/2017.
 - 60 % de la renta entre el 1/01/2018 y el 31/12/2020.
 - 40 % de la renta entre el 1/01/2021 y el 31/12/2023.

8.3. Costo de inversión

Por otra parte, existe la posibilidad, según el decreto 02/012, Ley 16.906, de obtener una exoneración del 60 % del IRAE por un plazo de entre 12 y 14 años [74]. Se evaluaron ambas opciones, resultando la última la más rentable y la que se aplica en el estudio económico.

- Se exonera el IVA e Impuestos al Patrimonio de los distintos bienes y servicios invertidos, a través del decreto 02/012, Ley 16.906 [74].
- Se exoneran Tasas y tributos a la importación de bienes declarados no competitivos de la industria nacional por la DNI del MIEM.
- El componente nacional de la inversión alcanza el 20 %, correspondiendo:
 - 10 % a obra civil.
 - 5 % a estudios técnicos y transporte.
 - 5 % a transformadores, cableado y estructuras.
- Se asume que la fecha del acta de habilitación es el 31 de mayo del 2014.
- Las variaciones del Índice de Precios al Productor de EEUU (PPI), se consideran constantes e iguales a 2,5 % anual¹. Este valor surge de realizar el promedio de las variaciones del PPI en los últimos veinte años.
- Se estudian tres posibles formas de afrontar el costo de inversión inicial:
 - 100 % de fondos propios.
 - 60 % de fondos propios y 40 % de financiación a 12 años, con una tasa del 5 % efectiva anual de interés.
 - 30 % de fondos propios y 70 % de financiación a 12 años, con una tasa del 5 % efectiva anual de interés.
- Para el cálculo del VAN se considera una tasa de actualización del 8 %.

8.3. Costo de inversión

Para el cálculo de los costos de inversión, fue realizado un estudio de mercado donde se consultaron empresas del medio local e internacional, con el fin de obtener precios de referencia de materiales y servicios cercanos a los que rigen en la actualidad para la instalación de plantas fotovoltaicas de gran porte en el Uruguay.

¹El índice de precios a la producción mide el cambio medio en los precios que experimenta un productor en un cierto país para las materias primas y energía, usados en la producción de bienes materiales. El que se aplica en este trabajo es el de Estados Unidos, categoría bienes finales (serie WPUSOP3000) elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de dicho país [75].

Capítulo 8. Introducción al análisis económico

Algunos de los precios obtenidos varían según las empresas consultadas, mientras que otros se mantienen constantes a nivel mundial. Esta característica del mercado internacional hace que no sea posible garantizar que el costo de inversión calculado en este trabajo sea el que más se adecue a la situación actual en el país. Habiendo aclarado este punto, se procede a detallar el costo de inversión, el cual juega un papel clave a la hora de realizar la evaluación financiera. Los precios presentados son CIF (Puerto de Montevideo), en el caso que corresponda.

Tabla 8.1: *Costo de inversión para planta de paneles fijos*

Costo inversión planta paneles fijos	
Elemento	USD/W_p
Módulos fotovoltaicos	0,550
Bloque inversor con trafo BT/MT	0,150
Cableado	0,069
Cajas de conexión	0,007
Estructuras para paneles	0,150
SSAA	0,004
Puesto de conexión y medida	0,083
Obra civil y montaje	0,300
Transporte (puerto-predio)	0,011
Otros gastos	0,150
TOTAL	1,474

Tabla 8.2: *Costo de inversión para planta con seguidores de un eje acimutal*

Costo inversión planta seguidor acimutal	
Elemento	USD/W_p
Módulos fotovoltaicos	0,550
Bloque inversor con trafo BT/MT	0,150
Cableado	0,083
Cajas de conexión	0,007
Estructuras con seguidor	0,750
SSAA	0,004
Puesto de conexión y medida	0,083
Obra civil y montaje	0,400
Transporte (puerto-predio)	0,016
Otros gastos	0,150
TOTAL	2,194

8.3. Costo de inversión

Tabla 8.3: Costo de inversión para planta con seguidores de dos ejes

Costo inversión planta seguidor dos ejes	
Elemento	USD/Wp
Módulos fotovoltaicos	0,550
Bloque inversor con trafo BT/MT	0,150
Cableado	0,105
Cajas de conexión	0,007
Estructuras para paneles	1,100
SSAA	0,004
Puesto de conexión y medida	0,083
Obra civil y montaje	0,500
Transporte (puerto-predio)	0,050
Otros gastos	0,150
TOTAL	2,699

En la gráfica de la figura 8.1 se puede observar la diferencia existente en costos de inversión según el tipo de seguimiento y su motivo. Es claro que la diferencia de costo principal es ocasionada por el mecanismo de seguimiento en el caso de las configuraciones en un eje acimutal y dos ejes.

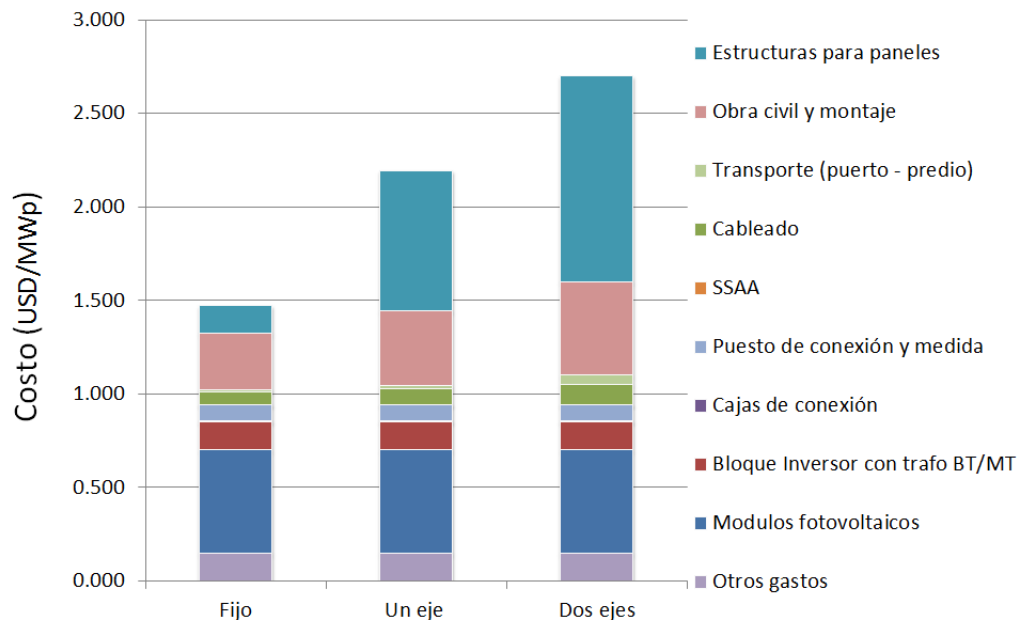


Figura 8.1: Distribución de costos según configuración de planta.

8.4. Costo de operación y mantenimiento

Para asegurar el correcto funcionamiento de una planta fotovoltaica es necesario realizar un mantenimiento constante, tanto preventivo como correctivo en el caso de ser necesario. En el caso de planta de paneles fijos, el mantenimiento es mas simple que en aquellas que cuentan con seguidores. Esta diferencia se da principalmente por el mantenimiento que requieren los motores de las plantas que cuentan con seguidores solares.

Para estimar el costo de O&M, nuevamente se consultaron empresas del medio local e internacional. En el caso de paneles fijos, las empresas locales coinciden en el precio presentado en la tabla 8.4, mientras que para el caso de seguidores, al no contar con experiencia local, se estima a partir de datos de referencia brindados por empresas extranjeras, por lo tanto podría no coincidir con la realidad de nuestro país.

Se considera que los costos de O&M estimados para cada tipo de planta, se ajustan anualmente según un factor de 3,5 %, compuesto por el PPI (estimado en un 2,5 %), y la inflación local anual (estimada en un 1 %).

Tabla 8.4: *Costo de operación y mantenimiento.*

Costo operación y mantenimiento	
Tipo de planta	USD/Wp/anual
Paneles fijos	0,010
Seguidor de eje acimutal	0,020
Seguidor en dos ejes	0,025

8.5. Arrendamiento de terreno

El terreno a arrendar debe estar ubicado lo más cercano posible a los puntos de conexión de la red de UTE de media tensión (31,5 kV), definidos dentro de la convocatoria de contratos especiales de compraventa de energía para este tipo de generación. De este modo, se evita la construcción de una línea de media tensión entre el parque fotovoltaico y la red de UTE, con costos a cargo del generador. En este estudio se considera que la ubicación del terreno a arrendar es tal que no se necesita la construcción de dicha línea de media tensión.

Los costos de arrendamiento de terreno oscilan entre 300 USD/ha y 2000 USD/ha por año. Esta variación se debe a las propiedades del suelo del terreno. Si es apto para agricultura, entonces tendrá un costo elevado, entre 1000 y 2000 USD/ha por año. En cambio, si el terreno es utilizado para ganadería extensiva, su costo es menor, entre 300 y 800 USD/ha por año.

8.6. Tasa DNC y URSEA

Para este estudio se considera que el arrendamiento de terreno tiene un costo anual de 500 USD/ha, con un ajuste según las variaciones del Índice de Precios al Productor de EEUU, estimado en un 2,5 % anual. A su vez, se realiza un estudio de sensibilidad de la rentabilidad del proyecto en función de este parámetro.

En la tabla 8.5 se muestran las hectáreas que ocupa cada planta y el costo anual que genera.

Tabla 8.5: *Costo anual de arrendamiento de terreno.*

Costo anual de arrendamiento de terreno		
Tipo de planta	Superficie (ha)	Costo anual (USD)
Paneles fijos	24,5	12250
Seguidor de eje acimutal	40,1	20050
Seguidor en dos ejes	55,3	27650

8.6. Tasa DNC y URSEA

Según el decreto N° 395/007, el monto de la Tasa del Despacho Nacional de Cargas (DNC) actualizado al año 2014 es de \$ 4,013 MWh [77].

En el decreto 544/003 se establece que la Tasa de Control del Marco Regulatorio de Energía y Agua (URSEA) será de 0,02 % de la energía generada [78].

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 9

Análisis económico

En el presente capítulo se analizan los aspectos económicos y financieros fundamentales para la realización de un proyecto de generación fotovoltaica, con el propósito de evaluar su viabilidad y la conveniencia de la posible inversión. Se realiza un análisis de sensibilidad de las siguientes variables del proyecto:

- Financiamiento de la inversión.
- Costo de inversión.
- Precio de energía.
- Fecha del acta de habilitación.
- Costo de operación y mantenimiento.
- Precio de arrendamiento de terreno.

Antes de comenzar el análisis, es pertinente aclarar que este estudio se realiza con fines meramente académicos. Los precios presentados para los componentes de la planta representan un estimativo de los precios reales que se manejan en el mercado actual, por lo que estos pueden tener diferencias con los valores reales. Por otra parte, la energía generada por la planta se obtiene a partir del modelo computacional mencionado en el capítulo 4, el cual tiene como entradas valores de temperatura e irradiación correspondientes al año 2012. Este año podría no ser representativo en cuanto a condiciones del país, por lo tanto los resultados obtenidos tampoco lo serán. En definitiva, el objetivo de este análisis es mostrar una aplicación de la herramienta desarrollada que, con las entradas adecuadas (costos, irradiación, temperatura) permita obtener resultados acordes con la realidad.

9.1. Financiamiento de la inversión

Se estudian dos posibles formas de manejar el capital necesario para la inversión inicial del proyecto. Una de ellas consiste en utilizar fondos propios para total de inversión, y la otra en recurrir a un préstamo en dólares que financie parte del total. Por las características de este tipo de proyecto, es posible acceder a préstamos de 12 años con tasas de interés del 5 %. Se analizan los casos de financiamiento de 40 % y 70 % de la inversión inicial, obteniendo los resultados expuestos en la tabla 9.1.

Tabla 9.1: *TIR para distintas formas de afrontar el costo de inversión.*

	Fondos propios	40 %	70 %
TIR - Fijos	8, 37 %	9, 23 %	10, 34 %
TIR - Un eje	6, 14 %	6, 29 %	6, 75 %
TIR - Dos ejes	4, 81 %	4, 80 %	4, 79 %

La tabla 9.1 revela que es conveniente utilizar financiamiento en los casos de planta de paneles fijos y de seguidor de un eje acimutal. Esto se debe a que la TIR de estos proyectos con fondos propios es mayor a la tasa de interés del préstamo. En general, para cualquier tipo de proyecto, siempre que esto suceda convendrá recurrir a préstamos para financiar el costo de inversión inicial. Este fenómeno es conocido en finanzas como *apalancamiento financiero*.

El VAN resultante, para los tres casos de estudio, considerando un préstamo del 70 % se muestra en la tabla 9.2. Estos valores están calculados a una tasa de actualización del 8 %. Se puede ver que el VAN de las plantas con seguidores es negativo, lo cual implica que el proyecto no es rentable bajo las hipótesis consideradas.

Tabla 9.2: *VAN de cada proyecto*

VAN - Fijos	USD 2.274.622
VAN - Un eje	-USD 1.821.586
VAN - Dos ejes	-USD 5.738.663

A partir de este resultado y considerando que los proyectos de este tipo tienen acceso a financiaciones como las presentadas anteriormente, se considera de ahora en adelante que se financia el 70 % del costo de inversión inicial.

Cuotas de financiación

Según la tabla 9.1, financiar el 70 % del total de la inversión es la opción más conveniente para los casos de planta con paneles fijos y seguidor acimutal. En las tablas 9.3 y

9.1. Financiamiento de la inversión

9.4 se detallan los resultados del cálculo de la cuota que implica esta financiación.

Planta de paneles fijos

Tabla 9.3: *Características del préstamo 70 % inversión - paneles fijos (valores en USD).*

Año	Préstamo	Amortización	Intereses s/saldo	Impuestos s/saldo	Saldo préstamo
0	12.381.600				12.381.600
1		1.031.800	619.080	49.526	11.349.800
2		1.031.800	567.490	45.399	10.318.000
3		1.031.800	515.900	41.272	9.286.200
4		1.031.800	464.310	37.145	8.254.400
5		1.031.800	412.720	33.018	7.222.600
6		1.031.800	361.130	28.890	6.190.800
7		1.031.800	309.540	24.763	5.159.000
8		1.031.800	257.950	20.636	4.127.200
9		1.031.800	206.360	16.509	3.095.400
10		1.031.800	154.770	12.382	2.063.600
11		1.031.800	103.180	8.254	1.031.800
12		1.031.800	51.590	4.127	0

Planta con seguidores de un eje acimutal

Tabla 9.4: *Características del préstamo 70 % inversión - seguidor un eje acimutal (valores en USD).*

Año	Préstamo	Amortización	Intereses s/saldo	Impuestos s/saldo	Saldo préstamo
0	18.480.000				18.480.000
1		1.540.000	924.000	73.920	16.940.000
2		1.540.000	847.000	67.760	15.400.000
3		1.540.000	770.000	61.600	13.860.000
4		1.540.000	693.000	55.440	12.320.000
5		1.540.000	616.000	49.280	10.780.000
6		1.540.000	539.000	43.120	9.240.000
7		1.540.000	462.000	36.960	7.700.000
8		1.540.000	385.000	30.800	6.160.000
9		1.540.000	308.000	24.640	4.620.000
10		1.540.000	231.000	18.480	3.080.000
11		1.540.000	154.000	12.320	1.540.000
12		1.540.000	77.000	6.160	0

Para el caso de la planta con seguidores en dos ejes, no es relevante calcular las cuotas ya que no es conveniente acceder a un préstamo.

9.2. Costo de inversión

En el gráfico de la figura 9.1 se muestra la variación de la TIR con respecto al costo de inversión para los tres tipos de planta estudiados. Vale la pena recordar que los valores hallados en el estudio inicial se encuentran cercanos a 1,5 USD/Wp, 2,2 USD/Wp y 2,7 USD/Wp, para las configuraciones de paneles fijos, con seguimiento acimutal y con seguimiento en dos ejes respectivamente. Se observa que a igual costo de inversión, existe una diferencia de aproximadamente 3 puntos porcentuales entre la TIR de planta de paneles fijos y las que utilizan seguidores solares. Esto se debe al aumento de energía que aporta el uso de seguidores, un 24 % en un eje y 33 % en el caso de dos ejes. Por otra parte, si se comparan las curvas de los seguidores, se nota que no existe gran diferencia entre ellas. En este caso, no existe una gran diferencia en la generación de energía, la cual es de aproximadamente un 7,5 %, y al utilizar seguidores de dos ejes aumentan los costos de arrendamiento y de O&M. Esto hace que las dos curvas se encuentren próximas entre sí.

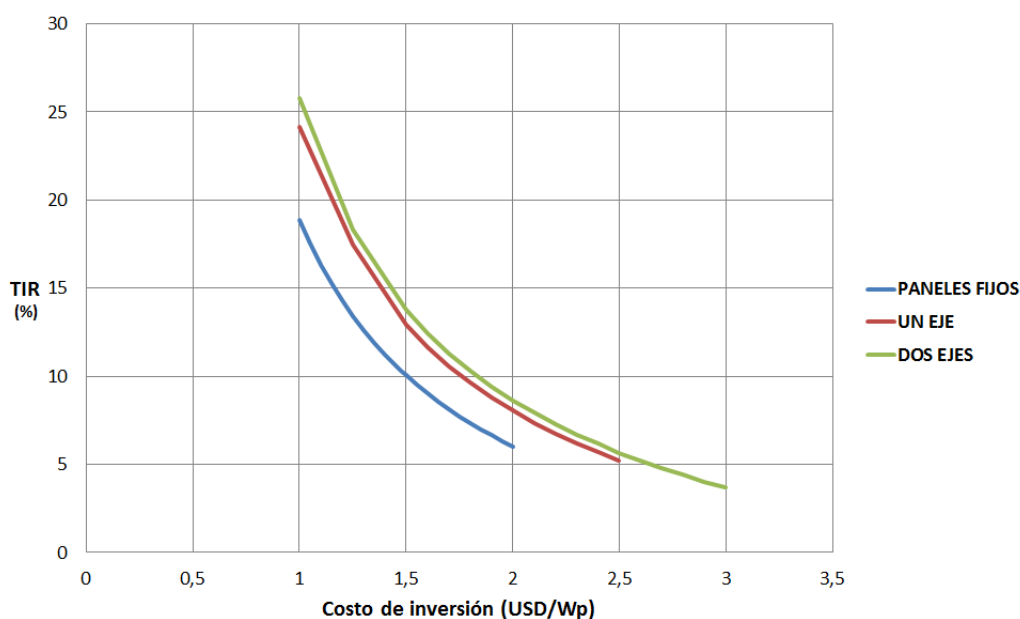


Figura 9.1: Sensibilidad con respecto al costo de inversión.

Otro aspecto interesante a destacar es que el costo de inversión en la planta de seguidores acimutales que iguala la TIR de planta de paneles fijos (10,34 %) es de 1,72 USD/Wp, y en el caso de plantas de seguidores de dos ejes es de 1,79 USD/Wp.

9.3. Precio de la energía

Al variar el precio de energía, se observa que no existe precio en que el uso de seguidores solares sea más rentable frente a los paneles fijos. La curva de la TIR en función del precio de energía para el caso de paneles fijos, supera a la curva de los seguidores, como se muestra en el gráfico de la figura 9.2. Incluso para valores de energía del orden de los 400 USD/MWh, también se sigue cumpliendo lo anterior¹. También se destaca que el precio de energía en el cual la planta con seguidores acimutales llega a una TIR del 10 %, es un valor cercano a los 110 USD/MWh. En el caso de planta con seguidores en dos ejes, este precio de energía se encuentra en torno a los 130 USD/MWh.

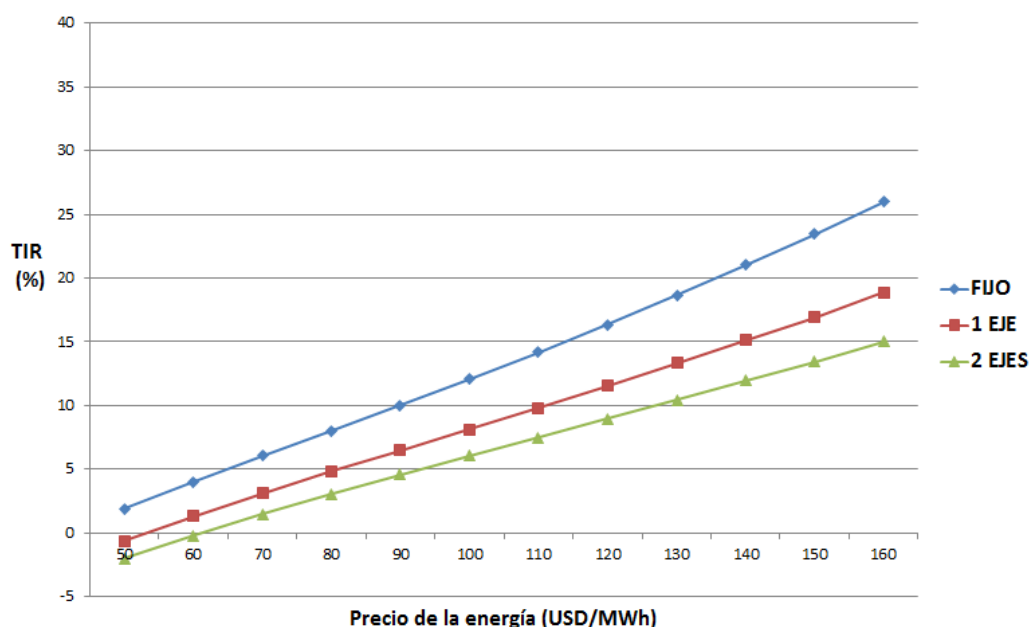


Figura 9.2: Sensibilidades con respecto al precio de la energía.

9.4. Fecha del acta de habilitación

Uno de los parámetros que ajusta el precio de la energía es la cantidad de días corridos entre el 31 de mayo de 2014 y la fecha del acta de habilitación, como se describe en el Anexo F. En la tabla 9.5 se muestra el precio de energía según dicha fecha, y en la tabla 9.6 se muestra la TIR correspondiente para cada proyecto. En todos los casos se aprecia que la TIR disminuye entre un 0,7 % y un 1 % entre el inicio y el final del periodo.

¹Dicho valor es incluso superior al costo variable de la máquina térmica más cara del Sistema Eléctrico Uruguayo [79].

Capítulo 9. Análisis económico

Tabla 9.5: *Precio de la energía según fecha del acta de habilitación*

Fecha del acta de habilitación	Precio de la energía (USD/MWh)
01/06/2014	91,50
01/12/2014	89,04
31/05/2015	86,61

Tabla 9.6: *TIR según fecha del acta de habilitación*

	01/06/2014	01/12/2014	31/05/2015
TIR - Fijos	10,34 %	9,84 %	9,35 %
TIR - Un eje	6,75 %	6,34 %	5,94 %
TIR - Dos ejes	4,79 %	4,43 %	4,06 %

9.5. Costo de operación y mantenimiento

En esta sección se estudia la sensibilidad de los proyectos con seguidores solares con respecto a su costo de operación y mantenimiento.

Tabla 9.7: *TIR según costo de operación y mantenimiento*

USD/anual	25000	20000	15000	10000
TIR - Un eje	6,23 %	6,75 %	7,27 %	7,78 %
TIR - Dos ejes	4,79 %	5,22 %	5,65 %	6,07 %

A partir de los valores de la tabla 9.7, se puede destacar que si el costo de O&M disminuye a la mitad, la TIR en ambos casos aumenta alrededor de un 15 %. Por lo tanto, es un parámetro a considerar a la hora de realizar un proyecto.

9.6. Arrendamiento de terreno

Como se mencionó anteriormente, los precios de arrendamiento de terreno en Uruguay oscilan entre 300 USD/ha y 2000 USD/ha por año. Por esto es pertinente realizar un estudio de sensibilidad con respecto a esta variable.

9.7. Flujos de caja acumulados

Tabla 9.8: TIR según costo de arrendamiento de terreno

(USD/año)	300	500	1000	1500	2000
TIR - Fijos	10,39 %	10,34 %	10,20 %	10,05 %	9,91 %
TIR - Un eje	6,82 %	6,75 %	6,60 %	6,44 %	6,29 %
TIR - Dos ejes	4,86 %	4,79 %	4,61 %	4,43 %	4,25 %

La tabla 9.8 muestra que a pesar de tener grandes variaciones en el costo de arrendamiento de terreno, no se presentan cambios considerables en la TIR de cada proyecto. Esto indica que la sensibilidad respecto de este parámetro no es tan significativa como la que presentan otros analizados anteriormente.

9.7. Flujos de caja acumulados

A partir de los flujos de caja acumulados de cada año es posible determinar el tiempo necesario para recuperar la inversión. En la figura 9.3 se muestran los acumulados para cada tipo de planta. Se puede ver que en todos los proyectos el flujo de caja es negativo en los primeros años, esto se debe principalmente a que en este periodo se realiza el pago del préstamo. Por último, el año en que se recupera la inversión en cada proyecto se muestra en la tabla 9.9.

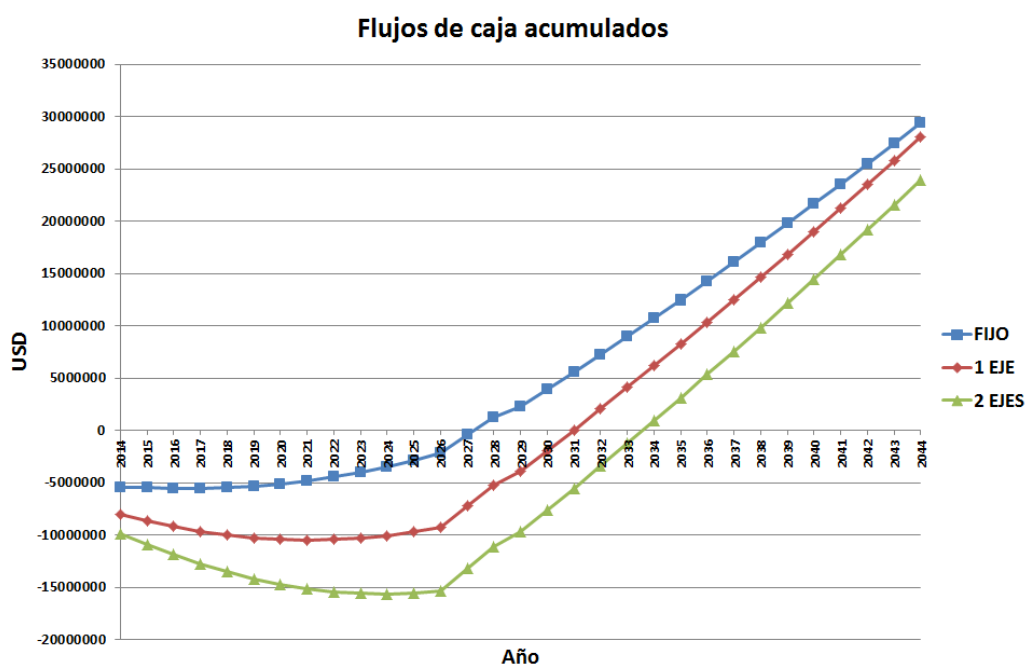


Figura 9.3: Flujos de caja acumulados de cada planta.

Tabla 9.9: *Recuperación de la inversión para cada tipo de proyecto.*

Cantidad de años	
Fijos	13
Un eje	17
Dos ejes	19

9.8. Resultados y análisis

El estudio económico realizado indica que el uso de seguidores solares, ya sea de un eje acimutal o de dos ejes, no son opciones que puedan competir con plantas de paneles fijos, bajo las condiciones planteadas en este trabajo, en Uruguay. Por otra parte, el análisis de sensibilidad arroja varios puntos a destacar:

- A pesar de variar el precio de la energía dentro de valores razonables, las plantas de paneles fijos siguen siendo la mejor opción. Esto se debe principalmente a los precios que pueden encontrarse en el mercado actualmente. El elevado costo de inversión en el caso de plantas con seguidores solares hace que, aunque la ganancia de energía sea mayor, no sea competitivo con la rentabilidad que ofrecen las plantas con paneles fijos.
- Las curvas de la TIR en función de costo de inversión para cada tipo de planta, indican que frente a un mismo costo de inversión, existe una diferencia de tres puntos porcentuales entre el uso de seguidores solares y paneles fijos. Por otra parte, las curvas de los dos tipos de seguidores solares son próximas entre sí, y su diferencia a un mismo costo de inversión es de apenas 0,5 %.
- El costo de inversión en una planta con seguidores acimutales que iguala la TIR de una planta con paneles fijos es de 1,72 USD/Wp, y en el caso de plantas con seguidores en dos ejes es de 1,79 USD/Wp.
- Si la fecha del acta de habilitación se atrasa hasta el 31/05/2015, la TIR sufre una reducción de entre 0,7 % y 1 %.
- Si en las plantas con seguidores solares se logra reducir el costo de O&M a la mitad, la TIR aumenta más de un 1 %.
- El costo de arrendamiento de terreno no tiene un gran efecto en la TIR cuando se lo varía dentro de los precios que se manejan en el mercado, lo cual es una ventaja para los proyectos con seguidor solar, ya que requieren mayor cantidad de terreno.
- Como era de esperar, el retorno de capitales se da primero en planta de paneles fijos en 13 años, seguido por planta de un eje acimutal en 17 años y por último la planta de seguidores dos ejes en 19 años.

Capítulo 10

Conclusiones

En este capítulo se realiza una síntesis de los temas más interesantes que fueron desarrollados a lo largo de este trabajo, destacando y analizando los resultados más importantes.

10.1. Investigación realizada

El proceso de investigación realizado para este trabajo fue una de las etapas más importantes. La temática de estudio era desconocida para los autores, y dicho proceso de aprendizaje resultó fundamental para abordar las siguientes etapas del proyecto. Dentro de los tópicos estudiados se destacan:

- Potencia instalada a nivel mundial de generación fotovoltaica.
- Situación de este tipo de generación en Uruguay.
- Tecnologías de módulos fotovoltaicos existentes.
- Funcionamiento de plantas fotovoltaicas de gran escala.
- Tecnologías de seguimiento solar más utilizadas.
- Configuraciones de inversores en plantas fotovoltaicas de gran escala.
- Recurso solar.
- Modelado de celdas fotovoltaicas.
- Modelado de MPPT.
- Modelado de pérdidas en una planta fotovoltaica.
- Dimensionado de plantas fotovoltaicas.
- Criterios de evaluación financiera.
- Costos de inversión para plantas fotovoltaicas.
- Normativa asociada a la generación privada de energía en el Uruguay.

10.2. Dimensionado

En la etapa de dimensionado se definieron los componentes que forman parte de la planta.

Se dimensionaron los inversores a utilizar, siendo la potencia instalada en paneles un 20 % mayor a la nominal de estos. El total de la planta cuenta con 10 inversores de 1 MW, formando 10 bloques de 1,2 MWp en paneles cada uno.

También se estableció la distribución que tienen los módulos fotovoltaicos, en particular la cantidad de paneles conectados en serie y en paralelo, siendo estos números de 27 y 189 respectivamente por cada bloque. Estos bloques cuentan con un total de 5103 paneles cada uno.

Se propusieron las características de las estructuras de soporte de paneles a utilizar, para las distintas configuraciones de planta. En la configuración de paneles fijos se estableció un ángulo de inclinación de 28° a partir del modelo, que garantiza la mayor ganancia energética anual con las medidas de irradiación disponibles. En el caso del uso de seguidor acimutal, se eligió implementar el mecanismo de seguimiento diseñado por el fabricante Mecasolar [27]. En función de sus especificaciones, se fijó la inclinación óptima en 35° , la que resulta ser la máxima admisible por dicho seguidor. Los seguidores en dos ejes presentan características similares a los acimutales, con la salvedad de que además de realizar el seguimiento acimutal, presentan un cambio constante en la inclinación para minimizar el ángulo de incidencia. Esto maximiza la irradiación total incidente en la superficie, y por ende la energía generada.

Se realizó un estudio de las sombras existentes para los distintos tipos de seguimiento. En dicho estudio se analizaron las pérdidas que ocurren por el sombreado mutuo entre paneles para distintos valores de espaciamientos de estructuras. Se optó por utilizar como criterio que las pérdidas por sombras sean del orden del 2 %, y que el área que abarque la planta de generación sea la mínima posible.

El resultado de este estudio se muestra en la tabla 10.1. Se puede ver que cuanto mayor sea la libertad de movimiento de la superficie, mayor es la cantidad necesaria de terreno para obtener la misma proporción de pérdidas.

Tabla 10.1: Distancias que resultan del estudio de sombras.

	L_{ns} (m)	L_{eo} (m)	ROT
Fijos	6	-	2.02
Acimutal	15	21	3.46
Dos Ejes	16	29	5.09

Se decidió estimar de forma precisa la distribución y dimensionado del cableado, ya que juega un papel importante tanto en el cálculo de pérdidas como en el costo de inversión de la planta. Se diseñaron layouts para cada planta incluyendo la distribución del cableado, en función de la disposición de paneles en serie y paralelo. Con esto se pudo estimar el largo de los distintos cables que componen cada una de las plantas, y se calcularon las secciones con los métodos de *caída de tensión* y *máxima corriente admisible*. Este dimensionado permitió obtener de forma más precisa las pérdidas óhmicas y el costo de cableado en los distintos modelos de planta, evitando recurrir a factores de aproximación utilizados en la literatura, que podrían no reflejar la realidad.

10.3. Modelo

Se realizó un modelo computacional en el entorno de desarrollo Simulink de Matlab, el cual permitió realizar bloques independientes por función, fácilmente adaptables a modificaciones que fueron surgiendo en el desarrollo del proyecto (y que surgirán a futuro). Los bloques fundamentales que se realizaron son los siguientes:

- Modelado del pasaje a plano inclinado: Se construyó un modelo que transforma la irradiación horaria sobre un plano horizontal a irradiación horaria sobre un plano inclinado. Se modeló el caso en que la superficie se encuentre fija, realice un seguimiento acimutal o un seguimiento en dos ejes. Para implementar el modelo, se utilizaron los conceptos estudiados del recurso solar, incluyendo el modelo de Ruiz-Arias para calcular la fracción difusa y el modelo HDKR para el pasaje a plano inclinado.
- Modelo eléctrico del panel fotovoltaico: Se eligió un modelo comercial de panel fotovoltaico, y en base a su hoja de datos se construyó el modelo eléctrico de panel. Para ello se utilizó el modelo clásico de cinco parámetros, los cuales fueron ajustados a las características del panel elegido.
- Modelado del panel fotovoltaico a partir de las condiciones ambientales: Se implementó un modelo para calcular la temperatura estimada de los paneles ($\bar{T}_c$) en base a la temperatura ambiente y la irradiación. Luego se utilizó la temperatura T_c en conjunto con la irradiación, de manera de poder calcular la salida de potencia de los paneles en cualquier condición ambiental.
- Modelo del dispositivo inversor y MPPT (Maximum Power Point Tracking): Se implementó un algoritmo de búsqueda del punto de máxima potencia (P&O), de manera que siempre se maximice la potencia de salida de la planta fotovoltaica, independientemente de las condiciones a que los paneles estén expuestos.

Capítulo 10. Conclusiones

- Modelado de las pérdidas globales de la planta: Se incluyeron algunas pérdidas presentes en plantas fotovoltaicas, cuyos valores porcentuales fueron extraídos de la literatura, como ser reflectancia angular, mismatch y suciedad. Otras pérdidas como las de sombreado y las de efecto de temperatura fueron modeladas o calculadas. Por otra parte, se calcularon las pérdidas en los cableados AC y DC. La degradación anual de los paneles fotovoltaicos también fue contemplada, lo que tiene incidencia en el largo plazo.

10.4. Validación

10.4.1. Pasaje a plano inclinado

Se cuantificó el error que presenta el modelo de pasaje a plano inclinado. Los desvíos resultaron ser 3 %, 12 % y 23 % para el promedio anual de valores horarios de los indicadores MBE, MAE y RMSE respectivamente. También se observó que el modelo presenta un desvío estacional. Sin embargo, a nivel anual el modelo estima correctamente el acumulado de irradiación, resultando un error de solamente 3 %. En la figura 10.1 se observa el histograma de error resultante del modelo.

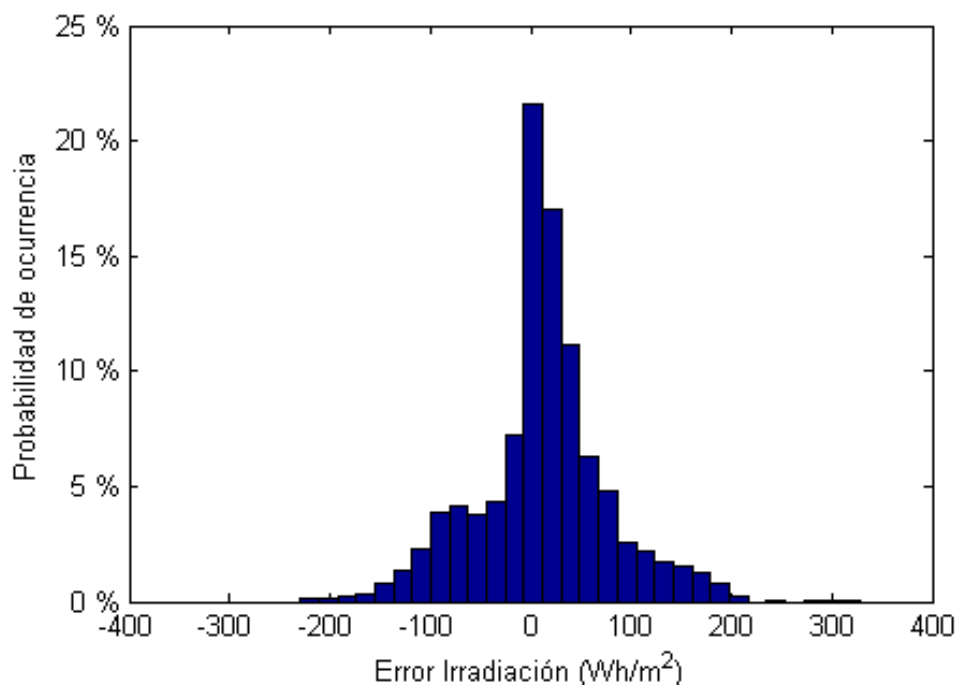


Figura 10.1: Histograma de error del modelo de irradiación.

10.4.2. Paneles

Se realizó una validación del modelo de panel fotovoltaico, para lo cual se utilizó la misma hoja de datos con que fue construido el modelo. Se compararon las curvas características provistas por el fabricante, superponiéndolas con curvas obtenidas a partir del modelo realizado. Estas fueron trazadas para distintas condiciones de temperatura e irradiación. Se obtuvieron resultados muy similares a las curvas originales (ver figura 10.2), lo que implica una buena estimación de la salida de la planta en función de los datos de entrada. Las divergencias que se evidenciaron se dieron sólo a temperaturas muy bajas para el Uruguay, y se pudo constatar que las mismas producen errores despreciables en la salida general de la planta.

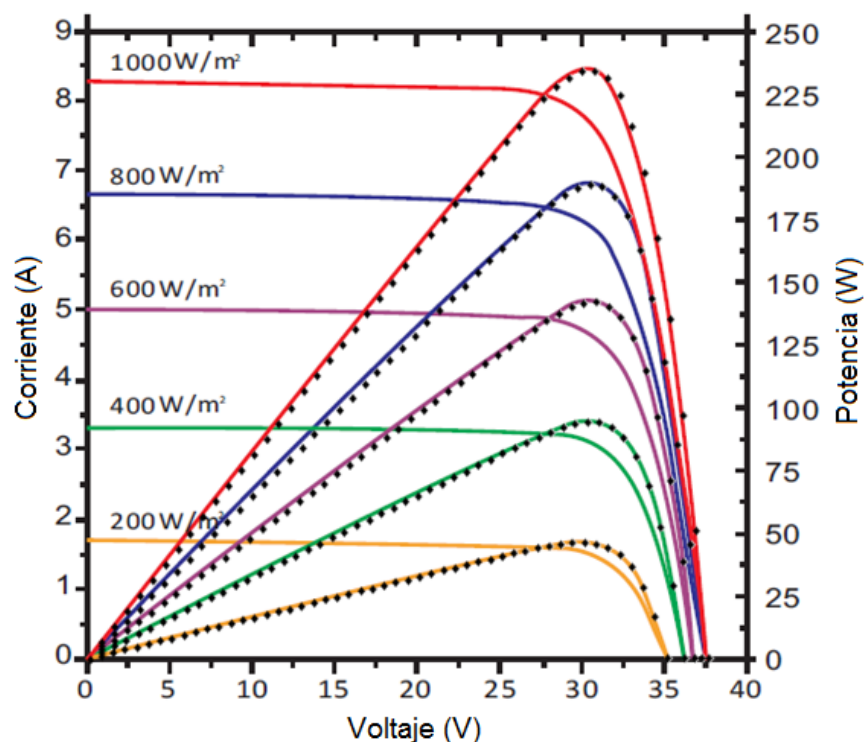


Figura 10.2: Comparación de las curvas P-V del fabricante y del modelo en función de G .

10.4.3. MPPT

El funcionamiento del algoritmo del MPPT fue verificado en primera instancia imponiendo numerosas condiciones de funcionamiento (variando la temperatura de trabajo y la irradiación incidente). Se constató que el MPP siempre fue encontrado en forma exitosa. Por otro lado, se forzó el modelo a condiciones extremas en las que la tensión óptima de los paneles estaba por fuera del rango de trabajo del inversor. En estos casos, el inversor saturó a sus límites de tensión, como era esperable.

10.4.4. Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura, las cuales fueron calculadas utilizando el modelo, no pudieron ser validadas de una forma precisa ¹. Se buscó compararlas con los resultados de otros estudios presentados en papers académicos y bibliografía científica a nivel mundial. En esta búsqueda, se constató la fuerte incidencia de las condiciones climáticas propias de cada lugar de estudio, debido a la disparidad de resultados. De todas formas, los valores de pérdidas por concepto de temperatura encontrados son del orden del calculado a partir del modelo. Además, dado que dichos estudios son en su amplia mayoría para paneles fijos, se dificultó aún más validar las pérdidas por temperatura en los casos de seguimiento. Lo que se hizo en este sentido, fue una comparación en términos relativos. Para ello se observó la correlación entre las pérdidas y las temperaturas medias de los paneles, para los tres casos de seguimiento, verificando una coherencia adecuada entre los resultados.

10.4.5. Planta en general

Se observó el conjunto de los puntos de funcionamiento de la planta en un año, para los tres casos de seguimiento, constatándose que la potencia máxima de salida del inversor no fue excedida. En cuanto a los niveles de tensión del inversor, los mismos fueron excedidos en un porcentaje menor al 0,2 % de las horas de generación en un año. Estos hechos se traducen en que el diseño de la planta, incluyendo la elección de paneles en serie y paralelo a interconectar, así como la cantidad de paneles a disponer fue adecuado. Además, en el diseño de cualquier planta real, el dimensionado de los componentes debe realizarse teniendo en cuenta el método de seguimiento a utilizar. En el caso de estudio, se optó por un diseño único de compromiso. De esta manera, se tiene una mayor cantidad de parámetros comunes a las tres topologías, con el fin de hacer una mejor comparación entre las mismas. Aún en estas condiciones, en las que existe una diferencia máxima cercana al 30 % (en términos de generación) entre la planta fija y doble eje, el diseño sigue siendo adecuado para las tres metodologías de seguimiento estudiadas.

En forma paralela al proyecto, se realizó un estudio para estimar la generación de una planta ficticia ubicada en dos puntos del Uruguay. Se utilizaron valores de irradiación estimada a partir de imágenes satelitales, y se usó el modelo de planta construido. Los parámetros del modelo se adaptaron para poder modelar la planta Asahí (500 kW). Se compararon los resultados obtenidos frente a medidas reales de generación, y se concluyó que a niveles mensuales y anuales, el modelo estima la producción de la planta con errores razonables [69].

¹Por ejemplo contra mediciones reales.

10.5. Resultados

En la tabla 10.2 se muestran valores correspondientes al primer año de generación de los tres tipos de planta. La ganancia con el uso de seguidores en dos ejes y un eje acimutal respecto al fijo es de 33,4 % y 24,1 % respectivamente. También se estudió la variación que posee el factor de planta para los distintos tipos de seguimiento a lo largo del año. Esto se puede observar en la gráfica de la figura 10.3.

Tabla 10.2: Valores de generación - primer año

Tipo de Seguimiento	E_{anual} (GWh)	$E_{diaria\ media}$ (MWh)	P_{media} (MW)	FP (%)
Paneles Fijos	18.14	49.73	2.07	17.3
Un eje acimutal	22.53	61.75	2.57	21.4
Dos ejes	24.21	66.37	2.77	23.0

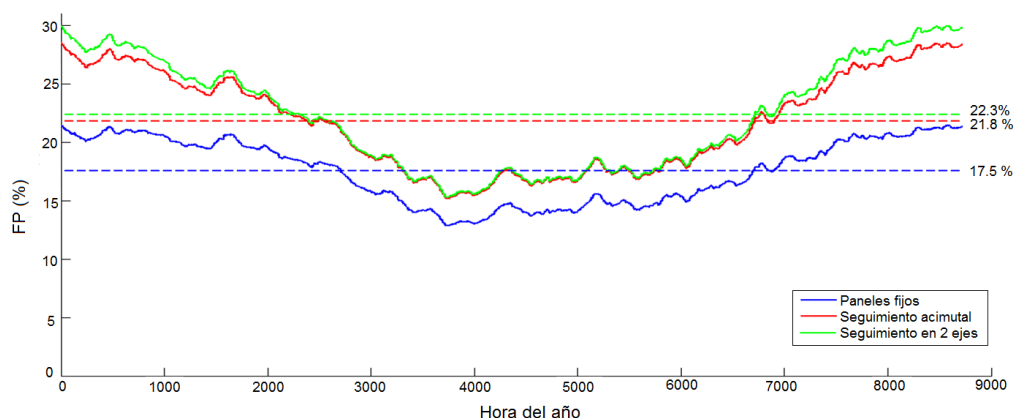


Figura 10.3: Factor de planta móvil en un año para las distintas configuraciones de planta.

10.6. Análisis económico

Para elaborar el análisis económico, inicialmente se estudió en profundidad el contrato de compraventa de energía eléctrica establecido por UTE y toda la normativa asociada a inversiones de este tipo. Se consiguieron precios actuales de mercado, con los cuales se estimó un costo de inversión para cada tipo de planta. También se estimaron costos de O&M de los equipos y de arrendamiento de terreno en el país. Con estos datos se elaboró un flujo de caja, necesario para calcular el VAN y TIR de cada proyecto.

Se estudiaron distintas formas de afrontar la inversión inicial. Se calcularon las cuotas del préstamo para distintos porcentajes de financiación del costo inicial y se incluyeron en

Capítulo 10. Conclusiones

el flujo de caja. Se observó que acceder a una financiación con una tasa de 5 % de interés, es conveniente en los casos de planta de paneles fijos y con seguidor acimutal. El TIR y el VAN resultante para cada tipo de planta se muestra en la tabla 10.3.

Tabla 10.3: *TIR y VAN financiando el 70 % del costo de inversión.*

Tipo de planta	TIR (%)	VAN (MUSD)
FIJOS	10,3 %	2,3
UN EJE	6,8 %	1,8
DOS EJES	4,8 %	5,7

Posteriormente se realizó un análisis de sensibilidad de diversos factores como: costo de inversión, fecha del acta de habilitación, costo de O&M y arrendamiento de terreno, los cuales arrojaron las siguientes conclusiones:

- Con los precios de mercado actuales y las hipótesis consideradas en este trabajo, las plantas de paneles fijos presentan mayor rentabilidad que aquellas con seguimiento. Esta condición se mantiene incluso aumentando el precio de la energía dentro de valores razonables.
- El costo de inversión de una planta de seguidores de un eje acimutal que iguala la TIR de una planta de paneles fijos es de 1,72 USD/Wp, y en el caso de plantas de seguidores de dos ejes es de 1,79 USD/Wp ².
- La fecha del acta de habilitación es un factor a tener en cuenta, ya que el precio de la energía puede variar de 91,5 USD/MWh a 86,6 USD/MWh dependiendo cual sea la fecha. Esto provoca, en el peor de los casos, que la TIR disminuya un 1 % en el caso de paneles fijos, y 0,8 % en el caso de seguimiento con un eje acimutal.
- Al variar el costo de arrendamiento de terreno, dentro de los precios que se manejan en la actualidad en el Uruguay, no se tienen variaciones significativas en la TIR de cada proyecto.
- En cuanto al costo de O&M, si se lograra reducir a la mitad en los casos de plantas con seguimiento, se podría aumentar la TIR cerca de un 1 %.

²Considerando precio de energía 91,5 USD/MWh y financiando el 70 % del costo de inversión

10.7. Trabajo a futuro

En el transcurso del proyecto se descubrieron nuevos temas a investigar y a mejorar sobre la temática. A continuación se destacan algunos de ellos.

10.7.1. Modelo PPI

A pesar que se realizó un modelo de pasaje a plano inclinado que cumple las expectativas planteadas en una escala anual, el mismo presenta desvíos en la estimación de la irradiación en el plano inclinado en escala horaria. Es sabido que no es sencillo implementar modelos que calculen con precisión estas magnitudes, en particular la componente difusa de la irradiación. Un posible estudio a futuro consistiría en evaluar distintos modelos para el tratamiento de la irradiación, con el fin de obtener estimaciones más precisas.

Validación PPI - Fijo

Otro aspecto a destacar es la validación realizada para el caso de seguidores fijos. Debido a la presencia de grandes faltantes de medidas, se construyó una serie sintética, la cual resultó ser incompleta a nivel anual, por lo que el modelo no pudo ser evaluado en un año completo. Actualmente, en Uruguay, existen otros puestos de medidas que registran permanentemente valores de irradiación en plano horizontal e inclinado. Una vez que se acumule una importante cantidad de medidas, se podrá evaluar el modelo nuevamente para poder comprobar su validez.

Validación PPI - Seguimiento

La validación realizada para el pasaje a plano inclinado considerando seguimiento, no pudo realizarse con medidas reales. Si se obtuvieran valores de irradiación a nivel horario para las superficies con los seguimientos estudiados, se podría hacer un estudio cuantitativo de la calidad del modelo a la hora de estimar dicha irradiación. Uno de los objetivos que posee el proyecto en curso financiado por la ANII, es construir una plataforma de medidas para poder realizar este tipo de estudios.

10.7.2. Modelado de seguimiento

En el presente trabajo se modelaron los dispositivos seguidores como si la metodología de seguimiento de los mismos fuera por programación astronómica. En ciertas condiciones, la inclinación óptima de los paneles puede no ser igual a la determinada por las ecuaciones astronómicas. Por lo tanto, sería interesante evaluar el desempeño de estos dispositivos, ya que podrían introducir una mejora en el rendimiento global de la planta.

10.7.3. Modelo de pérdidas

Reflectancia angular y suciedad de paneles

En el modelo construido, las pérdidas por reflectancia angular son modeladas como una constante distinta según el modo de seguimiento utilizado. Para los paneles fijos, que poseen mayor reflectancia angular por encontrarse siempre en dirección menos ortogonal a la línea Sol-Tierra, el valor es de 3 %. Para seguidor acimutal y seguimiento en dos ejes, los valores propuestos para modelar este fenómeno son de 1,5 % y 0 % respectivamente.

Existen modelos que cuantifican el valor de estas pérdidas en función del ángulo de incidencia (θ), y la suciedad en las superficies. Unos de estos modelos es propuesto por N. Martin y J.M. Ruiz en el artículo “Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model” [80], donde se propone utilizar distintas ecuaciones para calcular los factores de pérdida de este tipo, así como coeficientes que se ajustan dependiendo del grado de suciedad de los paneles.

El modelo construido no contempla lo anterior, y puede resultar interesante analizar la variación de los resultados si se considera.

Inversor

Los rendimientos de los inversores dependen de qué tan cerca de la potencia nominal se encuentren operando. En el presente trabajo no se contempla lo anterior, y se modela como una pérdida constante, sin importar la potencia de funcionamiento. Si se quisiera determinar de forma más precisa este concepto de pérdidas, habría que realizar un modelo que se adapte a cada punto de operación.

Sombras parciales

En el modelo de planta realizado se utiliza una hipótesis de uniformidad muy fuerte con respecto a las condiciones de irradiación y temperatura a las que los paneles están sometidos. La misma tendrá menor validez cuanto más extensa sea la superficie de la planta. Usar esta hipótesis implica que cuando se tiene un valor alto de irradiación, es altamente probable que se esté sobreestimando la generación total de la planta. De la misma manera, a baja irradiación, la generación estaría siendo subestimada.

En un caso real, cada módulo fotovoltaico de la planta se encuentra en condiciones atmosféricas distintas, tanto de irradiación como de temperatura. De todas formas, por lo expuesto en el párrafo anterior, es muy difícil poder cuantificar el error que se comete por utilizar la hipótesis de uniformidad. Para contemplar este fenómeno, se necesita contar con series de medidas de irradiación distribuidas por toda la superficie de la planta. Con esto, se conocerían las condiciones dispares a las que están siendo sometidos los paneles en diversas ubicaciones en la planta, y se podría determinar la validez de esta hipótesis. En caso que con las nuevas series de medidas se determine que la hipótesis utilizada no es correcta, podría ser interesante afinar aún más el modelo, realizando un modelo estocástico

de variabilidad de la nubosidad. Utilizando este modelo, sería posible estimar las condiciones de sombreado parcial en los paneles, y por ende las pérdidas correspondientes en forma más precisa.

10.7.4. Otras configuraciones de seguimiento

Dentro de los alcances del proyecto se propuso analizar la generación fotovoltaica en plantas con configuración de paneles fijos, de un tipo de seguimiento en un eje y de seguimiento en dos ejes. Debido a la practicidad que presenta el seguimiento en un eje acimutal, se lo escogió para realizar el estudio. Luego de haber finalizado la etapa de modelado y el correspondiente estudio económico, se descubrió que los precios de los seguidores estudiados no resultan rentables para la ubicación de Uruguay. Durante el intercambio realizado con los fabricantes, se consultaron cotizaciones de los otros tipos de seguimiento en un eje no estudiados. Por los precios que se manejaron, se puede presumir que el seguimiento en un eje horizontal con eje orientado en la dirección Norte-Sur podría resultar conveniente. Esta suposición se basa en que la diferencia debido al costo de inversión en relación a la configuración de paneles fijos no es tan grande como en el caso de seguimiento acimutal y dos ejes, y la producción de energía es mayor.

A continuación se realiza un estudio sencillo para demostrar la razón por la cual resulta pertinente analizar con mayor detalle el seguimiento horizontal.

Energía

Partiendo del modelo de seguimiento acimutal, se estimó la generación de la planta con seguimiento horizontal. Según el modelo, el seguimiento horizontal mejora en un 18,5 % la generación anual respecto al caso de paneles fijos. En cambio, comparando con los otros seguimientos estudiados, el seguimiento horizontal resulta generar un 4,5 % y un 11 % menos en relación al seguimiento acimutal y en dos ejes respectivamente.

Inversión

El precio de los seguidores horizontales N-S se puede estimar en 0,30 USD/Wp. Utilizando la tabla 8.1 del capítulo 8 se observa que el aumento de costo en relación a la configuración de paneles fijos es mayor a 0,15 USD/Wp. Además de los mecanismos que soportan los paneles, existen otros aspectos que aportan a la hora de calcular el total de inversión, como por ejemplo el aumento de cables a utilizar. Por estos motivos, y a modo ilustrativo, se supone que el precio para plantas con seguimiento horizontal N-S es de 1,70 USD/Wp.

Costo operación y mantenimiento

Este tipo de seguimiento tiene la ventaja de utilizar un único motor para mover varios ejes de rotación, por lo cual se disminuye la cantidad de motores en la planta. Esto no solo implica una disminución en el costo de inversión inicial, sino también en el costo

Capítulo 10. Conclusiones

de O&M, el cual se supone de 17000 USD/MWp/yr, siendo 3000 USD/MWp/yr menor que en el caso de seguimiento acimutal.

Dimensiones y pérdidas

Como no se realizó un estudio detallado, se supone que las dimensiones de la planta son iguales al caso de seguimiento acimutal, así como también las pérdidas y el consumo de los motores. De todas formas, se vio que este factor no afecta significativamente los resultados.

Préstamo

Al igual que en las otras configuraciones de planta, se supone que el 70 % del proyecto es financiado por un banco con una tasa de interés del 5 % en un plazo de 12 años.

Rentabilidad

Para evaluar la rentabilidad del seguimiento horizontal N-S, se estudió de forma similar a los otros casos utilizando los valores supuestos. El análisis económico arroja que el proyecto posee un TIR del 10,1 % y un VAN de USD 2.313.747 con una tasa de actualización de 8 %.

Este primer resultado comprueba que el seguimiento horizontal resulta más rentable que los otros dos seguimientos estudiados, y que resulta ser levemente menos rentable que la configuración de paneles fijos, ya que el TIR de la misma es de 10,34 %. Como se observó en el capítulo 9, los índices que definen la rentabilidad del proyecto son muy sensibles a ciertos parámetros. Por lo tanto, si algún supuesto en este sencillo análisis es distinto al valor real, podría resultar que la rentabilidad del seguimiento horizontal supere a la configuración de paneles fijos. Es por esta razón que sería interesante estudiar con mayor profundidad el seguimiento en un eje horizontal.

10.7.5. Estudio de incertidumbre

En el presente trabajo no se realizó un estudio de incertidumbre ya que excedía su alcance. Al ser este un estudio académico, Sería de gran valor poder asignarle a los resultados obtenidos un valor de incertidumbre para poder determinar dentro de qué rango de valores se encuentra el real.

10.7.6. Mapa de FP, estudio de impacto y plataforma de medición y pruebas

Cómo ya se mencionó anteriormente, este trabajo se enmarca dentro de un proyecto financiado por la ANII donde dos de los integrantes del grupo se encuentran trabajando. Por este motivo, todo el conocimiento adquirido será volcado en el proyecto ANII para

continuar con los objetivos del mismo. Dentro de estos objetivos se destacan: la realización de un mapa de factores de planta en el territorio Uruguayo, estudio de impacto de generación en gran escala y microgeneración, y la construcción de una plataforma de medición y pruebas, que permitirá entre otras cosas la obtención de nuevas series de irradiación en plano horizontal y plano inclinado. Esto servirá para continuar validando el modelo.

10.8. Gestión de proyecto

Como se mencionó en el capítulo 1, fue necesario durante el transcurso del proyecto una reformulación en el alcance y objetivos, dejando de lado la elaboración de un anteproyecto de un prototipo casero de seguidor solar a implementar en la Facultad de Ingeniería. La complejidad que implica la realización de dicha tarea, sumado a ciertas dificultades surgidas a la hora de elaborar el modelado de la planta fotovoltaica, y la recopilación de precios de mercado, originaron retrasos que llevaron a tomar la decisión de priorizar el esfuerzo en estos últimos puntos. Se considera que esta decisión fue acertada y necesaria para la obtención de mejores resultados en el modelo de planta fotovoltaica y análisis económico, los cuales constituyen dos de los grandes pilares de este proyecto.

Sobre la dedicación del grupo, se puede decir que se trabajó en forma continua y pareja a lo largo del año, con algunos periodos de mayor o menor intensidad, tal como se planificó en el diagrama de Gantt. La cantidad de horas dedicadas fue algo superior a lo planificado, debido a los contratiempos mencionados.

Los objetivos del proyecto luego de la reformulación, fueron alcanzados y se considera por parte del grupo que el balance es altamente satisfactorio.

10.9. Comentarios finales

A lo largo de estos catorce meses, se realizó un estudio en profundidad sobre distintas temáticas relacionadas con la generación fotovoltaica. No existen antecedentes de proyectos de grado en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería (UdelaR) sobre esta temática. Con este proyecto y el titulado *Estrategias de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT)*, se genera un puntapié inicial para futuros trabajos que profundicen el conocimiento sobre este tipo de generación de energía limpia y renovable, con gran presente a nivel mundial y proyección a futuro en el país. Vale la pena recordar que este proyecto de grado se encuentra enmarcado en el proyecto “Energía Solar Fotovoltaica: Aspectos tecnológicos, técnicos y perspectivas de desarrollo en Uruguay” financiado por la ANII, marco en el que se seguirá avanzando en la temática.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice A

Definición de la simbología utilizada

Parámetros y variables - Alfabeto Griego

α	Factor de ajuste del precio de la energía eléctrica adjudicado, de acuerdo a la fecha del acta de habilitación.
α_S	Altitud solar ($^{\circ}$).
β	Ángulo de inclinación de una superficie sobre el plano horizontal ($^{\circ}$) o factor de ajuste del precio de la energía eléctrica adjudicado, de acuerdo al componente nacional acreditado, según contexto.
β_0	Ángulo de inclinación de una superficie con seguimiento acimutal ($^{\circ}$).
Γ	Ángulo recorrido de la órbita terrestre (rad).
γ	Acimut de una superficie. Ángulo que forma la proyección horizontal de la normal a un plano y la línea Norte-Sur ($^{\circ}$).
γ_S	Acimut solar. Ángulo que forma la línea Tierra-Sol con la línea Norte-Sur ($^{\circ}$).
δ	Ángulo de declinación solar ($^{\circ}$).
δV	Paso de tensión del inversor (V).
θ	Ángulo que forma la línea Tierra-Sol con la normal a un plano ($^{\circ}$).
θ_z	Ángulo Cenital. Ángulo que forma la línea Tierra-Sol con el cenit ($^{\circ}$).
ρ_{Cu}	Resistividad lineal del cobre ($\Omega.m$).
ρ_g	Reflectividad del suelo en la ciudad.
ϕ	Latitud geográfica ($^{\circ}$).
ω	Ángulo Horario (rad).

Parámetros y variables - Abecedario

A	Factor de idealidad del diodo del modelo de panel fotovoltaico.
a_0	Coeficiente de la correlación Ruiz-Arias.
a_1	Coeficiente de la correlación Ruiz-Arias.

Apéndice A. Definición de la simbología utilizada

a_2	Coeficiente de la correlación Ruiz-Arias.
a_3	Coeficiente de la correlación Ruiz-Arias.
b	Factor de forma ($b = L/W$).
$CN_a \%$	Componente nacional acreditado.
D	Cantidad de días corridos entre el 31 de mayo del 2014 y la fecha del acta de habilitación.
E	Desfasaje entre t_S y t_0 (hr).
E_{anual}	Energía total generada en un año (GWh).
$E_{anual_dosEjes}$	Energía total generada en un año en el caso de seguimiento en 2 ejes (GWh).
E_{anual_Fijo}	Energía total generada en un año en el caso de paneles fijos (GWh).
E_{anual_unEje}	Energía total generada en un año en el caso de seguimiento acimutal (GWh).
E_{CS}	Energía generada por la planta en presencia de sombras (MWh).
E_{media_diaria}	Energía media diaria en un mes (MWh).
$E_{mensual}$	Energía total generada en un mes (MWh).
$E_{mensual_dosEjes}$	Energía total generada en un mes en el caso de seguimiento en 2 ejes (MWh).
$E_{mensual_Fijo}$	Energía total generada en un mes en el caso de paneles fijos (MWh).
$E_{mensual_unEje}$	Energía total generada en un mes en el caso de seguimiento acimutal (MWh).
E_{SS}	Energía generada por la planta sin presencia de sombras (MWh).
FC_i	Flujo de caja en el período i (USD).
F_n	Expresión de ajuste de la irradiación incidente en la Tierra respecto a G_{sc} en función de n .
FS_{eo}	Factor de sombras Este-Oeste.
FS_{ns}	Factor de sombras Norte-Sur.
FS_d	Factor de sombras diagonal.
f_d	Expresión analítica de la correlación de Ruiz-Arias.
G_0	Irradiancia sobre un plano de incidencia normal (W/m^2).
G_{0h}	Irradiancia horizontal extraterrestre (W/m^2).
G_b	Radiación directa (W/m^2).
G_{bh}	Irradiancia directa en plano horizontal (W/m^2).
G_{bi}	Irradiancia directa en plano inclinado (W/m^2).
G_{bn}	Irradiancia directa en un plano normal a una superficie (W/m^2).
G_d	Radiación difusa (W/m^2).
G_{di}	Irradiancia difusa en plano inclinado (W/m^2).
G_{gi}	Irradiancia global en plano inclinado (W/m^2).
G_h	Irradiancia horizontal (W/m^2).
G_i	Irradiancia horaria total en un plano inclinado (W/m^2).
$G_{modelon}$	Irradiancia del modelo correspondiente al ordinal día n (W/m^2).
G_r	Radiación reflejada (W/m^2).
G_{ri}	Irradiancia reflejada en plano inclinado (W/m^2).
G_{sc}	Constante solar (W/m^2).

I	Corriente i evaluada en un punto genérico (A).
I_0	Corriente de saturación inversa del panel fotovoltaico (A) o Inversión inicial (USD) según el contexto.
I_0^{stc}	Corriente de saturación inversa del panel fotovoltaico en condiciones STC (A).
I_D	Corriente por el diodo del modelo de panel fotovoltaico (A).
$I_{DC_{max}}$	Corriente máxima de entrada del inversor (A).
I_{inv}	Corriente media de salida del inversor en una hora (A).
I_{ph}	Corriente fotogenerada del panel fotovoltaico (A).
I_{ph}^{stc}	Corriente fotogenerada del panel fotovoltaico en condiciones STC (A).
I_{Rsh}	Corriente por la resistencia R_{sh} del modelo de panel fotovoltaico (A).
I_{sc}	Corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico (A).
I_{sc}^{stc}	Corriente de cortocircuito del panel fotovoltaico en condiciones STC (A).
I_{smax}	Corriente máxima que circula por una serie de paneles en un año (A).
i	Corriente genérica variable (A).
i^{stc}	Corriente genérica del panel en condiciones STC (A).
$INOCT$	Temperatura nominal de operación de la celda instalada ($^{\circ}\text{C}$).
k	Constante de Boltzmann ($k = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J/K}$) o Tipo de interés según contexto.
k_i	Coefficiente de temperatura de I_{sc} ($\% \text{A}/^{\circ}\text{C}$).
k_T	Índice de claridad horario.
k_v	Coefficiente de temperatura de V_{oc} ($\% \text{V}/^{\circ}\text{C}$).
l_{eo}	Distancia Este-Oeste normalizada ($l_{eo} = L_{eo}/W$).
l_{ns}	Distancia Norte-Sur normalizada ($l_{ns} = L_{ns}/W$).
L	Longitud o distancia (m).
L_0	Longitud geográfica ($^{\circ}$).
L_{eo}	Distancia Este-Oeste (m).
L_{ns}	Distancia Norte-Sur (m).
$LUTC$	Longitud geográfica correspondiente al huso horario local ($^{\circ}$).
n	Cantidad de períodos de la evaluación financiera.
n_s	Número de celdas en serie.
N_{mp}	Número de módulos en paralelo.
N_{ms}	Número de módulos en serie.
$N_{ms_{max}}$	Número máximo admisible de módulos en serie.
$N_{ms_{min}}$	Número mínimo admisible de módulos en serie.
P	Potencia media generada por la planta en una hora (W).
P_{CS}	Potencia media generada por la planta en una hora en presencia de sombras (W).
P_{SS}	Potencia media generada por la planta en una hora en sin presencia de sombras (W).
N	Número total de paneles en la planta.

Apéndice A. Definición de la simbología utilizada

N_{1MW}	Número total de paneles en un módulo de 1 MW.
$NOCT$	Temperatura nominal de operación de la celda ($^{\circ}\text{C}$).
p_{ad}	Precio base de energía definido por UTE cuyo valor es 91,5 USD/MWh.
P_{Joule}	Pérdidas Joule de los cables (W).
$P_{media_mensual}$	Potencia media mensual (MW).
P_{mpp}	Potencia máxima del panel fotovoltaico (W).
p_t	Precio de la energía contratada correspondiente al año t.
PPI_0	Es el valor del PPI correspondiente a agosto de 2012.
PPI_t	Es el valor del PPI correspondiente al mes de agosto del año (t-1), no sujeto a revisión.
q	Carga elemental ($q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$).
r_b	Razón Directa ($R_b = G_{bi}/G_{bh}$).
R_{Cable}	Resistencia óhmica de los cables (Ω).
R_s	Resistencia serie del panel fotovoltaico (Ω).
R_{sh}	Resistencia shunt del panel fotovoltaico (Ω).
r	Distancia Tierra-Sol (AU).
r_0	Distancia Tierra-Sol media (AU).
S	Sección (m^2).
s	Longitud de sombra.
s_1	Longitud de sombra debajo de la superficie.
s_2	Longitud de sombra que no está debajo de la superficie.
T_{amb}	Temperatura ambiente.
T_c^{med}	Temperatura ambiente promedio en el primer año de generación.
T_c	Temperatura de celda.
T_c^{med}	Temperatura de celda promedio en el primer año de generación.
T_{STC}	Temperatura del panel en condiciones STC (25°C).
t_0	Tiempo del Observador (hr).
t_S	Tiempo Solar (hr).
t_{UTC}	Tiempo Estándar referido al meridiano de Greenwich (UTC0).
$U_{DC_{max}}$	Tensión máxima de entrada del inversor (V).
$U_{DC_{min}}$	Tensión mínima de entrada del inversor (V).
V	Voltaje v evaluado en un punto genérico (V).
V'	Voltaje en bornes del diodo y la resistencia R_{sh} del modelo de panel fotovoltaico (V).
V_{max}	Voltaje máximo de funcionamiento del panel fotovoltaico (V).
V_{min}	Voltaje mínimo de funcionamiento del panel fotovoltaico (V).
V_{mpp}	Voltaje del MPP del panel fotovoltaico (V).
V_{oc}	Voltaje en circuito abierto o de vacío del panel fotovoltaico (V).
V_{oc}^{stc}	Voltaje en circuito abierto o de vacío del panel fotovoltaico en condiciones STC (V).
V_t	Voltaje de juntura del panel fotovoltaico (V).
v	Voltaje genérico variable (V).
v^{stc}	Voltaje genérico del panel en condiciones STC (V).
W	Ancho (m).

Unidades utilizadas

°	Grado. Medida de ángulo.
Ω	Ohm. Medida de resistencia.
A	Ampère. Medida de intensidad de corriente.
AU	Unidad astronómica. Medida de distancia ($1\text{AU} \equiv 149,6 \times 10^9 \text{ m}$).
ha	Hectárea. Medida de área ($1 \text{ ha} \equiv 100 \text{ m} \times 100 \text{ m}$).
hr	Hora. Medida de tiempo.
J	Joule. Medida de energía.
m	Metro. Medida de longitud.
m^2	Metro cuadrado. Medida de área.
USD	Dólar Estadounidense.
V	Volt. Medida de tensión.
W	Watt. Medida de potencia.
Wh	Watt hora. Medida de energía.
Wp	Watt pico. Medida de potencia.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice B

Acrónimos utilizados

- ◇ AC - *Alternating Current.*
- ◇ AM - *Air Mass.*
- ◇ BT - *Baja Tensión.*
- ◇ CIF - *Cost, Insurance and Freight.*
- ◇ CIGS - *Cobre Indio Galio Selenio.*
- ◇ CIS - *Cobre Indio Selenio.*
- ◇ CSV - *Comma Separated Values.*
- ◇ DC - *Direct Current.*
- ◇ DNI - *Dirección Nacional de Industrias.*
- ◇ DSC - *Dye Sensitized solar Cell.*
- ◇ EEUU - *Estados Unidos.*
- ◇ FC - *Flujo de Caja.*
- ◇ FP - *Factor de Planta.*
- ◇ FS - *Factor de Sombra.*
- ◇ FV - *FotoVoltaico.*
- ◇ GMARS - *Grupo de Modelado y Análisis del Recurso Solar. Instituto de Física, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.*
- ◇ HIT - *Heterostructure with Intrinsic Thin layer.*
- ◇ IC - *Initial Condition.*
- ◇ IEA - *International Energy Agency.*

Apéndice B. Acrónimos utilizados

- ◇ IF - *Instituto de Física. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.*
- ◇ IIE - *Instituto de Ingeniería Eléctrica. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República.*
- ◇ INIA - *Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria.*
- ◇ INOCT - *Installed Nominal Operating Cell Temperature.*
- ◇ IRAE - *Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas.*
- ◇ IVA - *Impuesto al Valor Agregado.*
- ◇ LES - *Laboratorio de Energía Solar.*
- ◇ MAE - *Mean Absolute Error.*
- ◇ MatLab - *Matrix Laboratory.*
- ◇ MBE - *Mean Bias Error.*
- ◇ MDL - *Mecanismo de Desarrollo Limpio.*
- ◇ MIEM - *Ministerio de Industria, Energía y Minería.*
- ◇ MPP - *Punto de máxima potencia.*
- ◇ MPPT - *Seguimiento del punto de máxima potencia.*
- ◇ MT - *Media Tensión.*
- ◇ NaN - *Not a Number.*
- ◇ NOCT - *Nominal Operating Cell Temperature.*
- ◇ NREL - *National Renewable Energy Laboratory.*
- ◇ O&M - *Operación y Mantenimiento.*
- ◇ PPI - *Pasaje a Plano Inclinado o Producer Price Index (según contexto).*
- ◇ PR - *Performance Ratio.*
- ◇ PV - *PhotoVoltaic.*
- ◇ RMSE - *Root Mean Square Error.*
- ◇ ROT - *Ratio de Ocupación del Terreno.*
- ◇ STC - *Standard Test Condition.*
- ◇ TIR - *Tasa Interna de Retorno.*
- ◇ Udelar - *Universidad de la República.*

- ◇ USD - *United States Dollar.*
- ◇ UTC - *Coordinated Universal Time.*
- ◇ UTE - *Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas.*
- ◇ VAN - *Valor Actual Neto.*
- ◇ PPI - *Índice de precios al productor de EEUU, categoría de bienes finales (serie WPUSOP3000). Elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU.*

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice C

Código MatLab de la Planta Fotovoltaica

C.1. Scripts

En la presente sección se enumeran los distintos scripts elaborados en MatLab y se describe brevemente su funcionamiento. Estos cumplen diversas funciones que deben ser realizadas previamente a la ejecución de la simulación de la planta fotovoltaica.

mainPlanta.m

Éste es el código principal de la planta, y es el que debe ejecutarse para hacer una corrida del modelo. Todos los restantes scripts elaborados se encuentran dentro del presente, y son ejecutados por el mismo. Además, aquí se compila y evalúa el modelo Simulink de la planta, para obtener la salida en uno o más años, según se desee.

Resumidamente, en primera instancia se cargan diversas constantes y variables de inicialización. Posteriormente los datos de irradiación y temperatura. Luego se resuelve el sistema de ecuaciones del modelo presentado en el capítulo 4. Finalmente se ejecuta el modelo Simulink para cada uno de las horas de los años predefinidos, a partir de los datos cargados, y se contabiliza la energía total generada para los tres tipos de seguimiento.

Los siguientes scripts que se muestran a continuación aparecen en el orden en que son ejecutados por *mainPlanta.m*.

inicializacion.m

Este script inicializa todos los datos y parámetros de la planta, así como otras constantes necesarias. Además contiene 2 sub-scripts denominados *datosPaneles.m* y *cargaDeDatosG.m* que se mencionan más adelante.

Apéndice C. Código MatLab de la Planta Fotovoltaica

Entre los datos cargados se encuentran los del panel fotovoltaico elegido, los de irradiación y los de temperatura. Como parámetros se ingresan algunos relativos a las pérdidas de la planta, otros al geo-posicionamiento de la misma, inclinación de los paneles, dimensiones de la planta, etc. Además, se incluyen algunos parámetros referidos al modelado del recurso solar.

datosPaneles.m

Función incluída en la inicialización, que carga los datos presentes en las hojas de datos de los fabricantes. En el código se encuentran ingresados los datos de diversos paneles fotovoltaicos. Por medio de un parámetro de entrada se pueden cargar los distintos parámetros de alguno de ellos. Por lo tanto, la función devuelve todos los datos necesarios del panel elegido.

cargaDeDatosG.m

Función que posee un algoritmo capaz de leer los datos de irradiación en formato *.csv*, y los transforma en vectores de MatLab, aptos para su procesamiento. El script fue realizado con la idea de poder elegir (por medio del parámetro de entrada de la función) otras secuencias de datos, las cuales fueron utilizadas para validar el modelo PPI.

calculoRsRshA.m

Esta función es de una importancia clave. La misma resuelve el sistema de ecuaciones que permite calcular los parámetros STC del modelo, utilizando el método de Newton-Raphson. En el script se ingresan las 5 ecuaciones del sistema original de 5 incógnitas, y se van despejando de acuerdo a lo expuesto en la sección 4.3, obteniendo el sistema reducido de 3 incógnitas. Luego, se utiliza la función *fsolve* de MatLab para obtener los 3 parámetros numéricamente. Posteriormente se evalúan las expresiones necesarias para obtener los 2 parámetros restantes.

C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica

En esta sección del anexo se presenta el detalle de los distintos bloques Simulink que componen el modelo de la planta, y se describe la función de cada uno de los mismos. En primera instancia se muestran los bloques principales de la planta (figuras C.1 y C.2), para después ir entrando en los distintos sub-bloques internos.

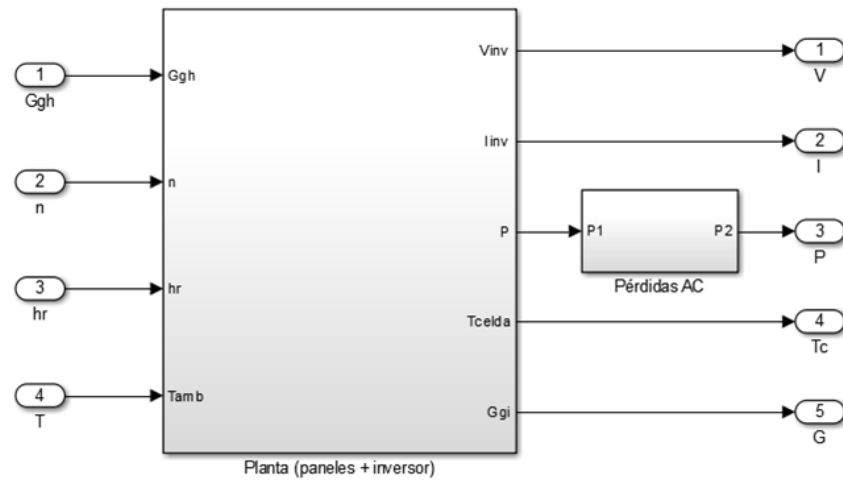


Figura C.1: *Bloque principal de la planta fotovoltaica.*

La figura C.1 muestra el bloque general de la planta con sus entradas y salidas. Las entradas necesarias son:

- G_{gh} : La radiación global en plano horizontal
- n : El ordinal día
- hr : La hora del día
- T_{amb} : La temperatura ambiente

Por otra parte, las salidas son las siguientes:

- V_{inv} : La tensión impuesta por el inversor
- I_{inv} : La corriente de salida del inversor
- P : La potencia media generada por la planta en una hora
- T_c : La temperatura de las celdas fotovoltaicas
- G_{gi} : La radiación global en plano inclinado

Apéndice C. Código MatLab de la Planta Fotovoltaica

Cabe destacar que las salidas son vectores de dimensión 3. Cada elemento de estos vectores está asociado a una de las tres configuraciones de seguimiento elegidas en el presente trabajo (paneles fijos, seguimiento en un eje acimutal y seguimiento en dos ejes).

El bloque de la figura C.1 representa a la planta de 10 MW en su totalidad con un bloque de pérdidas AC, que se detallará más adelante.

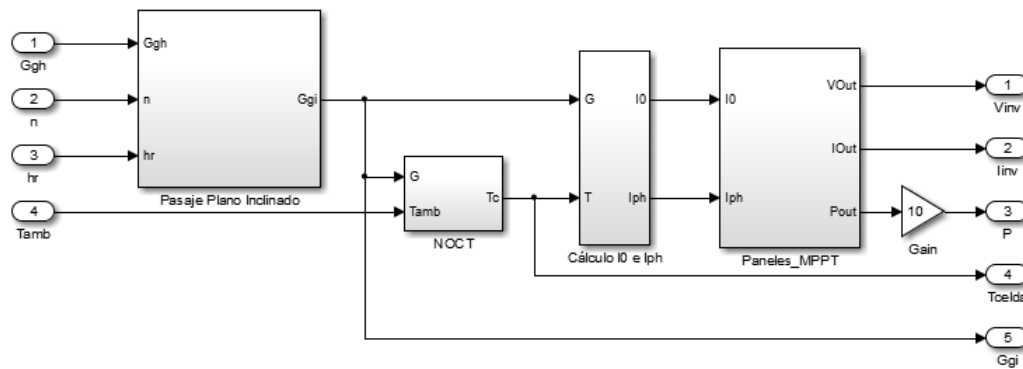


Figura C.2: Sub-bloques del modelo de paneles e inversor.

En el caso de la figura C.2, se muestran los bloques fundamentales del modelo, que se pasan a detallar a continuación. Los mismos son los que constituyen el bloque “Planta (paneles + inversor)” de la figura C.1 mostrada anteriormente.

Es importante mencionar que estos cuatro bloques en conjunto representan solamente un módulo de 1 MW, y luego la salida de potencia del mismo es amplificada para obtener la salida de la planta completa. Se recuerda las hipótesis mencionadas en el capítulo 5 que avalan esta simplificación.

C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica

C.2.1. Bloque PPI (Pasaje a Plano Inclinado)

Para estimar la generación de una planta fotovoltaica se debe de poder estimar la irradiación incidente sobre los módulos fotovoltaicos. Partiendo de medidas de irradiación sobre un plano horizontal se puede modelar estas sobre una superficie con inclinación como es el caso de los paneles solares. Utilizando las ecuaciones planteadas en el capítulo 3, se construye un modelo en Simulink que realiza lo anterior. A este modelo se le llama “Pasaje al Plano Inclinado” (PPI). Utilizando las medidas de irradiación, la hora y el ordinal día de dichas medidas se consiguen valores que representarían la irradiación en distintas superficies inclinadas.

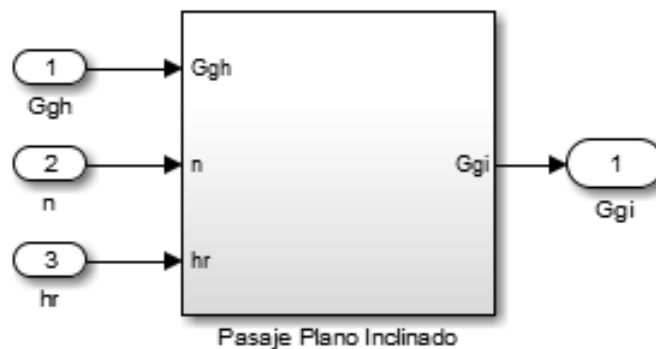


Figura C.3: Bloque PPI.

La salida del modelo PPI corresponde a un vector de tres valores donde cada uno corresponde a distintos tipos de planta fotovoltaica. El primer valor es el más fácil de calcular y se refiere a la irradiación incidente sobre una superficie inclinada hacia el norte que se mantiene fija a lo largo del tiempo. El segundo valor de la salida corresponde a una superficie que realiza un seguimiento sobre el eje acimutal. Por ultimo, el tercero representa el valor de irradiación que tendría una superficie con seguimiento en dos ejes, es decir que la normal de la superficie sea colineal con la línea Sol-Tierra.

En la figura C.3 se muestra el bloque principal del Pasaje al Plano Inclinado y en la figura C.4 se muestra el esquema del modelo más en detalle.

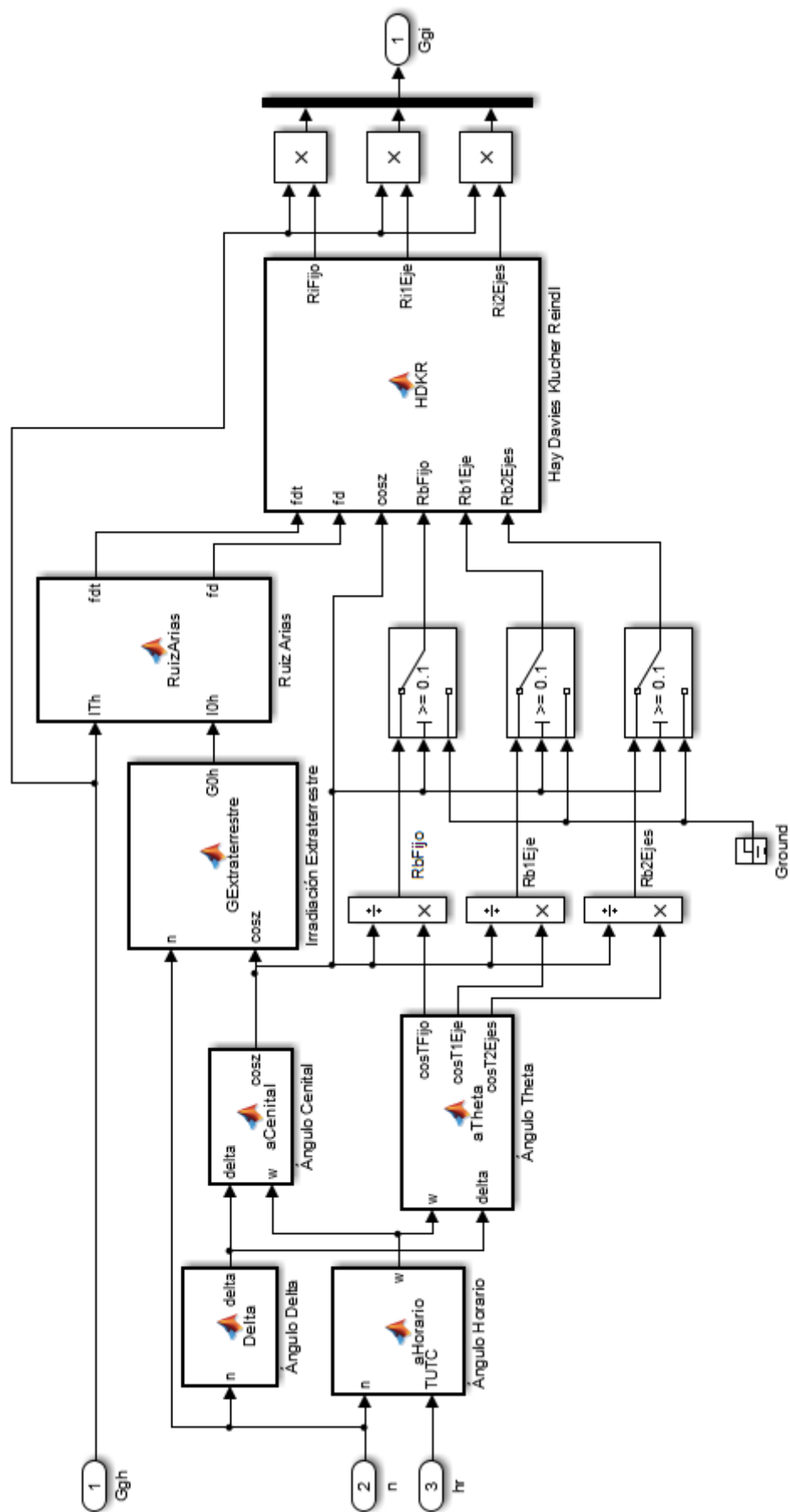


Figura C.4: Esquema del modelo de PPI.

C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica

A continuación se comentan brevemente los distintos bloques que son utilizados por el modelo.

C.2.2. Delta

En este bloque se realiza el cálculo de la declinación solar correspondiente al ordinal día utilizando la ecuación 3.4.

C.2.3. Ángulo Horario

Considerando el ordinal día y la hora se calcula el ángulo horario. Para esto, se utiliza la expresión de la Ecuación del Tiempo (3.9) y luego la ecuación 3.12.

C.2.4. Ángulo Cenital

Una vez que se obtienen el ángulo horario y la declinación solar se calcula el ángulo Cenital según 3.5.

C.2.5. Ángulo Theta

Se calcula ángulo de incidencia (θ) en las superficies según el tipo de seguimiento solar.

C.2.6. Irradiación Extraterrestre

Conociendo el ángulo áenital (θ_z) y el ordinal día (n) se calcula la Irradiación externa a la atmósfera de la Tierra en la misma ubicación que la planta.

C.2.7. Razón directa

Una vez calculados los ángulos de incidencia del Sol se calcula la razón directa utilizando 3.26.

C.2.8. Ruiz-Arias

Utilizando el valor de la irradiación extraterrestre, las medidas de irradiación horizontal y la correlación de Ruiz-Arias se consigue la proporción de irradiación difusa (f_d).

C.2.9. Hay Davies Klucher Reindl (HDKR)

En este bloque, se calcula el valor por el cual se tiene que multiplicar las medidas de irradiación horizontal para obtener las del plano inclinado. Para calcular dichos valores se utiliza el modelo de Hay Davies Klucher Reindl.

C.2.10. Bloque NOCT (Temperatura de Operación de la Celda)

Este bloque es sencillo pero de alta importancia, ya que se encarga de proporcionarle al modelo la temperatura de operación de las celdas fotovoltaicas, permitiendo contemplar las pérdidas por temperatura. No es más que una representación en diagrama de bloques de la ecuación 4.29, presentada en la sección 4.4.2 del capítulo de modelado.

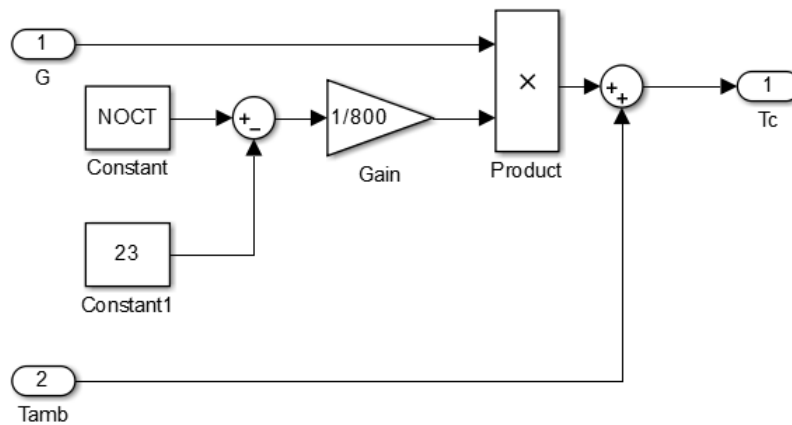


Figura C.5: *Bloque de modelado de la temperatura de operación de las celdas.*

Las entradas del mismo son: Un vector de irradiación en plano inclinado de dimensión 3 (para cada tipo de seguimiento) y la temperatura ambiente. Su salida es otro vector con las temperaturas de celda en los tres casos de seguimiento.

C.2.11. Bloque de Cálculo de I_0 e I_{ph}

Este bloque toma como entrada los vectores de irradiación en plano inclinado y de temperatura de celda, para arrojar la corriente fotogenerada (I_{ph}) y de saturación inversa (I_0), también en forma de vectores. Estos valores ya fueron calculados en condiciones STC, como se explicó en la sección 4.3.3. El presente bloque es el que se encarga de corregirlos para las condiciones que imponen la temperatura y la irradiación de entrada.

Para calcular estos dos parámetros, se necesita en primera instancia los valores de dos parámetros adicionales (I_{sc} y V_{oc}), acorde a lo mostrado en la sección 4.4.3. A continuación se detallan los 4 componentes de este bloque, que calculan los cuatro parámetros mencionados. Se destaca que de aquí en más todas las entradas y salidas de los subbloques serán de dimensión 3, para poder representar las diferencias en los 3 tipos de seguimiento.

C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica

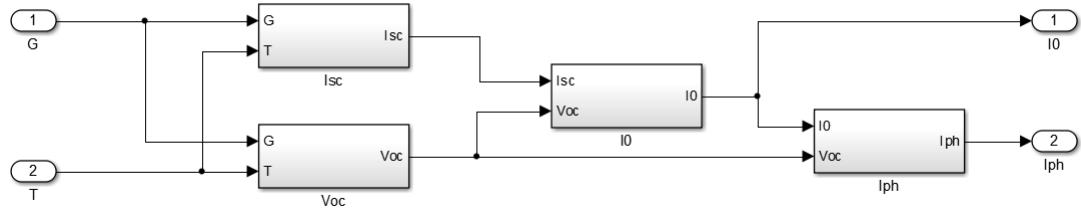


Figura C.6: Bloque que calcula los parámetros I_0 e I_{ph} .

C.2.12. Bloque I_{sc}

Presentado en la figura C.7, este bloque calcula la corriente I_{sc} a partir de la irradiación G_{gi} y la temperatura de celda T_c .

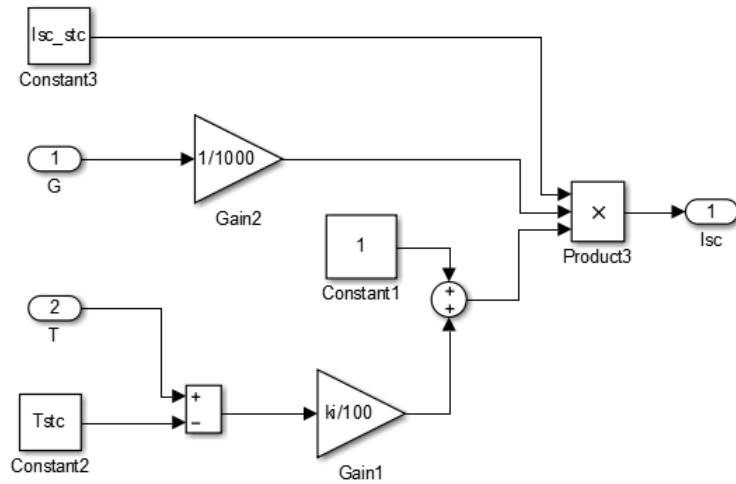


Figura C.7: Bloque de cálculo de la corriente I_{sc} .

La ecuación que representa el diagrama de bloques de la figura C.7 es la 4.35, la cual combina los efectos separados de G_{gi} y T_c sobre el parámetro I_{sc} .

C.2.13. Bloque V_{oc}

En forma análoga al anterior, este bloque (representado en la figura C.8) calcula la tensión V_{oc} a partir de la irradiación G_{gi} y la temperatura de celda T_c . En este caso, la ecuación de referencia es la 4.37.

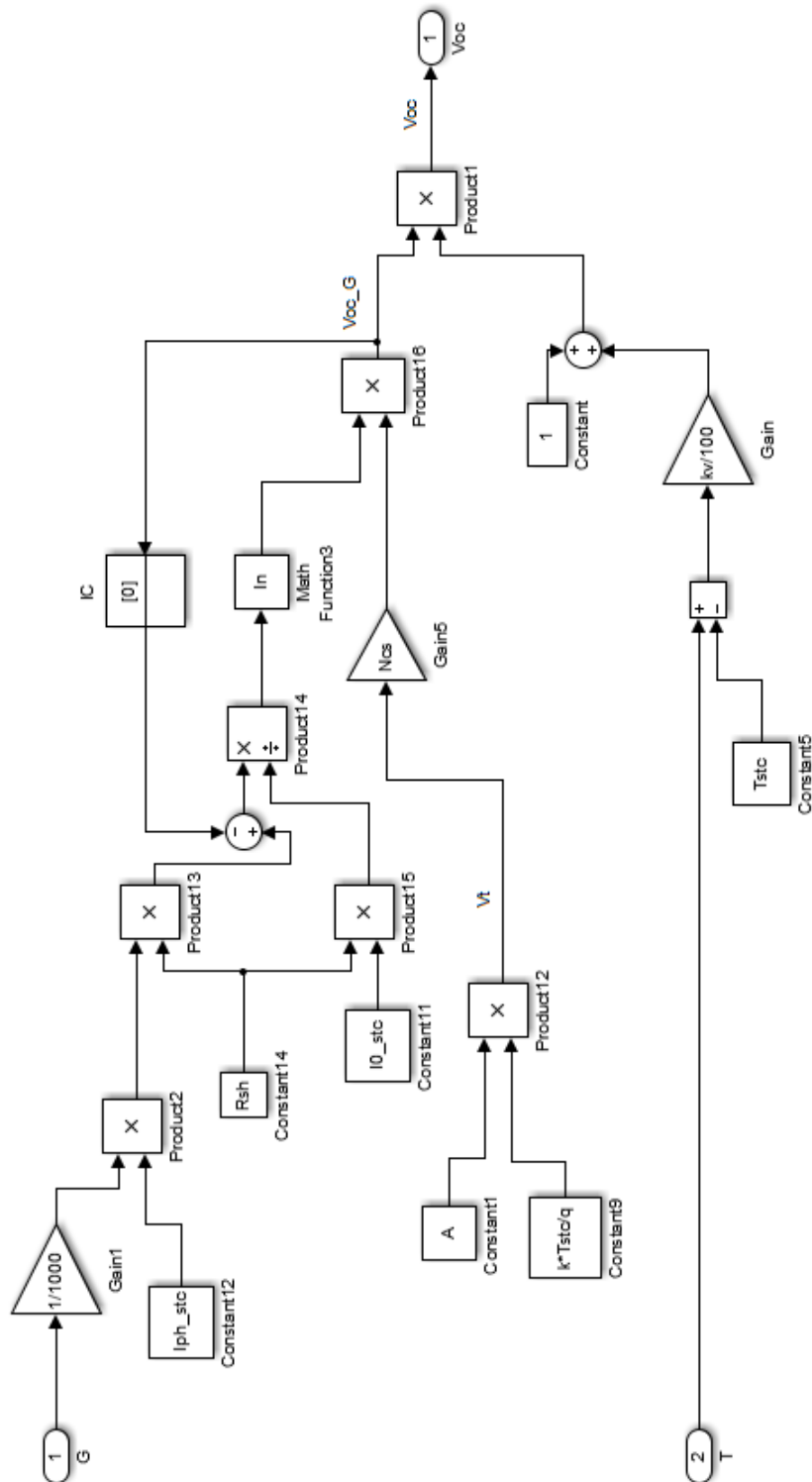


Figura C.8: Bloque de cálculo de la tensión V_{oc} .

C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica

Cabe destacar que la complejidad de este último bloque es algo mayor dado que la ecuación 4.36 (la cual forma parte de la ecuación 4.37) no es lineal. Esto obliga a que se utilice un lazo de realimentación en el bloque para la variable $V_{oc}(G)$, y un bloque propio del Simulink denominado IC . El bloque IC se utiliza para proporcionar una condición inicial, necesaria para la convergencia del sistema de la figura C.8.

C.2.14. Bloque I_0

Este bloque calcula la corriente I_0 utilizando los valores de salida homónimos de los bloques I_{sc} y V_{oc} . La ecuación que vincula estos parámetros es la 4.38. Se puede visualizar el diagrama del mismo en la figura C.9.

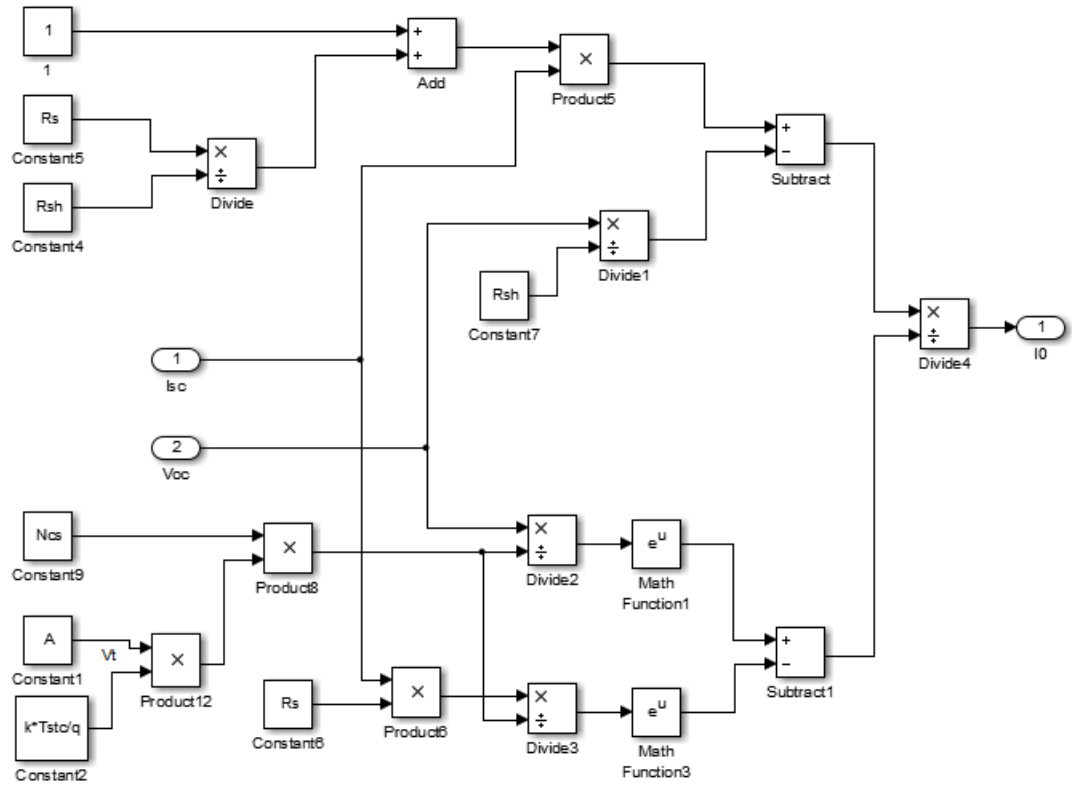


Figura C.9: Bloque de cálculo de la corriente I_0 .

C.2.15. Bloque I_{ph}

El cuarto y último sub-bloque que compone el bloque de cálculo de I_0 e I_{ph} de la figura C.6 es el que calcula este último parámetro. Las entradas del mismo son V_{oc} y la propia I_0 que se obtiene del sub-bloque anterior, como se ilustra en la figura C.10. En este caso, el diagrama de bloques está basado en la ecuación 4.39.

Apéndice C. Código MatLab de la Planta Fotovoltaica

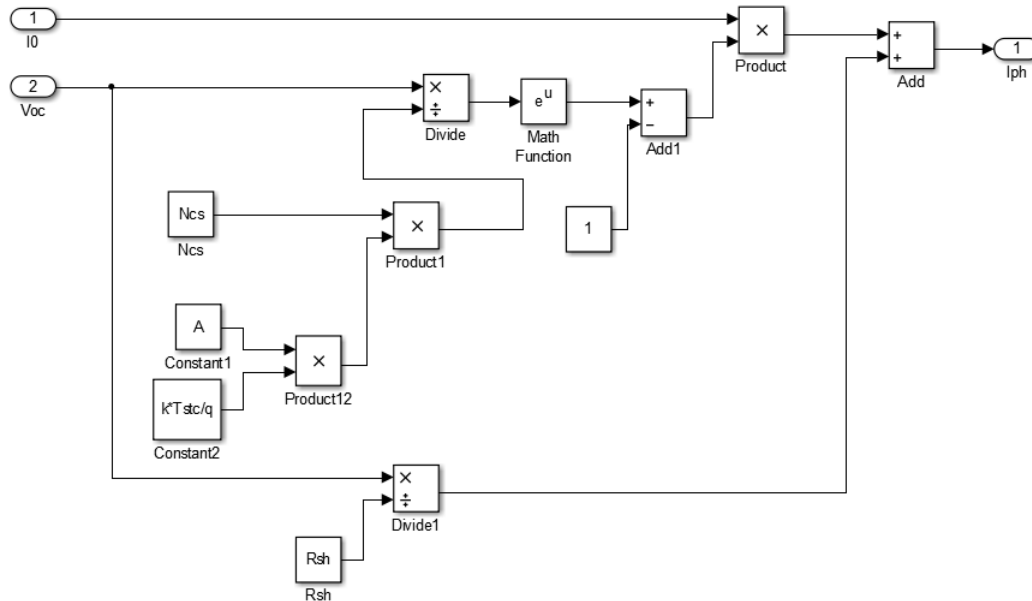


Figura C.10: Bloque de cálculo de la corriente I_{ph} .

C.2.16. Bloque Paneles-MPPT

El bloque que se presenta a continuación es el que efectivamente calcula la corriente y tensión de salida de la planta, y por lo tanto su potencia. Además, se encarga de hacer el algoritmo de búsqueda basado en el método de perturbar y observar, cumpliendo la función de seguidor de potencia (MPPT), la cual fue descrita en la sección 4.5. En el mismo se encuentran 3 grandes bloques análogos entre sí, los cuales se denominan “MPPT fijo”, “MPPT 1 eje” y “MPPT 2 ejes”, como muestra la figura C.11.

En cada uno de ellos, como sus nombres lo indican, se hacen los cálculos mencionados para cada uno de los tipos de seguimiento. La razón de por qué es necesario hacer una separación de los mismos es la siguiente: dado que las corrientes fotogenerada y de saturación inversa son distintas para cada configuración, también lo son las curvas características de los paneles. Esto implica que el punto de máxima potencia sea distinto en los tres casos, lo cual es natural y evidente. La consecuencia que esto trae a la hora de realizar una simulación es que el flujo de programa varía en cada uno de los seguimientos. Puntualmente en este caso particular, los pasos de iteración del algoritmo MPPT serán distintos en cada una de las variantes, lo que obliga a paralelizar las tres secuencias y calcular las salidas de potencia en forma independiente.

Otra observación pertinente referida a esta separación es que (como se detalló en la sección 4.6) las pérdidas deben diferenciarse según la topología de planta, ya que sus valores numéricos porcentuales difieren. Por lo tanto, si bien la estructura general de los tres bloques MPPT son idénticas, las pérdidas calculadas en cada uno de ellos son distintas.

C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica

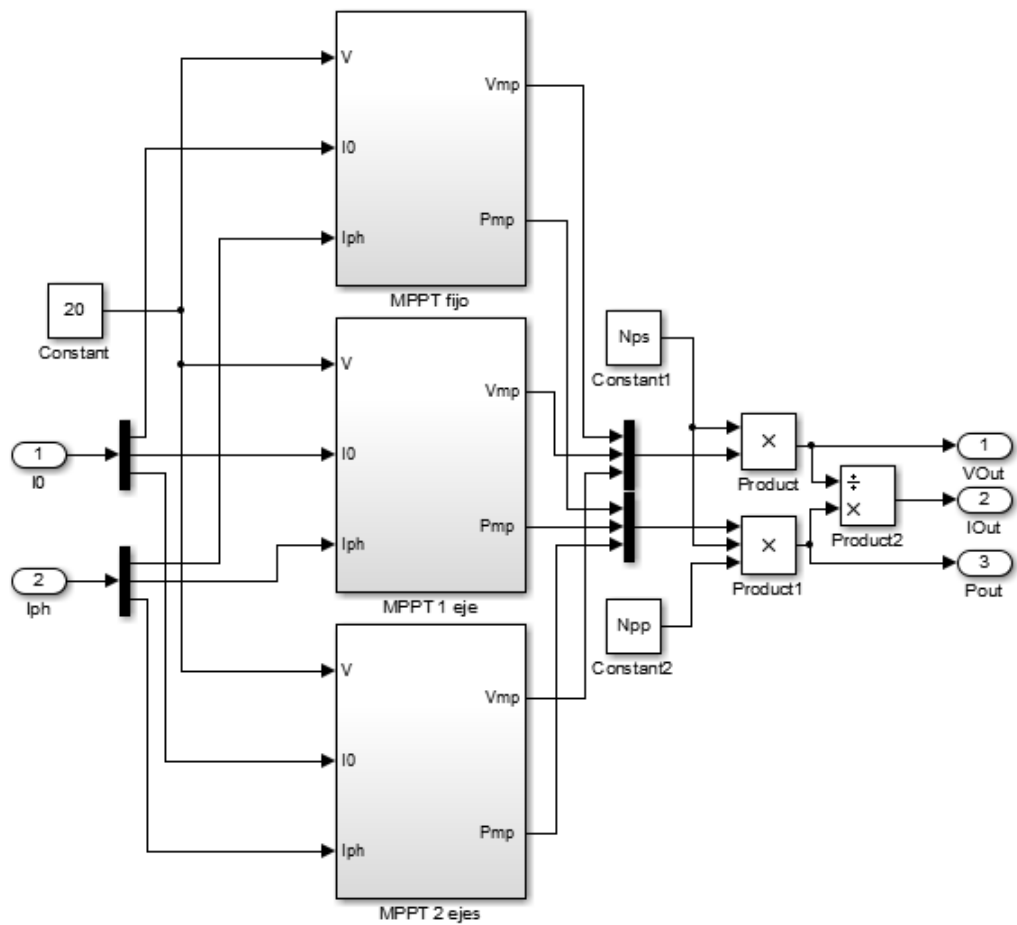


Figura C.11: *Bloque modelado de seguimiento de máxima potencia y salida de la planta.*

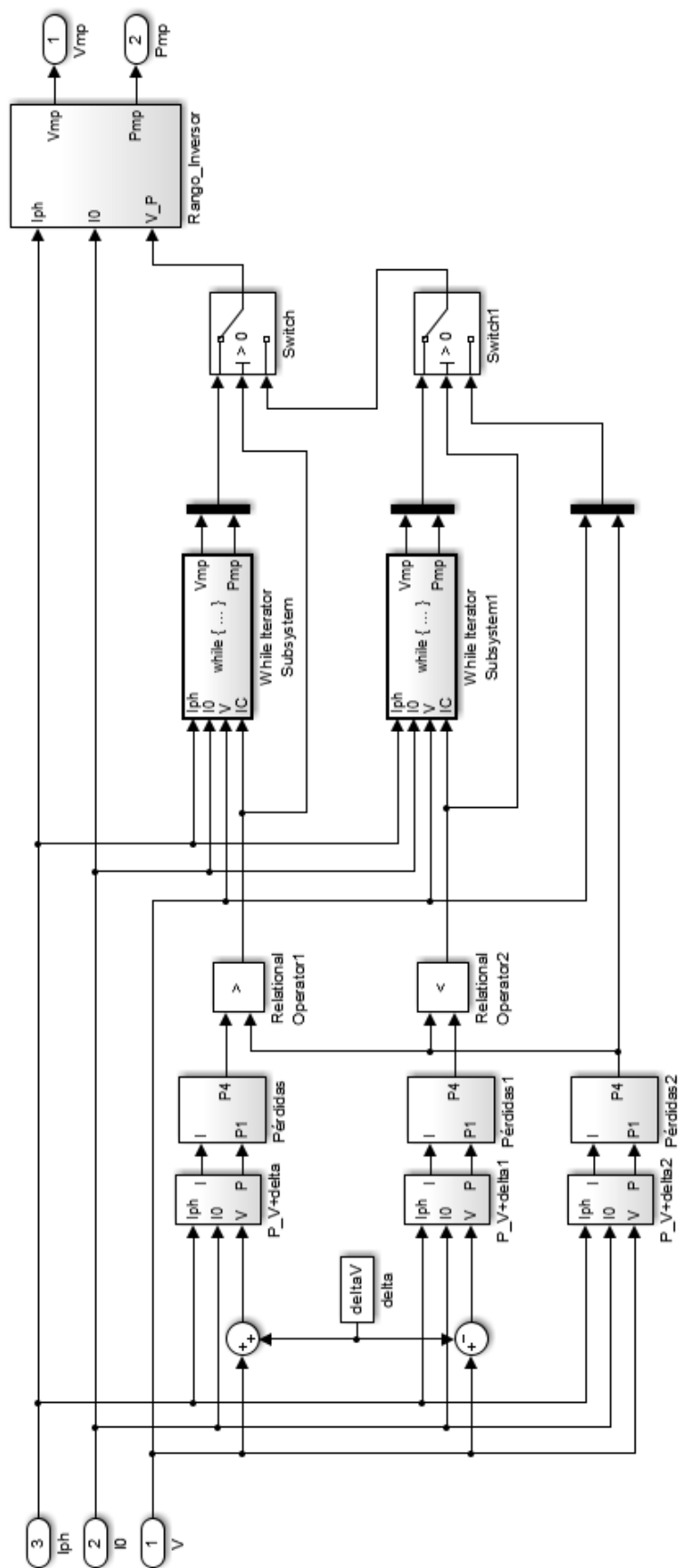


Figura C.12: Bloque de modelado de seguimiento de máxima potencia y salida de la planta para un tipo de seguimiento particular.

C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica

El diagrama que se muestra en la figura C.12 corresponde a uno de los tres bloques MPPT mencionados. En el mismo se observa un par de bloques contiguos, llamados “ $P_V + \text{delta}$ ” y “Pérdidas”. Los mismos trabajan en conjunto, calculando una salida de potencia para una entrada determinada de tensión, corriente fotogenerada y de saturación inversa¹. El primero de los bloques es el que calcula la corriente y la potencia generada en condiciones ideales, y el segundo le agrega las pérdidas a dicha potencia. Los bloques de pérdidas se detallarán al final de esta sección. Se destaca que en los bloques de la figura C.12 y sus subyacentes, las dimensiones de las entradas y salidas serán de dimensión 1, excepto cuando se explicita.

C.2.17. Bloque Potencia

A continuación se muestra el detalle de uno de estos bloques de cálculo de potencia, en la figura C.13. Las entradas del mismo son las corrientes I_0 e I_{ph} y la tensión V , y las salidas la corriente y la potencia de salida del inversor. Como se vio en los capítulos anteriores, esta ecuación no es lineal, por lo que también se torna necesario hacer una realimentación en este bloque para hallar la corriente de salida.

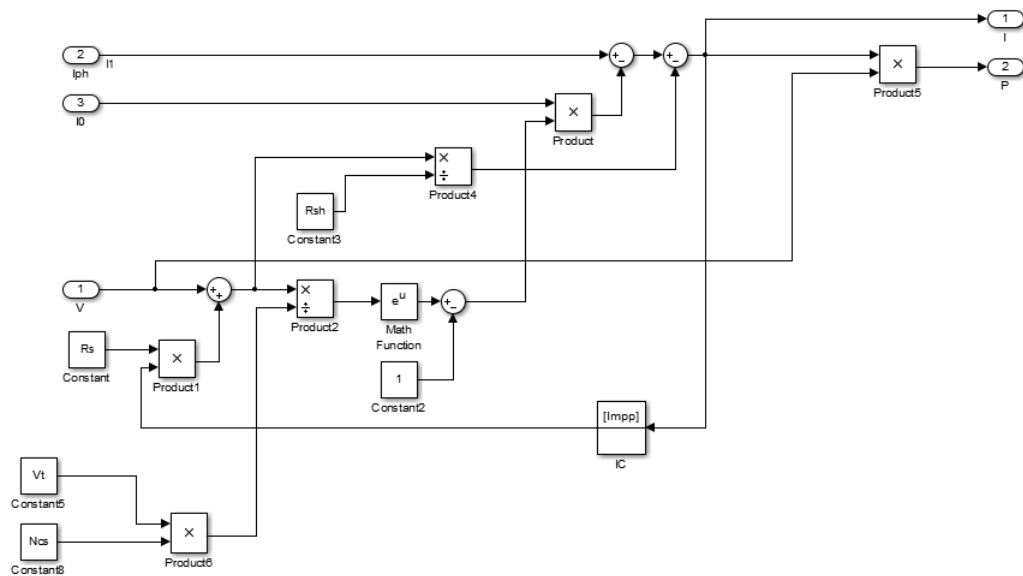


Figura C.13: Bloques de modelado de seguimiento de máxima potencia y salida de la planta discriminados por el tipo de seguimiento.

Cabe destacar que existen diversas instancias idénticas del par de bloques “potencia-pérdidas” mencionado, en el interior del bloque MPPT. Esto se debe a que es necesario

¹Se recuerda que I_0 e I_{ph} son dos de los cinco parámetros que determinan la curva característica I-V. En esta instancia los restantes 3 parámetros ya se encuentran calculados y son pasados como parámetro al programa. Por lo tanto, la corriente I puede calcularse conociendo dicha curva (ecuación 4.5) en conjunto con la tensión V .

Apéndice C. Código MatLab de la Planta Fotovoltaica

realizar cálculos de potencia intermedios en distintos puntos de la estructura de bloques. Por ejemplo, en la figura C.12 se ve que existen tres de estos, los cuales calculan tres potencias (con las pérdidas incluidas) en forma paralela. A la entrada de cada uno de ellos ingresa una tensión V , otra $V + \delta V$ y otra $V - \delta V$, donde δV es el paso de tensión del inversor-MPPT. Luego estas tres potencias son comparadas. Es caso que alguna de las potencias correspondientes a entrada $V \pm \delta V$ sea la mayor, se ingresa a alguno de los bloques iteradores “while”, que ejecutan el algoritmo descrito en el apartado 4.5. En caso que la potencia correspondiente a la entrada V sea la mayor, no se requiere modificar la consigna de tensión del inversor, por lo que se procede sin pasar por los bloques iteradores.

C.2.18. Bloque Iterador While

Dado que en cada iteración sucesiva en que el MPPT busca la tensión óptima se requiere calcular la potencia, debe disponerse del par de bloques “potencia-pérdidas” dentro del iterador, como se muestra en la figura C.14. Este bloque recibe los mismos parámetros de entrada que el bloque potencia, pero adicionalmente una entrada IC (condición inicial). Esta última entrada es un valor booleano resultante de la comparación de las potencias del párrafo anterior, y es lo que gatilla el bloque iterador que corresponda. Los resultados de este bloque son la tensión y la potencia, correspondientes al MPP.

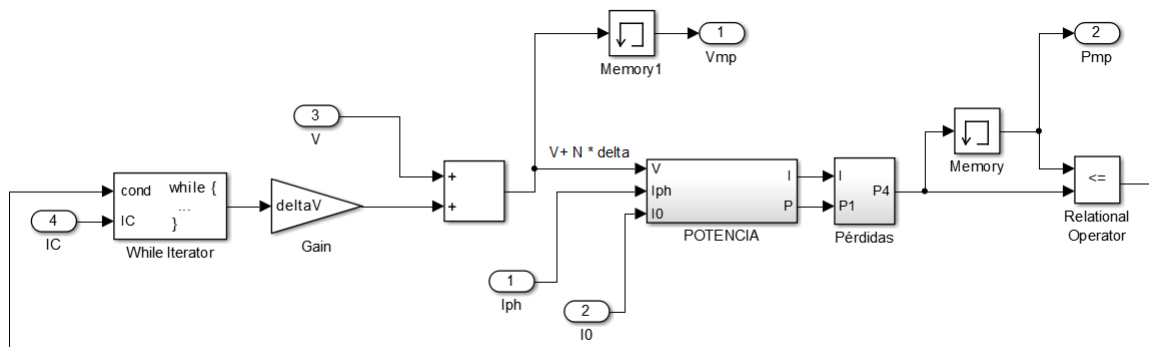


Figura C.14: Bloque de iteración del MPPT.

Por lo tanto, el bloque iterador va incrementando el paso de tensión δV y retiene la misma en un bloque de memoria. A su vez, luego de calcular la potencia correspondiente al primer paso, se guarda la misma en otro bloque de memoria. En el siguiente paso, esta potencia es comparada con la nueva para determinar si se debe continuar con la iteración, o se utiliza la última potencia y voltaje almacenados como salida.

Una vez que fue alcanzado el punto de máxima potencia, se ingresa a un bloque denominado “Rango Inversor” (ver figura C.12). Los bloques “Switch” previos al mismo se encargan de direccionar la tensión y la potencia adecuadas al ramal que efectivamente fue ejecutado. A continuación se muestra el detalle del bloque Rango Inversor y su función.

C.2.19. Bloque Rango Inversor

El bloque Rango Inversor se encarga de modelar la limitante que impone el inversor debido a su rango de tensión de entrada admisible, hecho que fue descrito en la sección 4.5. Como entradas, el bloque recibe las corrientes I_0 e I_{ph} , y un vector que contiene voltaje y potencia. La salida del mismo será la potencia y tensión finales del inversor, para alguno de los casos de seguimiento.

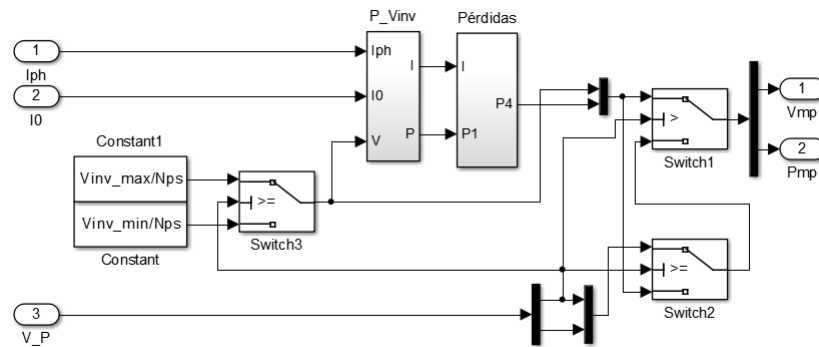


Figura C.15: Bloque que limita el rango de tensiones admisibles por el inversor.

En la figura C.15 se observa el bloque en cuestión, en el que se destaca la presencia del par de bloques que calculan la potencia en conjunto con las pérdidas. En este caso, el mismo se utiliza en caso que la tensión resultante del algoritmo MPPT no esté comprendida en el rango admisible por el inversor. Cuando esto sucede, es necesario recalcular la potencia de salida del inversor para el caso límite que corresponda.

C.2.20. Bloques de Pérdidas

Para el modelado de las pérdidas, se hizo una separación en dos grandes bloques de pérdidas: por un lado, las pérdidas previas al MPPT (incluyendo las pérdidas del mismo), y por otro las posteriores (que son básicamente las asociadas a componentes AC). El bloque de las primeras pérdidas está presente en diversas instancias internas de los tres bloques MPPT existentes (figura C.12), como fue mencionado en varios puntos de la sección C.2.16. El mismo se divide en tres, cómo se muestra en la figura C.16.

Todos los bloques poseen una entrada y una salida de potencia, excepto el bloque “Cableado DC e Inversor”, que además utiliza la corriente de salida del inversor como entrada. Esta última es necesaria para calcular las pérdidas ohmicas en los cables hora a hora.

Por otra parte, el bloque de pérdidas AC se encuentra inmediatamente después de la salida de los inversores, como fue mostrado en la figura C.1. El mismo contiene un sub-bloque en su interior destinado a calcular únicamente las pérdidas en los cables de alterna.

Apéndice C. Código MatLab de la Planta Fotovoltaica

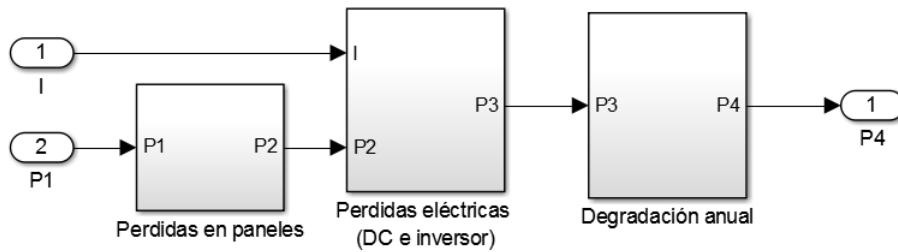


Figura C.16: Subdivisión de los bloques de pérdidas previas al inversor.

A continuación detallan todos los sub-bloques de pérdidas.

C.2.21. Bloque de Pérdidas en los Paneles

En la figura C.17 se muestra cómo se calcularon todas las pérdidas relativas a las no idealidades de los paneles fotovoltaicos. Las mismas fueron mencionadas en el capítulo de modelado (ver sección 4.6). Entre ellas se encuentran las pérdidas por sombreado, suciedad y reflectancia angular.

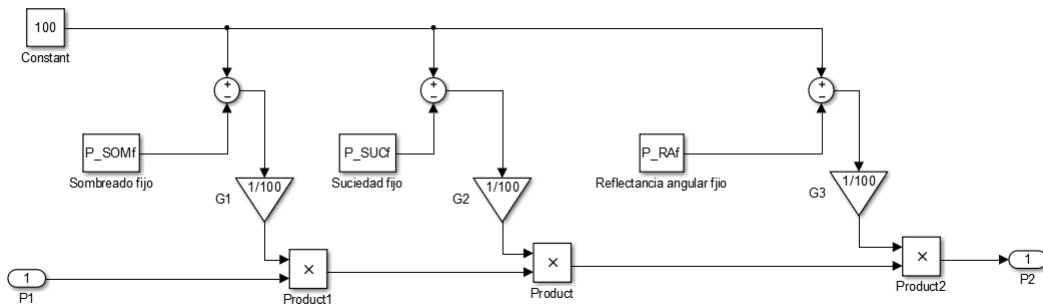


Figura C.17: Bloque de Pérdidas en los Paneles (caso sin seguimiento).

Lo que se observa en la figura es un conjunto de parámetros porcentuales correspondientes a los distintos tipos de pérdidas en los paneles. Los mismos son llevados a forma de coeficiente porcentual (valores entre 0 y 1), de forma de ser multiplicados por la potencia entrante. El resultado es una potencia menor, afectada por las distintas pérdidas.

C.2.22. Bloque de Pérdidas del Cableado DC e Inversor

En este bloque de la figura C.18 se incluyen las pérdidas por concepto de cableado en continua y del inversor.

C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica

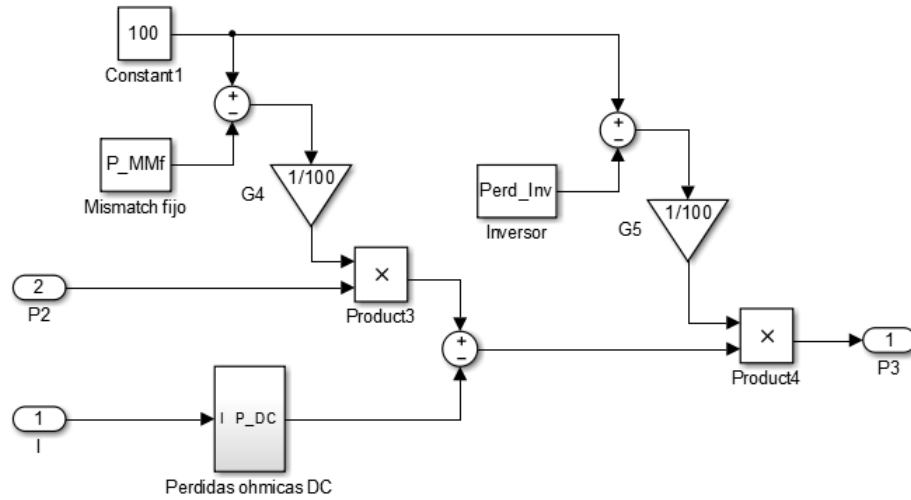


Figura C.18: Bloque de Pérdidas del Cableado DC e Inversor.

En primer lugar se calculan las pérdidas por Mismatch (en forma análoga al bloque anterior). Luego se le sustrae la potencia disipada en los cables por efecto Joule, y finalmente se aplica un coeficiente de pérdidas correspondiente al inversor.

C.2.23. Bloque de Pérdidas por Degradación Anual

El bloque que se presenta en la figura C.19 contempla las pérdidas originadas por el envejecimiento de los paneles fotovoltaicos.

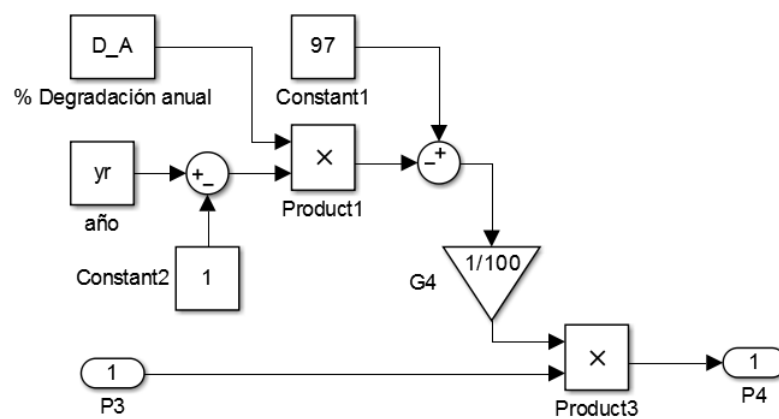


Figura C.19: Bloque de Pérdidas por Degradación Anual.

Como se puede dilucidar del diagrama, cuando el parámetro año (yr) vale 1, la salida

Apéndice C. Código MatLab de la Planta Fotovoltaica

de potencia toma el valor porcentual del parámetro D_i (decaimiento inicial). Luego, en años consecutivos, se aplica un decaimiento lineal de acuerdo al coeficiente definido por el parámetro D_A .

C.2.24. Bloque de Pérdidas AC

Este bloque, presentado en la figura C.20, es el que arroja el resultado final de toda la planta, ya que toma la potencia de salida del conjunto de inversores y le aplica las pérdidas posteriores a los mismos.

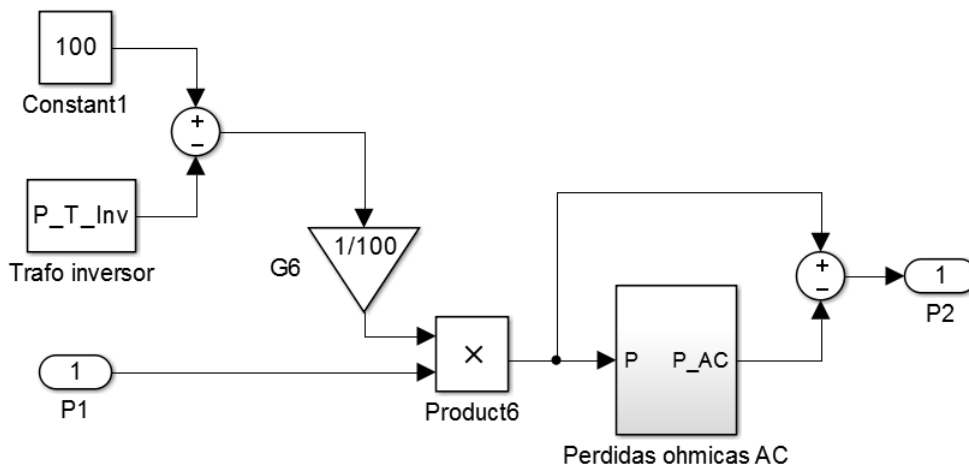


Figura C.20: Bloque de Pérdidas AC.

Estas pérdidas corresponden a los transformadores de BT/MT, que se encuentran inmediatamente después de cada inversor y los cableados de corriente alterna, los cuales se detallan en el bloque de la figura C.21.

C.2.25. Bloque de Pérdidas en los cables AC

Este bloque calcula la corriente de la planta a partir de la potencia, utilizando como dato la tensión nominal de la red. Dicha corriente toma dos caminos en el bloque; por un lado se divide entre 5 para obtener la corriente que circularía por los transformadores de BT/MT, y por otro se mantiene la corriente total, como se ve en la figura C.21. Luego ambas son elevadas al cuadrado. La primera se multiplica por la sumatoria de las resistencias de los cables que van desde los transformadores mencionados y el nodo del puesto de conexión y medida. La segunda se multiplica por la resistencia de la barra de salida de la planta. La suma de estos dos ramales entonces constituyen las pérdidas ohmicas en los cableados de alterna.

C.2. Modelo Simulink de la Planta Fotovoltaica

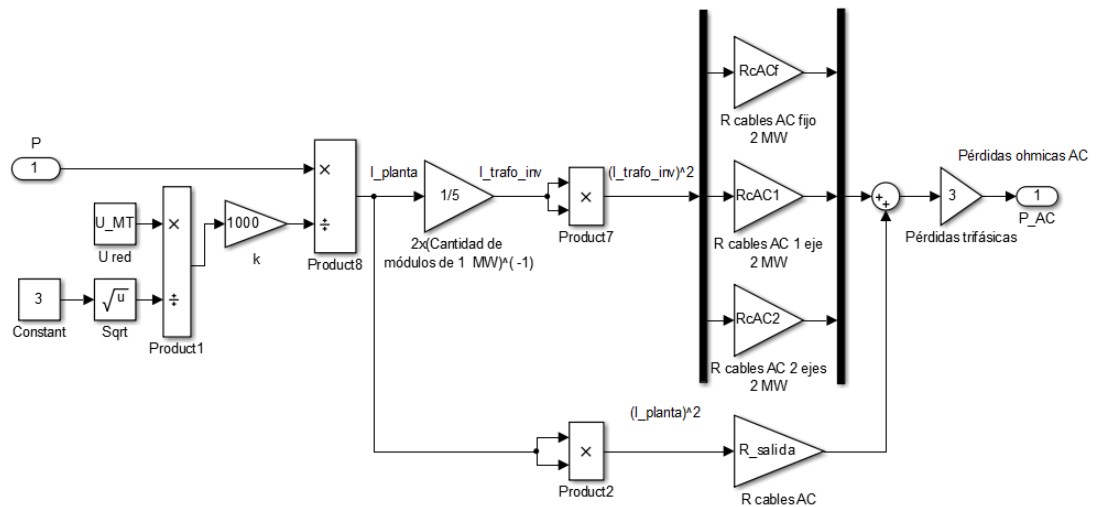


Figura C.21: *Bloque de Pérdidas en los cables AC.*

Cabe destacar que las resistencias de los cables del transformador al nodo de conexión deben diferenciarse según el tipo de seguimiento, ya que las dimensiones físicas de los tres tipos de planta varían significativamente. Finalmente, las pérdidas aquí calculadas son sustraídas a la potencia obtenida en el bloque de la figura C.20, para así obtener la salida definitiva del modelo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice D

Medidas de irradiación

D.1. Medidas de irradiación en Salto

El Laboratorio de Energía Solar, de la Universidad de la República proporcionó para el proyecto medidas de irradiación en Salto, Uruguay. Estas medidas son de paso horario, y corresponden a la irradiación incidente sobre un plano horizontal.

Los datos están referenciados según la zona horaria UTC 0. Si se quiere adaptar esos valores a la hora local en Uruguay (UTC -3), las medidas tienen que ser desfasadas 3 horas. En el presente estudio se trabajó con los valores correspondientes a la zona horaria UTC 0.

Para realizar el pasaje de las medidas de irradiación horizontal a plano inclinado, es importante conocer el rango temporal de integración de las mismas. Por ejemplo, no resulta lo mismo que el valor correspondiente a la hora 12 sea el valor de irradiación media entre las 11:30 y 12:30, o el valor medio entre las 12:00 y las 13:00. En el caso de las medidas obtenidas, el indicador “hora” corresponde a la hora en que comienza la medida de irradiación.

Locación del medidor:

- Latitud: $\phi = -31,27^\circ$
- Longitud: $L_o = -57,89^\circ$

Se poseen datos de irradiación de tres años consecutivos (desde junio de 2010 hasta julio de 2013). A pesar de contar con esa cantidad de medias, solamente se utilizan para el estudio las correspondientes al año 2012. La razón por la que se elige trabajar con las medidas de ese año es que, a diferencia de los otros, la serie de datos del 2012 es la única que no tiene faltantes de valores.

Apéndice D. Medidas de irradiación

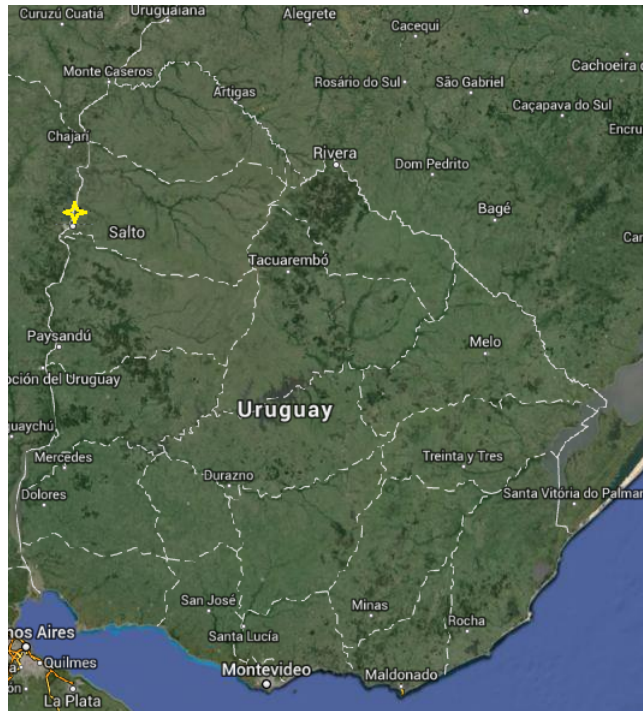


Figura D.1: Ubicación de las medidas Salto.

D.2. Medidas de irradiación en Facultad de Ingeniería

Además de las medidas en Salto, se consiguieron medidas ubicadas en la azotea de la Facultad de Ingeniería. Estas medidas tienen las mismas características que las anteriores: son horarias, referenciadas a UTC 0 y no consideran cambio de hora en verano.

Locación del medidor:

- Latitud: $\phi = -34,55^\circ$
- Longitud: $L_o = -56,10^\circ$

En este caso, se cuenta con dos tipos de datos. Unos son medidas en plano horizontal, y los otros son medidas en un plano inclinado 35° con respecto al anterior. El hecho de contar con estos dos tipos distintos de medidas, ubicadas en el mismo punto geográfico, resulta sumamente ventajoso a la hora de realizar la validación del modelo de pasaje a plano inclinado.

D.2. Medidas de irradiación en Facultad de Ingeniería

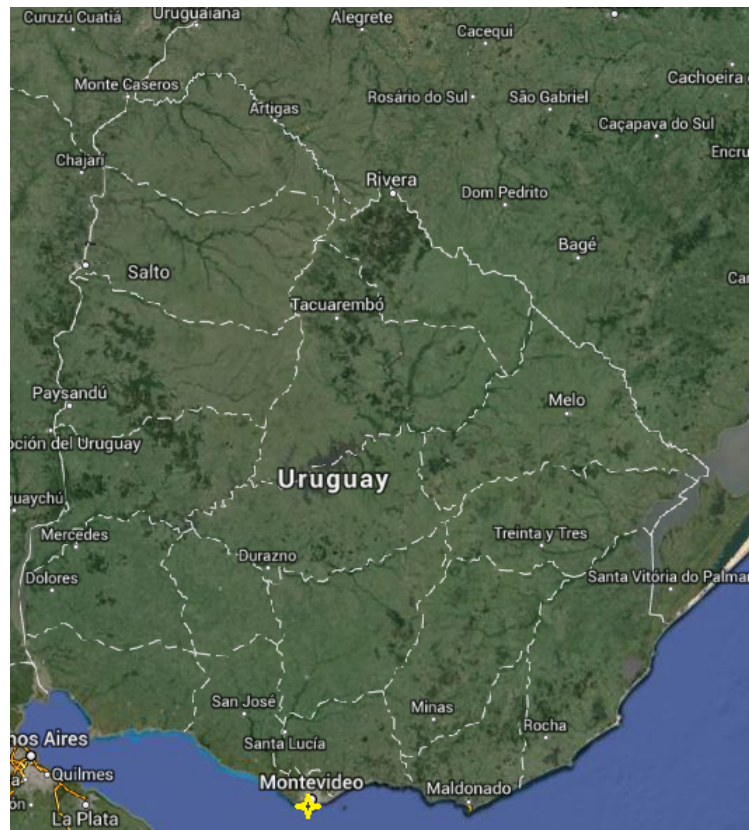


Figura D.2: Ubicación de las medidas - FING.

Año sintético

A diferencia con las medidas en Salto, no se cuenta con un año completo de medidas en la Facultad de Ingeniería. Por esa razón, se busca la forma de crear un conjunto de valores que sirvan para validar el modelo, por medio del armado de una serie de datos correspondiente a un año sintético.

Para construir el año sintético se realiza lo siguiente. Se parte de la serie de datos correspondiente al año con mayor cantidad de datos (serie base), y se busca completar los faltantes a partir de las demás series, correspondientes a los otros años disponibles (series secundarias). Si en alguna de las series secundarias existe un par de valores horizontal e inclinado correspondiente al mismo mes, día y hora en que se tiene un faltante de la serie base, entonces dicho valor se utiliza para completar la serie base. Este reemplazo se efectúa respetando la estampa de tiempo del valor original, dado que para el modelo de recurso solar, la ubicación temporal es imprescindible. El procedimiento descrito se realiza para todos los faltantes posibles, logrando de esta manera construir el año sintético más completo que los datos disponibles permitan.

A pesar que se construye el año sintético como se explica en el párrafo anterior, no se logra un nivel de completitud del mismo como hubiera sido deseable. Esto se debe a

Apéndice D. Medidas de irradiación

que existen meses en que simultáneamente se da una gran cantidad de faltantes en todas las series disponibles. Particularmente, se observa que la mayor parte de estos faltantes están asociados a medidas en plano inclinado, y corresponden a valores de irradiación en verano.

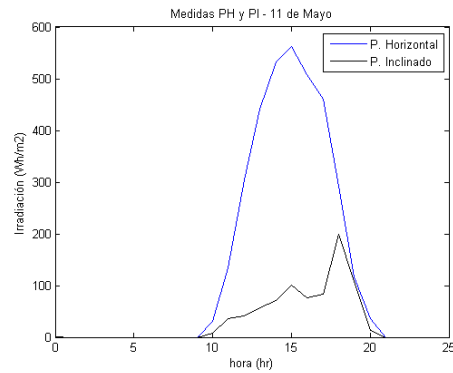
Como problema adicional, se deben eliminar varios datos que evidencian problemas en la medición. En la figura D.3 se muestran algunos ejemplos de casos que son descartados a la hora de armar el año sintético. No es necesario contar con experiencia en el tema para notar que estos ejemplos denotan incoherencias. El hecho de que la superficie esté inclinada 35° no debería perjudicar tan notoriamente la irradiación incidente, como se visualiza en la figura D.3. Por ejemplo, en los valores correspondientes al día 22 de agosto, se observa que hasta la hora 18 existe algún tipo de fenómeno que perjudica claramente la medición en plano inclinado.

La proporción de medidas con la que se cuenta para validar el modelo se puede observar en la tabla D.1.

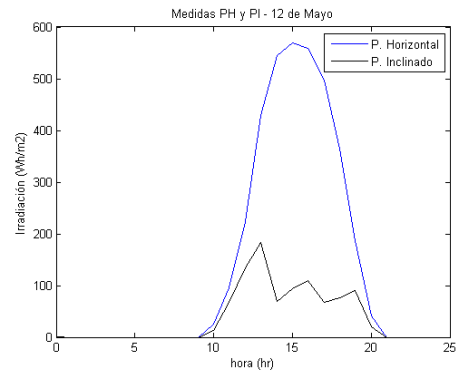
Tabla D.1: Cantidad de medidas mensuales - año sintético

Mes	Días con medidas	Duración mes	Medidas por mes (%)
Enero	14	31	45
Febrero	19	28	68
Marzo	28	31	90
Abril	29	30	97
Mayo	26	31	84
Junio	24	30	80
Julio	31	31	100
Agosto	26	31	84
Setiembre	30	30	100
Octubre	30	31	97
Noviembre	30	30	100
Diciembre	15	31	48

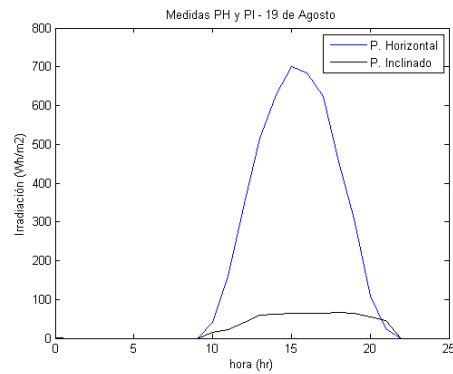
D.2. Medidas de irradiación en Facultad de Ingeniería



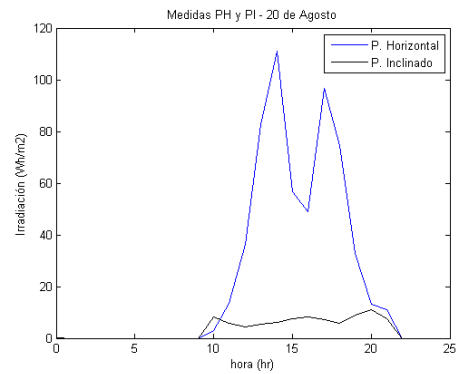
(a) 11 de Mayo



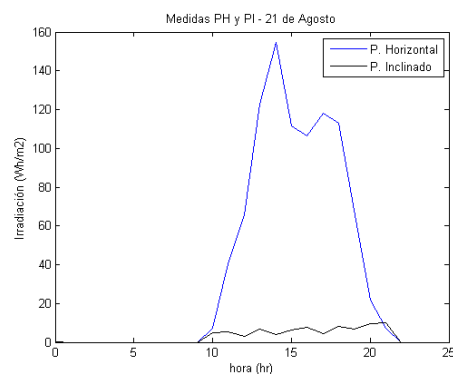
(b) 12 de Mayo



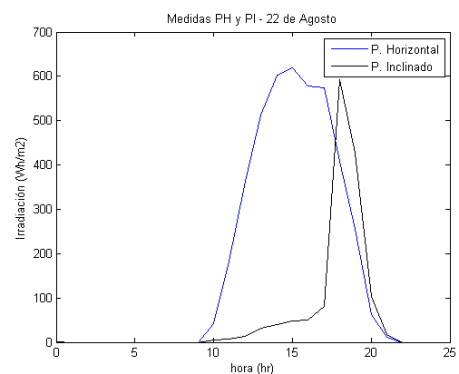
(c) 19 de Agosto



(d) 20 de Agosto



(e) 21 de Agosto



(f) 22 de Agosto

Figura D.3: Medidas con rarezas.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice E

Cableado

Realizar un correcto dimensionamiento del cableado a utilizar sirve para evaluar cuanto capital se necesita invertir en este rubro, el monto depende del largo y sección de los cables. Otro fin que tiene el dimensionamiento en detalle es el de calcular la resistencia equivalente de los cables y con ella poder calcular las pérdidas ohmicas en la planta.

En primer lugar, el dimensionamiento del cableado se piensa desde un punto de vista geométrico, optimizando las distancias y aprovechando en la medida de lo posible las estructuras de los paneles. A partir de lo anterior se determina la posición de las cajas de conexión y el recorrido de los cables que unen la mismas con el inversor.

Además de los criterios que se presentaran a continuación, se utiliza un criterio económico. Se estudia en todos los casos la posibilidad de aumentar la sección para minimizar las perdidas, y así, aumentar la energía generada. Si la ganancia en energía cubre la inversión necesaria en un lapso menor a la vida útil del proyecto, entonces, resulta rentable aumentar la sección del conductor.

E.1. Baja tensión

Para determinar las secciones de los cables en baja tensión se utilizan dos criterios, el de intensidad admisible y el de caída de tensión.

E.1.1. Criterio de intensidad admisible

Cómo criterio de diseño se establece que la corriente nominal del cable tiene que ser mayor a la máxima corriente posible en el cable ajustada por ciertos coeficientes que dependen de las condiciones en las que se encuentra sometido el cable.

$$I_{dis} = \frac{1,25 \times I_{max}}{f_1 \cdot f_2} \quad (E.1)$$

Apéndice E. Cableado

Donde f_1 es el coeficiente que se aplica a los cables que están expuestos al Sol, suele ser 0.9. El coeficiente f_2 depende de la temperatura de trabajo, siendo conservador se supone que se trabaja con una temperatura ambiente de $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ y para esa temperatura el coeficiente vale 0.9.

E.1.2. Criterio de caída de tensión

Se utiliza como objetivo que la caída de tensión no sea superior al 1.5 %. Se determina la sección mínima necesaria en el cable para conseguir ese porcentaje de caída de tensión y se define una sección mayor a ella.

$$e = 0,015 \times V_{min} \quad (\text{E.2})$$

La expresión con la que se obtiene la sección mínima necesaria es la siguiente:

$$S = \frac{L \cdot I}{\gamma \cdot e} \quad (\text{E.3})$$

Donde:

- L : longitud de la línea (positivo + negativo)
- I : intensidad nominal de la línea
- γ : conductividad del cobre a $70\text{ }^{\circ}\text{C}$
- e : caída de tensión máxima admisible

E.1.3. Cables BT Paneles Fijos

A continuación se presentan las tablas utilizadas para el dimensionamiento de los conductores en el caso de la planta con paneles fijos.

Paneles a caja de conexiones

Cabe destacar que si bien con una sección de 2.5 mm^2 se cumplen los dos criterios considerados, se opta por elegir un cable de sección superior para no poseer pérdidas eléctricas grandes. A pesar que la inversión en cableado es mayor, termina siendo más rentable en el largo plazo debido a que el aumento de inversión se paga con el incremento de la energía vendida en un plazo bastante menor al de la vida útil de la planta gracias a

E.1. Baja tensión

Tabla E.1: *Cables Paneles a Caja de conexiones (Paneles Fijos) - Grupo 1*

	d (m)	S _{critério_ΔV}	S (mm ²)	I _{max panel} (A)	I _{max} (A)	R _{cable} (Ω)	Cables _{x caja}	R _{aparente} (Ω)
2xL1 _{paneles-caja}	53.6	2.1	6	8.3	12.8	0.31	4	2.4
2xL2 _{paneles-caja}	52.6	2.1	6	8.3	12.8	0.30	4	2.4
2xL3 _{paneles-caja}	51.6	2.0	6	8.3	12.8	0.29	4	2.4
2xL4 _{paneles-caja}	47.3	1.9	6	8.3	12.8	0.27	4	2.2
2xL5 _{paneles-caja}	46.7	1.8	6	8.3	12.8	0.27	2	1.1
R (Ω)								10.4

Tabla E.2: *Cables Paneles a Caja de conexiones (Paneles Fijos)- Grupo 2*

	d (m)	S _{critério_ΔV}	S (mm ²)	I _{max panel} (A)	I _{max} (A)	R _{cable} (Ω)	Cables _{x caja}	R _{aparente} (Ω)
2xL1 _{paneles-caja}	53.6	2.1	6	8.3	10.4	0.31	1	0.6
2xL2 _{paneles-caja}	52.6	2.1	6	8.3	10.4	0.30	1	0.6
2xL3 _{paneles-caja}	51.6	2.0	6	8.3	10.4	0.29	1	0.6
2xL4 _{paneles-caja}	47.3	1.9	6	8.3	10.4	0.27	4	2.2
2xL5 _{paneles-caja}	46.7	1.8	6	8.3	10.4	0.27	2	1.1
R (Ω)								5.0

la reducción de las pérdidas.

Caja de conexiones a inversor

Tabla E.3: *Cables Caja de conexiones a Inversor (Paneles Fijos)*

	d (m)	S _{critério_ΔV}	S (mm ²)	f _{corriente}	I _{max} (A)	I _{max admisible} (A)	R (Ω)	R _{aparente} (Ω)
2xL1 _{caja-inversor}	138	97.6	120	18	149	186	0.04	25.5
2xL2 _{caja-inversor}	127	89.8	95	18	149	186	0.05	29.6
2xL3 _{caja-inversor}	109	77.1	95	18	149	186	0.04	25.4
2xL4 _{caja-inversor}	91	64.4	70	18	149	186	0.04	28.8
2xL5 _{caja-inversor}	73	51.6	70	18	149	186	0.04	23.1
2xL6 _{caja-inversor}	55	38.9	50	18	149	186	0.04	24.4
2xL7 _{caja-inversor}	67	47.4	70	18	149	186	0.03	21.2
2xL8 _{caja-inversor}	85	60.1	70	18	149	186	0.04	26.9
2xL9 _{caja-inversor}	103	72.9	95	18	149	186	0.04	24.0
2xL10 _{caja-inversor}	121	85.6	95	18	149	186	0.04	28.2
2xL11 _{caja-inversor}	139	49.2	50	9	75	93	0.10	15.4
R (Ω)								272.6

Apéndice E. Cableado

E.1.4. Cables BT Seguimiento acimutal

También se presentan los resultados para el caso de seguimiento en un eje acimutal.

Paneles a caja de conexiones

Tabla E.4: *Cables Paneles a Caja de conexiones (un eje) - Grupo 1*

	d (m)	S _{criterio_ΔV}	S (mm ²)	I _{max panel} (A)	I _{max} (A)	R _{cable} (Ω)	Cables _{x caja}	R _{aparente} (Ω)
2xL1 _{paneles-caja}	47	1.8	6	8.3	12.8	0.27	2	1.1
2xL2 _{paneles-caja}	62	2.4	6	8.3	12.8	0.35	4	2.8
2xL3 _{paneles-caja}	67.5	2.7	6	8.3	12.8	0.38	4	3.1
2xL4 _{paneles-caja}	83.7	3.3	6	8.3	12.8	0.48	8	7.6
R (ohm)								14.6

Tabla E.5: *Cables Paneles a Caja de conexiones (un eje)- Grupo 2*

	d (m)	S _{criterio_ΔV}	S (mm ²)	I _{max panel} (A)	I _{max} (A)	R _{cable} (Ω)	Cables _{x caja}	R _{aparente} (Ω)
2xL1 _{paneles-caja}	47	1.8	6	8.3	12.8	0.27	2	1.1
2xL2 _{paneles-caja}	68	2.7	6	8.3	12.8	0.39	4	3.1
2xL3 _{paneles-caja}	88	3.5	6	8.3	12.8	0.50	2	2.0
R (ohm)								6.2

Caja de conexiones a inversor

Tabla E.6: *Cables Caja de conexiones a Inversor (un eje)*

	d (m)	S _{criterio_ΔV}	s (mm ²)	f _{corriente}	I _{max} (A)	I _{max admisible} (A)	R (Ω)	R _{aparente} (Ω)
2xL1 _{caja-inversor}	206	145.7	150	18	149	186	0.05	30.4
2xL2 _{caja-inversor}	143	101.2	120	18	149	186	0.04	26.4
2xL3 _{caja-inversor}	161	113.9	120	18	149	186	0.05	29.7
2xL4 _{caja-inversor}	98	69.3	70	18	149	186	0.05	31.0
2xL5 _{caja-inversor}	116	82.1	95	18	149	186	0.04	27.1
2xL6 _{caja-inversor}	53	37.5	50	18	149	186	0.04	23.5
2xL7 _{caja-inversor}	131	92.7	95	18	149	186	0.05	30.6
2xL8 _{caja-inversor}	68	48.1	50	18	149	186	0.05	30.1
2xL9 _{caja-inversor}	176	124.5	150	18	149	186	0.04	26.0
2xL10 _{caja-inversor}	113	79.9	95	18	149	186	0.04	26.4
2xL11 _{caja-inversor}	143	45.0	50	8	66	83	0.10	12.5
R (ohm)								293.7

E.1. Baja tensión

E.1.5. Cables BT Seguimiento en dos ejes

Paneles a caja de conexiones

Las tablas que corresponden al cableado en baja tensión para la planta con configuración de seguimiento en dos ejes son las siguientes:

Tabla E.7: *Cables Paneles a Caja de conexiones (dos ejes) - Grupo 1*

	d (m)	S _{criterio_AV}	S (mm ²)	I _{max panel} (A)	I _{max} (A)	R _{cable} (Ω)	Cables _{x caja}	R _{aparente} (Ω)
2xL1 _{paneles-caja}	47	1.8	6	8.3	12.8	0.27	2	1.1
2xL2 _{paneles-caja}	63	2.5	6	8.3	12.8	0.36	4	2.9
2xL3 _{paneles-caja}	75.5	3.0	6	8.3	12.8	0.43	4	3.4
2xL4 _{paneles-caja}	91.7	3.6	6	8.3	12.8	0.52	8	8.4
R (Ω)								15.8

Tabla E.8: *Cables Paneles a Caja de conexiones (dos ejes)- Grupo 2*

	d (m)	S _{criterio_AV}	S (mm ²)	I _{max panel} (A)	I _{max} (A)	R _{cable} (Ω)	Cables _{x caja}	R _{aparente} (Ω)
2xL1 _{paneles-caja}	47	1.8	6	8.3	12.8	0.27	2	1.1
2xL2 _{paneles-caja}	75.5	3.0	6	8.3	12.8	0.43	4	3.4
2xL3 _{paneles-caja}	100	3.9	6	8.3	12.8	0.57	2	2.3
R (Ω)								6.8

Caja de conexiones a inversor

Tabla E.9: *Cables Caja de conexiones a Inversor (dos ejes)*

	d (m)	S _{criterio_AV}	S (mm ²)	f _{corriente}	I _{max} (A)	I _{max admisible} (A)	R (Ω)	R _{aparente} (Ω)
2xL1 _{caja-inversor}	237	167.7	185	18	149	186	0.04	28.4
2xL2 _{caja-inversor}	150	106.1	120	18	149	186	0.04	27.7
2xL3 _{caja-inversor}	189	133.7	150	18	149	186	0.04	27.9
2xL4 _{caja-inversor}	102	72.2	95	18	149	186	0.04	23.8
2xL5 _{caja-inversor}	141	99.7	120	18	149	186	0.04	26.0
2xL6 _{caja-inversor}	54	38.2	50	18	149	186	0.04	23.9
2xL7 _{caja-inversor}	173	122.4	150	18	149	186	0.04	25.6
2xL8 _{caja-inversor}	86	60.8	70	18	149	186	0.04	27.2
2xL9 _{caja-inversor}	221	156.3	185	18	149	186	0.04	26.5
2xL10 _{caja-inversor}	133	94.1	95	18	149	186	0.05	31.0
2xL11 _{caja-inversor}	165	51.9	70	8	66	83	0.08	10.3
R (Ω)								278.4

Apéndice E. Cableado

E.2. Medida Tensión

Se pasa a dimensionar los cables de media tensión y en alterna para las tres configuraciones de planta estudiadas.

E.2.1. Cables MT Paneles Fijos

Tabla E.10: *Cables de media tensión - paneles fijos*

	d (m)	S _{criterio_AV}	S _{criterio_CC}	S (mm ²)	f _{agrupamiento}	I _{max} (A)	I _{max} admisible (A)	R (Ω)
3xL1 _{inversor-SE 30 kV}	319	10.5	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.54
3xL2 _{inversor-SE 30 kV}	394	12.9	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.67
3xL3 _{inversor-SE 30 kV}	104	3.4	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.18
3xL4 _{inversor-SE 30 kV}	394	12.9	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.67
3xL5 _{inversor-SE 30 kV}	319	10.5	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.54
3xL6 _{inversor-SE 30 kV}	50	1.6	10.5	50	0.9	183.3	203.65	0.08
R₁₋₅ (Ω)								2.59
R₆ (Ω)								0.25

E.2.2. Cables MT Seguimiento acimutal

Tabla E.11: *Cables de media tensión - seguimiento acimutal*

	d (m)	S _{criterio_AV}	S _{criterio_CC}	S (mm ²)	f _{agrupamiento}	I _{max} (A)	I _{max} admisible (A)	R (Ω)
3xL1 _{inversor-SE 30 kV}	403	13.2	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.68
3xL2 _{inversor-SE 30 kV}	507	16.6	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.86
3xL3 _{inversor-SE 30 kV}	119	3.9	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.20
3xL4 _{inversor-SE 30 kV}	507	16.6	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.86
3xL5 _{inversor-SE 30 kV}	403	13.2	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.68
3xL6 _{inversor-SE 30 kV}	50	1.6	10.5	50	0.9	183.3	203.65	0.09
R₁₋₅ (Ω)								3.28
R₆ (Ω)								0.09

E.2.3. Cables MT Seguimiento en dos ejes

Tabla E.12: *Cables de media tensión - seguimiento en dos ejes*

	d (m)	S _{criterio_AV}	S _{criterio_CC}	S (mm ²)	f _{agrupamiento}	I _{max} (A)	I _{max} admisible (A)	R (Ω)
3xL1 _{inversor-SE 30 kV}	498	16.3	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.84
3xL2 _{inversor-SE 30 kV}	563	18.5	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.95
3xL3 _{inversor-SE 30 kV}	133	4.4	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.23
3xL4 _{inversor-SE 30 kV}	563	18.5	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.95
3xL5 _{inversor-SE 30 kV}	498	16.3	10.5	50	0.9	36.7	40.73	0.84
3xL6 _{inversor-SE 30 kV}	50	1.6	10.5	50	0.9	183.3	203.65	0.09
R₁₋₅ (Ω)								3.82
R₆ (Ω)								0.09

Apéndice F

Contrato de compraventa de energía eléctrica

De acuerdo con el “*Procedimiento para la convocatoria a interesados en la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica utilizando como fuente primaria la energía solar fotovoltaica en el marco del Decreto del Poder Ejecutivo N° 133/013*” [81], establecido por UTE, el precio de la energía contratada correspondiente a cada año se calcula en el mes de enero de dicho año con la ecuación F.1:

$$p_t = (p_{ad} - \alpha) \cdot \beta \cdot \frac{PPI_t}{PPI_0} \quad (F.1)$$

donde:

- p_t : Es el precio de la ENERGÍA CONTRATADA correspondiente al año t , expresado USD/MWh, con dos cifras decimales.
- p_{ad} : Es 91, 50 USD/MWh.
- α : Es el factor de ajuste del precio de la energía eléctrica adjudicado (p_{ad}) de acuerdo a la fecha del ACTA DE HABILITACIÓN, expresado en USD/MWh, con dos cifras decimales.
- β : Es el factor de ajuste del precio de la energía eléctrica adjudicado (p_{ad}), de acuerdo al COMPONENTE NACIONAL ACREDITADO, con dos cifras decimales.
- PPI : Es el Índice de Precios al Productor de EEUU, categoría bienes finales (serie WPUSOP3000) elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU.
 - ° PPI_0 : Es igual a 195, 4 y corresponde al valor de agosto de 2012.
 - ° PPI_t : Es el valor del índice del mes de agosto del año $(t - 1)$ no sujeto a revisión.

Apéndice F. Contrato de compraventa de energía eléctrica

El valor del factor de ajuste α depende de la fecha del ACTA DE HABILITACIÓN:

- Si esta fecha es anterior al 1º de junio de 2014, el parámetro α vale 0 USD/MWh.
- Si la fecha se encuentra comprendida entre el 1º de junio de 2014 (inclusive) y el 31 de mayo de 2015, el parámetro α se calcula de acuerdo a la ecuación F.2:

$$\alpha = \frac{4,90}{365} \cdot D \quad (F.2)$$

Donde D es la cantidad de días corridos entre el 31 de mayo del 2014 y la fecha del ACTA DE HABILITACIÓN.

- Si la fecha del ACTA DE HABILITACIÓN es posterior al 31 de mayo de 2015, el parámetro α valdrá 4,90 USD/MWh.

El factor de ajuste β se determinará según el COMPONENTE NACIONAL ACREDITADO (CN_a %) de la siguiente forma:

- Si el CN_a % es mayor o igual a 20 % (veinte por ciento), β valdrá 1.
- Si CN_a % es menor a 20 % (veinte por ciento), el valor de β estará determinado según la ecuación F.3 :

$$\beta = 0,1 \cdot \frac{CN_a \%}{20 \%} + 0,9 \quad (F.3)$$

Hasta tanto no se acredite el CN_a %, β valdrá 0,90.

En caso de no disponerse de todos los parámetros para el cálculo del precio de la energía eléctrica correspondiente al año t (p_t), la facturación se realizará con el precio ($p_t - 1$) del año anterior. Cuando se disponga de todos los parámetros para el cálculo correspondientes al año t , se procederá a reliquidar las facturas del año t emitidas con el precio del año anterior ($p_t - 1$).

Referencias

- [1] *Renewables global status report 2014*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2014. ISBN 978-3-9815934-2-6
- [2] *Renewables global status report 2013*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, 2013. ISBN: 978-3-9815934-0-2
- [3] *Informe de garantía de suministro 2013*. Administración Del Mercado Eléctrico, <http://www.adme.com.uy/mmee/pdf/informes/garsum/.../InformeGarantiaSuministro2013.pdf>.
- [4] *Energías renovables - Oportunidades de inversión*. Uruguay XXI, <http://www.uruguayxxi.gub.uy/>, Agosto 2014.
- [5] *Informe anual 2013*. Administración Del Mercado Eléctrico, <http://www.adme.com.uy/mmee/pdf/informes/anual/InformeAnual2013.pdf>.
- [6] *Tesis de maestría: Análisis de la incorporación de generación fotovoltaica en gran escala en Uruguay*. Ing. Diego Oroño Spera, Montevideo, Uruguay.
- [7] *The Economist - Science and Technology - Sunny Uplands*. Geoffrey Carr, <http://www.economist.com/news/21566414-alternative-energy-will-no-longer-be-alternative-sunny-uplands>, 2013.
- [8] *Prototipo fotovoltaico con seguimiento del Sol para procesos electroquímicos*. Ing. José Beltrán Adán, Noviembre 2007.
- [9] *Third Generation Photovoltaics - Advanced Solar Energy Conversion*. Martin A. Green, Springer, 2006
- [10] *Solar Cells*. H. Lund, R. Nilsen, O. Salomatova, D. Skåre, E. Riisem, <http://org.ntnu.no/solarcells/pages/generations.php>, 2008.
- [11] *Inversores Tindo Solar*. <http://www.tindosolar.com.au>.
- [12] *Wikipedia: Efecto fotoeléctrico*. http://es.wikipedia.org/wiki/Efecto_fotoeléctrico.
- [13] *Wikipedia: Alexandre-Edmond Becquerel*. http://es.wikipedia.org/wiki/Alexandre-Edmond_Becquerel.

Referencias

- [14] *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Solar cell efficiency tables (version 44) - Martin A. Green, Keith Emery, Yoshihiro Hishikawa, Wilhelm Warta, Ewan D. Dunlop, Junio de 2014.
- [15] *Wikipedia: Fotolitografía*. <http://es.wikipedia.org/wiki/Fotolitografía>.
- [16] *Solar Cell Generations*. Graham McKay, <http://misfitsarchitecture.com/tag/solar-cell-generations>, 2013.
- [17] *Solar Facts and Advise*. Alchemie Limited Inc, <http://www.solar-facts-and-advice.com/solar-cells.html>, 2013.
- [18] *An Introduction to Solar Cell Technology*. Andrew R. Barron, Brittany L. Oliva-Chatelain, <http://cnx.org/content/m41217/latest>.
- [19] *Fourth generation solar cell technology for high efficiency, large-area, low cost photovoltaics defined by Surrey academic*. University of Surrey, 24 de Julio de 2013.
- [20] *Solar Power Authority: Independent Cleantech Insights*. Kiva Bottero, <http://solarpowerauthority.com/how-to-choose-solar-panels>.
- [21] *Reassessment of the Limiting Efficiency for Crystalline Silicon Solar Cells*. A. Richter, M. Hermle, S.W. Glunz, Photovoltaics, IEEE Journal of (Volume:3, Issue: 4), Octubre de 2013, ISSN 2156-3381.
- [22] *PV Power Plants 2013 - Industry Guide: Technology*. <http://www.pv-power-plants.com/industry/technology>.
- [23] *Best Research-Cell Efficiencies*. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [24] *5 Ways to Track Your Solar Tracker*. Chuck Juda, <http://blog.pepperl-fuchs.us/blog/bid/253098/5-Ways-to-Track-Your-Solar-Tracker>, 18 de enero de 2013.
- [25] *Wikipedia: Seguidor solar*. http://es.wikipedia.org/wiki/Seguidor_solar.
- [26] *Solar Industry Magazine Issue - Tracking Systems Boost Eco-Eficiency*. Parikhith Sinha, Scott Dailey, Noviembre de 2013.
- [27] *Hoja de datos: Seguidor Solar Mecasolar - MS-1E TRACKER 15*. MECASOLAR, <http://www.mecasolar.com>.
- [28] *Hoja de datos: Seguidor Solar Mecasolar - MS-2 TRACKER 10*. MECASOLAR, <http://www.mecasolar.com>.
- [29] *Retratos de la Conexión Fotovoltaica a la Red (IV). Seguidores y huertas solares*. Eduardo Lorenzo, Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid.
- [30] *Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico*. Andrés Escobar Mejía, Mauricio Holguín Londoño, Juan Carlos Osorio, Universidad Tecnológica de Pereira, Colombia.

- [31] *Inversores en aplicaciones fotovoltaicas*. Cruz Carrascal, Esteban - de la Fuente Casal, Pablo - Universidad de Valladolid - 2012.
- [32] *Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red*. Mariano Sidrach de Cardona Ortín, 2012.
- [33] *Photovoltaic systems - Technology Fundamentals*. Renewable Energy World, <http://www.erneuerbare-energien-und-klimaschutz.de/articles/fundamentals3/index.php>, 2004.
- [34] *Estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica conectada a red de 5 kW*. Esther Sanz López-Argumedo - Universidad Carlos III de Madrid - 2009.
- [35] *Notas del curso: Fundamentos de Energía Solar*. Gonzalo Abal, Instituto de Física, Facultad de Ingeniería, UdelaR.
- [36] *Solar engineering of thermal processes*. John A. Duffie, William A. Beckman. Wiley and Sons, Hoboken, New Jersey, third edition, 2006.
- [37] *Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions*. J.A Ruiz-Arias, H. Alsamamra, J. Tovar-Pescador, D. Pozo-Vázquez, Energy Conversion and Management 2010;.
- [38] Apuntes del curso *Caracterización y evaluación de la radiación solar*, Universidad Internacional de Andalucía.
- [39] *Planning and Installing Photovoltaic Systems*. The German Energy Society, 2008. ISBN-13: 978-1-84407-442-6.
- [40] *PV panel model based on datasheet values*. Dezso Sera, Remus Teodorescu, Pedro Rodriguez. ISBN: 978-1-4244-0754-5.
- [41] *Double Diode Model - PV Education*. <http://www.pveducation.org/pvcdrom/characterisation/double-diode-model>.
- [42] *Five-Parameter Model of Photovoltaic Cell Based on STC Data and Dimensionless*. Simon Lineykin, Moshe Averbukh, Alon Kuperman.
- [43] *Hoja de datos: Canadian Solar - CS6P-250/255P*. Canadian Solar Incorporated, www.canadiansolar.com.
- [44] *Analytical methods for the extraction of solar-cell single and double-diode model parameters from i-v characteristics*. D. Chan, J. Phang, Electron Devices, IEEE Transactions.
- [45] *Energía Solar Fotovoltaica: Estrategias de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT)*. Braulio Ríos, Mercedes Roland, Andrea Viscarret, Facultad de Ingeniería, UdelaR, Montevideo, Uruguay, 2014.
- [46] *Validation of a Photovoltaic Module Energy Ratings Procedure at NREL*. B. Marion, B. Kroposki, K. Emery, J. del Cueto, D. Myers, C. Osterwald, Agosto de 1999.

Referencias

- [47] *Estimation of Photovoltaic Module Yearly Temperature and Performance based on Nominal Operation Cell Temperature Calculations*. M.C. Alonso García, J.L. Balenzategui, Marzo de 2004.
- [48] *User's Manual for PVFORM: A Photovoltaic System Simulation Program For Stand-Alone and Grid-interactive Applications*. D. F. Menicucci, J. P. Fernandez, Abril de 1988.
- [49] *Optimization of Photovoltaic Power Systems: Modelization, Simulation and Control*. Djamil Rekhoua, Ernest Matagne, Springer, 2012, ISBN: 978-1-4471-2348-4.
- [50] *Evaluation of Perturb and Observe MPPT Algorithm Implementation Techniques*. M. A. Elgendy, B. Zahawi, D. J. Atkinson, School of Electrical, Electronic, and Computer Engineering, Newcastle University, 2012.
- [51] *A Simplified Thermal Model for Flat-plate Photovoltaic Arrays*. Fuentes MK, 1987.
- [52] *Diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo*. E. Melani, D. Oroño, 2013.
- [53] *Photovoltaic Degradation Rates - An Analytical Review*. Dirk C. Jordan, Sarah R. Kurtz, National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- [54] *Hoja de datos: inversor SUNTREE -3000TL*. SUNTREE PV, <http://www.jfy-tech.com/>
- [55] *Hoja de datos: inversor Power-One - ULTRA-1400.0-TL-OUTD*. Solacity Incorporated, <http://www.solacity.com/powerone.htm>.
- [56] *Hoja de datos: ABB inverter station PVS800-IS 1.75 to 2 MW*. Asea Brown Boveri S.A.
- [57] *Hoja de datos: RISEN 200-250 W Poly-crystalline solar panel*. Risen Energy Company Limited.
- [58] *Hoja de datos: Seguidor Solar Isotracker - ISF-250*. ISOFOTON, <http://www.isofoton.com/es/trackers>.
- [59] *Energía solar Fotovoltaica*. Oscar Perpiñán Lamigueiro, Abril de 2011.
- [60] *Tesis doctoral - Grandes centrales fotovoltaicas - Producción, seguimiento y ciclo de vida*. Oscar Perpiñán Lamigueiro, 2008.
- [61] *Spain's Photovoltaic Revolution: The Energy Return on Investment*. Pedro A. Prieto, Charles Hall, Springer Science & Business Media, 2013.
- [62] *Solar Potential Assessment Using PVSYST*. C.P. Kandasamy, P. Prabu, K.Niruba, 2013.
- [63] *Comparative Study of Grid Tied Photovoltaic System in Kathmandu and Berlin Using PVsyst*. Paras Karki, Brijesh Adhikary, Kusang Sherpa, 2012.

- [64] *Design of an Off-Grid 2 kW Solar PV System*. Mounir Bouzguenda, Abdullatif Al Omair, Ahmad Al Naeem, Mohammed Al-Muthaffar, Omar Ba Wazir, 2014.
- [65] *PVsyst Photovoltaic Software*. <http://www.pvsyst.com>.
- [66] *Energy Model Validation for Large Scale Photovoltaic Systems*. Owen W. Westbrook, Forrest D. Collins, 2013.
- [67] *Embajada del Japón en el Uruguay*. [http://www.uy.emb-japan.go.jp/espanol/Relaciones Bilaterales/Medioambienteycambioclimatico/acto inauguracion de planta solar fotovoltaica en Salto.html](http://www.uy.emb-japan.go.jp/espanol/RelacionesBilaterales/Medioambienteycambioclimatico/acto%20inauguracion%20de%20planta%20solar%20fotovoltaica%20en%20Salto.html).
- [68] *Dirección Nacional de Energía*. <http://www.dne.gub.uy/-/15-de-marzo-se-inaugura-planta-solar-fotovoltaica-asahi->.
- [69] *Simulation of PV Power Plant's Output in Uruguay*. Diego Oroño Spera, Rodrigo Alonso Suárez, Germán Crapuchetti, Gonzalo Hermida, Martín Puppo, 2014.
- [70] *Fabricante de seguidores LINAK*. <http://www.solar-tracking.es>.
- [71] *Fabricante de seguidores Avant Solar*. <http://www.avantsolar.com/seguidores.php>.
- [72] *Fundamentos de Financiación Empresarial*. Richard Breadley, Stewart Myers, MCGRAW-HILL, 1998.
- [73] *Enciclopedia Financiera - Tasa Interna de Retorno*. <http://www.encyclopediainanciera.com/finanzas-corporativas/tasa-interna-de-retorno.htm>.
- [74] *Ley N° 16.906 de Promoción de Inversiones*. Poder Legislativo de la República Oriental del Uruguay, 1998.
- [75] *Índice de precios del productor*. http://es.wikipedia.org/wiki/Índice_de_precios_del_productor.
- [76] *Análisis de Rentabilidad para Granjas Solares Fotovoltaicas en Uruguay*. MIEM-DNE, Data Room II, Marzo de 2013.
- [77] *Decreto N° 395/007*. Ministerio de Industria, Energía y Minería - Ministerio de Economía y Finanzas - 2014.
- [78] *Decreto N° 544/003*. Ministerio de Industria, Energía y Minería - Ministerio de Economía y Finanzas - Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente - 2003.
- [79] <http://www.adme.com.uy>.
- [80] *Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model*. N. Martin , J.M. Ruiz, Julio de 2000.

Referencias

- [81] *Procedimiento para la convocatoria a interesados en la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica utilizando como fuente primaria la energía solar fotovoltaica en el marco del Decreto del Poder Ejecutivo N° 133/013.*, UTE, 2013.
- [82] *Modelado y análisis de sistemas fotovoltaicos.* Daniel Guasch Murillo, Universitat Politecnica de Catalunya.
- [83] *Accuracy Improvement of Practical PV Model.* Po-Wen Hsiao, Chih-Hao Chang, Graduate School of Electrical Engineering.

Índice de tablas

2.1.	<i>Proyectos fotovoltaicos en Uruguay [4].</i>	7
2.2.	<i>Comparación de las tecnologías de celda más utilizadas [20] (modificado).</i>	13
3.1.	<i>Constantes propuestas por Ruiz-Arias [37].</i>	33
3.2.	<i>Constantes propuestas por LES.</i>	33
3.3.	<i>Valores de ρ_g para distintos tipos de superficies [39]</i>	39
5.1.	<i>Datos generales del panel fotovoltaico [57].</i>	65
5.2.	<i>Generación con paneles fijos, para distintos valores de β</i>	68
5.3.	<i>Características generales del seguidor de un eje acimutal [27].</i>	70
5.4.	<i>Generación con seguidor solar acimutal, para distintos valores de β</i>	71
5.5.	<i>Ángulos óptimos - paneles fijos y seguimiento acimutal.</i>	72
5.6.	<i>Características generales del seguidor de dos ejes [28, 58].</i>	73
5.7.	<i>Distribución N-S y E-O entre estructuras de paneles.</i>	82
5.8.	<i>Relación entre potencia pico instalada y terreno ocupado.</i>	82
5.9.	<i>Cableado de planta de paneles fijos.</i>	85
5.10.	<i>Cableado de planta con seguidores de un eje acimutal.</i>	85
5.11.	<i>Cableado de planta con seguidores de dos ejes.</i>	85
5.12.	<i>Características generales.</i>	86
6.1.	<i>Tabla de errores mensuales modelo PPI.</i>	90
6.2.	<i>Irradiación promedio anual y ganancia de cada configuración.</i>	92
6.3.	<i>Comparación de la energía generada en el primer año para los modelos de planta con y sin variación de la temperatura.</i>	102
6.4.	<i>Factores de planta de Ashaf según el modelo [69].</i>	108
7.1.	<i>Resultados mensuales del modelo para paneles fijos.</i>	110
7.2.	<i>Resultados mensuales del modelo para seguimiento en un eje.</i>	111
7.3.	<i>Resultados mensuales del modelo para seguimiento en dos ejes.</i>	112
7.4.	<i>Energía mensual generada para los tres tipos de seguimiento.</i>	114
7.5.	<i>Valores de generación - primer año</i>	115
7.6.	<i>Producción de la planta durante 25 años para los 3 tipos de seguimiento.</i>	116
7.7.	<i>Factores de pérdida a la salida del modelo.</i>	118
7.8.	<i>Performance Ratio de cada planta.</i>	119
8.1.	<i>Costo de inversión para planta de paneles fijos</i>	124

Índice de tablas

8.2. Costo de inversión para planta con seguidores de un eje acimutal	124
8.3. Costo de inversión para planta con seguidores de dos ejes	125
8.4. Costo de operación y mantenimiento.	126
8.5. Costo anual de arrendamiento de terreno.	127
9.1. TIR para distintas formas de afrontar el costo de inversión.	130
9.2. VAN de cada proyecto	130
9.3. Características del préstamo 70 % inversión - paneles fijos (valores en USD).	131
9.4. Características del préstamo 70 % inversión - seguidor un eje acimutal (valores en USD).	131
9.5. Precio de la energía según fecha del acta de habilitación	134
9.6. TIR según fecha del acta de habilitación	134
9.7. TIR según costo de operación y mantenimiento	134
9.8. TIR según costo de arrendamiento de terreno	135
9.9. Recuperación de la inversión para cada tipo de proyecto.	136
10.1. Distancias que resultan del estudio de sombras.	138
10.2. Valores de generación - primer año	143
10.3. TIR y VAN financiando el 70 % del costo de inversión.	144
D.1. Cantidad de medidas mensuales - año sintético	186
E.1. Cables Paneles a Caja de conexiones (Paneles Fijos) - Grupo 1	191
E.2. Cables Paneles a Caja de conexiones (Paneles Fijos)- Grupo 2	191
E.3. Cables Caja de conexiones a Inversor (Paneles Fijos)	191
E.4. Cables Paneles a Caja de conexiones (un eje) - Grupo 1	192
E.5. Cables Paneles a Caja de conexiones (un eje)- Grupo 2	192
E.6. Cables Caja de conexiones a Inversor (un eje)	192
E.7. Cables Paneles a Caja de conexiones (dos ejes) - Grupo 1	193
E.8. Cables Paneles a Caja de conexiones (dos ejes)- Grupo 2	193
E.9. Cables Caja de conexiones a Inversor (dos ejes)	193
E.10. Cables de media tensión - paneles fijos	194
E.11. Cables de media tensión - seguimiento acimutal	194
E.12. Cables de media tensión - seguimiento en dos ejes	194

Índice de figuras

2.1. Potencia instalada de fuentes renovables al año 2013 (datos extraídos de [1]).	6
2.2. Ubicación de proyectos fotovoltaicos [6].	8
2.3. Evolución de precios del silicio cristalino en los últimos 50 años [7](modificado).	9
2.4. Potencia instalada a nivel mundial en generación fotovoltaica [1](modificado).	9
2.5. Países con mayor potencia instalada de generación fotovoltaica [1](modificado).	10
2.6. Celdas monocristalina y policristalina [11].	11
2.7. Las 4 generaciones de celdas fotovoltaicas (idioma original) [19].	14
2.8. Evolución de las distintas tecnologías de celdas (Idioma original) [23].	16
2.9. Tipos de seguidores solares de un eje [24].	17
2.10. Curvas de potencia con panel fijo y con seguidor solar [26] (modificado).	19
2.11. Configuración de inversor central [32].	21
2.12. Configuración de inversor en cadena [32].	21
2.13. Configuración multicadena [33](modificado).	22
2.14. Configuración maestro-esclavo [32].	23
3.1. Esquema orbital de la Tierra. [35]	26
3.2. Movimiento aparente del Sol [35].	27
3.3. Declinación solar (Spencer).	28
3.4. Representación de ángulos varios [35].	29
3.5. Ecuación del tiempo.	30
3.6. Componentes de la irradiación sobre una superficie. [35] (modificado)	32
3.7. Correlación de Ruiz-Arias.	34
3.8. Ángulos sobre una superficie inclinada [35] (modificado).	35
4.1. Diagrama del pasaje a plano inclinado.	42
4.2. Modelo eléctrico de un panel fotovoltaico [40].	43
4.3. Ejemplo de curva característica de panel comercial [43] (modificado).	46
4.4. Diagrama de flujo del algoritmo P&O [49] (modificado).	57
4.5. Dependencia de la curva I(V) en función de la temperatura a irradiación constante de 1000 W/m ²	59
4.6. Histograma de degradación porcentual anual [53] (modificado).	60

Índice de figuras

5.1. Hoja de datos del inversor ABB PVS800—IS [56]	64
5.2. Disposición de paneles en planta de estructura fija.	67
5.3. Generación de energía variando β - Estructura fija.	69
5.4. Generación mensual según ángulo de inclinación por trimestre.	70
5.5. Generación de energía variando β - Seguimiento acimutal.	72
5.6. Distribución de los factores de sombra que afectan a las superficies [60](modificado).	75
5.7. Longitud de sombra [60].	76
5.8. Geometría de sombras mutuas [60] (modificado).	77
5.9. Gráfico de nivel " E_{CS}/E_{SS} " para valores de distanciamiento para seguimiento en dos ejes.	80
5.10. Gráfico de nivel " E_{CS}/E_{SS} " para valores de distanciamiento para seguimiento en un eje.	81
5.11. Gráfico de " E_{CS}/E_{SS} " para el caso de paneles fijos.	82
5.12. Conexión de paneles de estructura con seguidor.	83
5.13. Conexión de paneles de estructura fija.	84
6.1. Comparación del promedio anual por hora del modelo.	88
6.2. Error del modelo de irradiación promedio móvil.	89
6.3. Dependencia del error respecto a la irradiación.	91
6.4. Histograma de error del modelo de irradiación.	91
6.5. Comparación del promedio anual de irradiación por hora según configuración.	92
6.6. Curvas presentes en la hoja de datos del fabricante del panel (RISEN SYP235S) [57] (modificado).	93
6.7. Comparación de las curvas P-V del fabricante y del modelo en función de G [57] (modificado).	94
6.8. Comparación de las curvas I-V del fabricante y del modelo en función de G [57] (modificado).	95
6.9. Comparación de las curvas I-V del fabricante y del modelo en función de T_c [57] (modificado).	95
6.10. Distribución de T_c en horas de irradiación según la hora del día (sin seguimiento).	96
6.11. Histograma normalizado de T_c en horas de irradiación (sin seguimiento).	97
6.12. Puntos I-V de máxima potencia para distintos valores de G y T_c	98
6.13. Puntos P-V de máxima potencia para distintos valores de G y T_c	99
6.14. Puntos I-V de máxima potencia a 1000 W/m^2 para distintos valores de T_c , considerando el rango del inversor.	100
6.15. Puntos P-V de máxima potencia a 1000 W/m^2 para distintos valores de T_c , considerando el rango del inversor.	100
6.16. Comparación del rango de voltajes del inversor para los modelos con y sin efecto de la temperatura.	102
6.17. Isotermas de los MPP (puntos I-V) para distintas irradiaciones en un panel FV.	103
6.18. Isotermas de los MPP (puntos P-V) para distintas irradiaciones en un panel FV.	104

6.19. Promedios de temperatura ambiente y de los paneles en los tres casos de seguimiento considerando sólo horas con irradiación.	105
6.20. Distribución de los MPP del inversor para los tres casos de seguimiento. .	106
7.1. Resultado del modelo - generación mensual paneles fijos.	110
7.2. Resultado del modelo - generación mensual seguimiento un eje.	112
7.3. Resultado del modelo - generación mensual seguimiento dos ejes.	113
7.4. Factor de planta móvil en un año para las distintas configuraciones de planta.	114
7.5. Comparación FP_{anual}	115
7.6. Energía anual considerando la degradación de los paneles.	117
7.7. Pérdidas caso paneles fijos.	118
7.8. Diagrama de pérdidas.	119
8.1. Distribución de costos según configuración de planta.	125
9.1. Sensibilidad con respecto al costo de inversión.	132
9.2. Sensibilidades con respecto al precio de la energía.	133
9.3. Flujos de caja acumulados de cada planta.	135
10.1. Histograma de error del modelo de irradiación.	140
10.2. Comparación de las curvas P-V del fabricante y del modelo en función de G.	141
10.3. Factor de planta móvil en un año para las distintas configuraciones de planta.	143
C.1. Bloque principal de la planta fotovoltaica.	163
C.2. Sub-bloques del modelo de paneles e inversor.	164
C.3. Bloque PPI.	165
C.4. Esquema del modelo de PPI.	166
C.5. Bloque de modelado de la temperatura de operación de las celdas.	168
C.6. Bloque que calcula los parámetros I_0 e I_{ph}	169
C.7. Bloque de cálculo de la corriente I_{sc}	169
C.8. Bloque de cálculo de la tensión V_{oc}	170
C.9. Bloque de cálculo de la corriente I_0	171
C.10. Bloque de cálculo de la corriente I_{ph}	172
C.11. Bloque modelado de seguimiento de máxima potencia y salida de la planta.	173
C.12. Bloque de modelado de seguimiento de máxima potencia y salida de la planta para un tipo de seguimiento particular.	174
C.13. Bloques de modelado de seguimiento de máxima potencia y salida de la planta discriminados por el tipo de seguimiento.	175
C.14. Bloque de iteración del MPPT.	176
C.15. Bloque que limita el rango de tensiones admisibles por el inversor.	177
C.16. Subdivisión de los bloques de pérdidas previas al inversor.	178
C.17. Bloque de Pérdidas en los Paneles (caso sin seguimiento).	178
C.18. Bloque de Pérdidas del Cableado DC e Inversor.	179
C.19. Bloque de Pérdidas por Degradación Anual.	179

Índice de figuras

C.20. <i>Bloque de Pérdidas AC.</i>	180
C.21. <i>Bloque de Pérdidas en los cables AC.</i>	181
D.1. <i>Ubicación de las medidas Salto.</i>	184
D.2. <i>Ubicación de las medidas - FING.</i>	185
D.3. <i>Medidas con rarezas.</i>	187

Esta es la última página.
Compilado el lunes 15 diciembre, 2014.
<http://iie.fing.edu.uy/>

Simulation of PV Power Plant's Output in Uruguay

Diego Oroño Spera^(a), Rodrigo Alonso Suárez^(b), Germán Crapuchetti^(a), Gonzalo Hermida^(a), Martín Puppo^(a)
dorono@fing.edu.uy, rodrigoa@fing.edu.uy, gcrapu@gmail.com, ghermida@fing.edu.uy, mpuppo87@gmail.com

^(a) Facultad de Ingeniería, Universidad de la República. Montevideo, Uruguay.

^(b) Laboratorio de Energía Solar, CENUR Noroeste, Universidad de la República. Salto, Uruguay.

Abstract—Uruguay is currently undergoing a major transition in the way that energy is generated and used. The introduction of non conventional renewable energy sources, such as wind and solar power, play a key role in the national energy policy. However, the development of PV systems has been scarce in comparison with wind power. The first on-grid PV power plant was installed in the North of the country in 2013 through a Japanese collaboration (JICA). This early effort shows that the technology was applicable in Uruguay and, as a consequence, contracts for 240 MW of grid-connected PV power plants have been recently authorized by the national electricity utility. In this work we simulate the output of the JICA's PV power plant on an hourly basis to derive an estimation of the capacity factor and validate our model with the ground-truth power output of the PV plant. Then, we use the model to generate a long term estimation for the South part of the country where long-term series of ambient temperature data are available. Hourly solar irradiation series are obtained using a pre-existing satellite-based model especially adjusted to the target territory.

Index Terms—PV modelling, Capacity Factor, Renewable Energy, Satellite-based Model, Uruguay

I. INTRODUCTION

The use of photovoltaic solar energy begins in Uruguay mainly associated with rural electrification. The first recorded experience dates back to 1992 where UTE (the national electricity utility) started a pilot project in which PV equipments were installed in schools, police stations and hospitals in rural areas. In 2004 there were 613 PV systems installed along the country for a total capacity between 5-6 kWp. All schools and police stations in rural area were covered. Also, some PV systems have been installed in small villages. Between 2004 and 2008 a total of 1000 solar PV systems financed by the national Energy Efficiency Program (GEF grant) was reached [18].

Uruguay has a short-term, medium-term and long-term energy policy that has been agreed between all policy-makers of all political parties. This policy is based on the energy matrix's diversification with a special focus on renewable energy sources. In this context, there were two milestones that nowadays are pushing the development of PV applications in Uruguay: a decree (173/010) that authorizes house-holds' microgeneration and a decree (133/013) that promotes sales contracts of solar photovoltaic energy sources to the public electricity utility. Based on these decrees, a total of 240 MW of PV are expected to be installed in the country by the end of 2015 [16], [17].

In March 2013 a photovoltaic solar plant, called *Asahi*, was the first PV power plant to be installed and operated in the

country. The installed capacity is of 480 kWp. It was possible due to a well-known Japanese Collaboration Program (JICA) [19]. At present, another central of similar characteristics is under development in the South of the country.

In this work we simulate the output of PV power plants in Uruguay on an hourly basis. Local meteorological data and satellite-based irradiation data are used together with a locally implemented PV Power Plant's model. With the available data it was possible to validate the method using a series of 1 year of hourly measurements of the *Asahi*'s electrical power output. Finally, the model was used to derive a long-term estimation of the capacity factor in the Southern part of the country using a data-series of 14 years of hourly ambient temperature and satellite-derived irradiation.

II. LOCATIONS AND METEOROLOGICAL DATA

The inputs of the PV power plant, that is described in Section IV, are ambient temperature and irradiation data on horizontal surface. Two sites' concurrent series of hourly mean ambient temperature and hourly global irradiation derived from satellite information were used in this work. Solar hourly irradiation on tilted surface is estimated using a model to obtain it from the solar global irradiation in horizontal surface. This is explained in Subsection IV-A. The decision about which locations to use for the simulations was made taking into account the best database of temperature and irradiation available

The sites chosen are: Salto (31.27 S, 57.89 W) and Las Brujas (34.67 S, 56.34 W). The first one is in the North of the country and is coincident with the location of the *Asahi*'s power plant. The second site is in the South of the country and is coincident with an agronomic research facility of the National Institute for Agronomic Research¹ where several meteorological variables are recorded. In Fig. 1 the location of both sites are shown.

A. Satellite-based irradiation data

Solar irradiation was obtained from GOES-East satellite information using a locally implemented irradiation model. There exist several satellite-based irradiation models [4]–[6]. The model used is a modification of a pre-existing statistical model [3] that greatly improves its performance. The modified model is called BD-JPT [1], [2]. As a statistical model, it relies on a set of parameters that were locally adjusted. The

¹INIA/Uruguay, <http://www.inia.uy/>

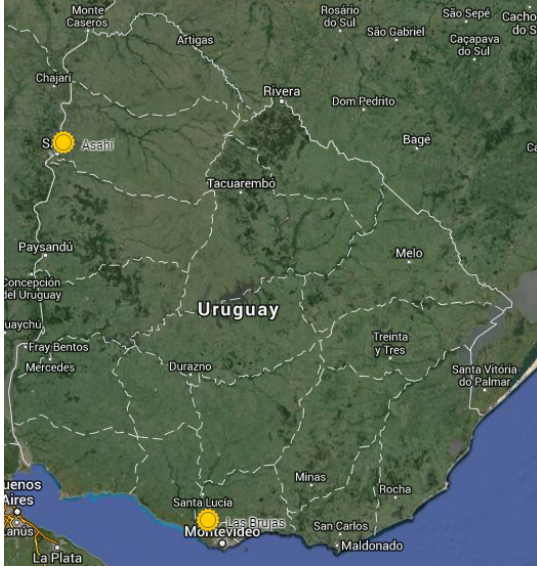


Figure 1. Location of the PV Power Plants

data-sets used to adjust the model belong to the national solar radiation's network, that is administrated by the Solar Energy Laboratory². These measurements are of controlled quality and are obtained using CMP6 Kipp & Zonnen field pyranometers.

The parametrization of the model is given in Eq. (1), where I is the hourly global irradiation in horizontal surface, I_{h0} is the hourly solar constant, F_n is the correction for the Sun-Earth distance due to the eccentricity of the Earth orbit and $\cos \theta_z$ is the cosine of the zenithal angle.

$$I = \begin{cases} I_{h0} F_n \cos \theta_z (a_1 + b_1 \cos \theta_z + c_1 \cos^2 \theta_z) + \dots \\ \quad \dots + d_1 (F_{rm}^2 - F_{r0}^2) & \text{if } F_{rm} \leq F_r^{th} \\ I_{h0} F_n \cos \theta_z (a_2 + b_2 \cos \theta_z + c_2 \cos^2 \theta_z) + \dots \\ \quad \dots + d_2 (F_{rm}^2 - F_{r0}^2) & \text{if } F_{rm} > F_r^{th} \end{cases} \quad (1)$$

F_{rm} and F_{r0} are hourly values of reflectance factor obtained from the visible channel from GOES-East imagery. F_{rm} is the mean observed reflectance factor in a cell of $10' \times 10'$ around the location of interest for given date and time. F_{r0} is reflectance factor of the cell for the same date and time, but in clear sky conditions. F_r^{th} is a threshold which classified the values of reflectance factor into two sets, i.e., clear sky hours and cloudy hours. More information of this satellite-based model can be found in [1], [2].

When compared with independent measurements in the target region (measurements not used to adjust the parameters) the model reports a root mean squared deviation of 14% of the mean value for hourly data, and 7% for the daily values [1]. This imply that the performance of the model in the Uruguay's territory is excellent, for instance, in a daily basis its uncertainty is comparable to the uncertainty of a field pyranometer.

²LES/Uruguay, <http://les.edu.uy>

Using this model together with 14 years of GOES-East satellite information it is possible to obtain hourly irradiation data from 01/2000 to date for any location in Uruguay with a minimum spatial resolution of about 1 km (nominal resolution of the satellite images). This was done for the two sites studied in this work, Las Brujas y Salto.

B. Datasets of temperature and irradiation

Ambient temperature data was provided by INIA/Uruguay and it was carefully recorded at the agronomic research facilities of Las Brujas and Salto. The experimental facility in Salto is only 2.5 km away from Asahi's exact location, so using this set of temperature data does not contribute to significant errors.

Only data-sets in which concurrent ambient and solar irradiation were available have been used. In Table I the time periods of the series that were used in this work are shown.

Table I
Data series for ambient temperature and solar irradiation.

site	start date	finish date	years
Salto	01/2010	12/2013	4 years
Las Brujas	01/2000	12/2013	14 years

III. TYPES OF PV PLANTS SIMULATED

The plant's model made presents similar characteristics to Asahi's PV plant. The modelling is, therefore, easier, because the entire layout and equipment that is being used are known. Also, it is justified because the idea is to compare the constructed model with Asahi's power output, so, a similar model must be used. In the Table II, the general characteristics of the PV Plants are presented.

Table II
General Characteristics of the PV Plants.

Power Plant	
Rated Power (kW)	480
Peak Power (kW)	481.6
Solar Panels	
Type	PolySi
Power (W)	215
Quantity	2240
Tilt angle	30° (fixed structure)
I_{cc} (A)	7.92
V_{oc} (V)	36.7
I_{mpp} (A)	7.37
V_{mpp} (V)	29.2
Inverters	
Power (kW)	250
Quantity	2
Input Voltage Range (V)	225-600
Output Voltage (V)	400
Frequency (Hz)	50

IV. MODELLING

A. Radiation on tilted surface

The global incident radiation (G_i) on a tilted surface is composed by three components: direct radiation from the Sun (G_{bi}), diffuse radiation from the sky (G_{di}) and reflected

radiation in the ground (G_{ri}) [10]. This magnitudes are related by Eq. (2).

$$G_i = G_{bi} + G_{di} + G_{ri} \quad (2)$$

The model used in this paper to determine the incident radiation on a tilted surface was proposed by the authors Hay, Davies, Reindl and Klucher [10] and is known as HDKR model. This model considers the fact that the diffuse radiation comprises an isotropic, a circumsolar and a horizon brightness component. The equation proposed by HDKR for the incident radiation G_i is given in Eq. (3) [10]. The equation has three terms, that represent respectively the magnitudes G_{bi} , G_{di} and G_{ri} .

$$\begin{aligned} G_i = & (G_{bh} + T_b G_{dh}) R_b \\ & + G_{dh} v \left[(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + \sqrt{(1 - f_d)} \sin^3(\beta/2) \right) \right] \\ & + G_h \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \end{aligned} \quad (3)$$

The magnitudes G_{bh} and G_{dh} are the beam a diffuse components on horizontal surface. We use a pre-existing hourly global-to-diffuse model known as Ruiz-Arias' model [9] to estimate the diffuse fraction f_d based into the actual value of the global horizontal irradiation.

In order to have a preliminary validation of the use of this model, the output obtained from the HDKR model was compared with actual values of irradiation on tilted surface during one year. The measurements were acquired by LES/Uruguay. In Fig. 2 is shown the deviation of the model (in Wh/m²) when it is compared to the measured values. In some specific days, the difference between the model and measurements reach more than 200 Wh/m², mostly at midday. The hourly root mean square deviation obtained was of 25 % of the irradiation mean value. It is noted that model deviation has a certain seasonality, tending to overestimate irradiation in summer and underestimate it in winter. When we consider the deviation at a yearly basis, the measurements values in comparison to the output of the model report a difference less than 3 %, which we found acceptable. This can be observed in Fig. 3.

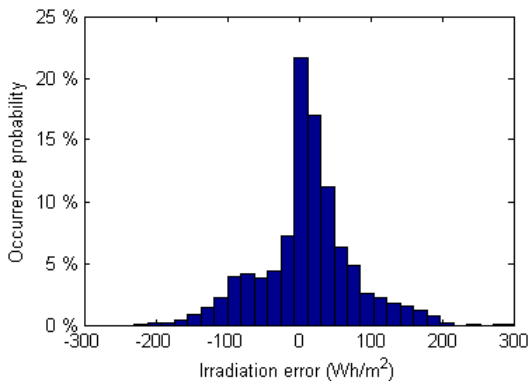


Figure 2. Irradiation model error histogram.

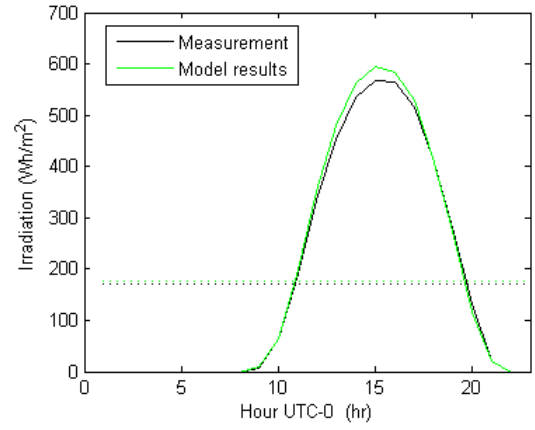


Figure 3. Average annual irradiance measurements and model output comparison in an hourly basis.

B. Panel electrical model

The equivalent electrical circuit of a PV cell is shown in figure 4. The current-voltage characteristic can be expressed according to the Eq. (4)

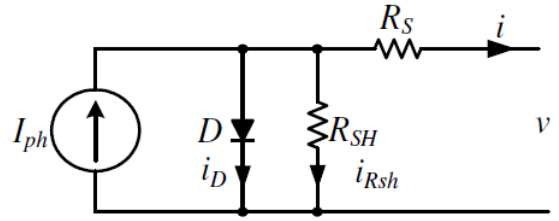


Figure 4. PV module electrical model scheme.

$$i = I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{\frac{v + R_s \cdot i}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{v + R_s \cdot i}{R_{sh}} \quad (4)$$

Where :

- $V_t = (Ak_{T_{STC}})/q$ is the junction thermal voltage
- I_{ph} - the photo-generated current in STC
- I_o - dark saturation current in STC
- R_s - panel series resistance
- R_{sh} - panel parallel shunt resistance
- A - diode quality-ideality factor

The components of V_t are:

- k - Boltzmann's constant
- q - the elemental charge
- T_{STC} - temperature at STC

Therefore, the PV model can be determined by finding the five parameters mentioned (I_{ph} , I_o , R_s , R_{sh} , A). These parameters can be found using part of the data provided

by manufacturers in the data-sheets of commercial modules as:

- I_{sc} - short-circuit current in STC
- V_{oc} - open-circuit voltage in STC
- V_{mpp} - voltage at the Maximum Power Point (MPP) in STC
- I_{mpp} - current at the MPP in STC
- P_{mpp} - power at the MPP in STC
- k_i - temperature coefficient of the short-circuit current
- k_v - temperature coefficient of the open-circuit voltage

The first three equations consist in evaluating the i - v characteristic of the PV in different operating points, while the other two are developed by evaluating the derivative of the p - v and i - v equations in two of these points as it follows [11].

Short circuit in STC conditions ($v = 0$):

$$I_{sc} = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{R_s \cdot I_{sc}}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{R_s \cdot I_{sc}}{R_{sh}} \quad (5)$$

Open circuit in STC conditions ($i = 0$):

$$I_{oc} = 0 = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{V_{oc}}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_{sh}} \quad (6)$$

Maximum power point:

$$I_{mpp} = I_{ph} - I_o \left(e^{\frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{mpp} + I_{mpp} \cdot R_s}{R_{sh}} \quad (7)$$

The curve $P(V)$ evaluated in the MPP has zero derivative at MPP:

$$\left. \frac{dP}{dV} \right|_{\substack{V=V_{mpp} \\ I=I_{mpp}}} = 0 \quad (8)$$

The shunt resistance R_{sh} is determined by the derivative of the curve $i(v)$ in short circuit current conditions:

$$\left. \frac{dI}{dV} \right|_{I=I_{sc}} = -\frac{1}{R_{sh}} \quad (9)$$

The constructed system consists of five non-linear equations, therefore it must be solved using a numerical method.

This PV model is valid only in STC conditions. In order to get a precise model, the effect of temperature must be considered. To get an estimation of the cell temperatures, the INOCT (Installed Normal Operating Cell Temperature) model was used. The cell temperature was calculated with the following equation:

$$T_c = T_{amb} + (NOCT - 20 - 3) \frac{G}{800} \quad (10)$$

where T_c and T_{amb} are the cell and ambient temperatures respectively, G the irradiation on tilted surface, and $NOCT$ a temperature provided by the manufacturers data-sheets. The $3^\circ C$ term is the contribution to the NOCT model due to the physical disposition and installation of the PV modules.

Now the effect of temperature may be considered. The following equations represent the photogenerated and dark saturation currents in generic temperature and irradiance conditions respectively.

$$I_{ph}(G, T) = I_o(G, T) e^{\frac{V_{oc}(G, T)}{n_s V_t}} + \frac{V_{oc}(G, T)}{R_{sh}} \quad (11)$$

$$I_o(G, T) = \left(I_{sc}(G, T) - \frac{V_{oc}(G, T) - I_{sc}(G, T) R_s}{R_{sh}} \right) e^{-\frac{V_{oc}(G, T)}{n_s V_t}} \quad (12)$$

According to [11], the dependence of V_{oc} and I_{sc} parameters responds to the next two equations:

$$V_{oc}(G, T) = \ln \left(\frac{I_{ph}(G) R_{sh} - (V_{oc}(G) + k_v(T - T^{stc}))}{I_0 R_{sh}} \right) n_s V_t \quad (13)$$

$$I_{sc}(G, T) = I_{sc}^{stc} \frac{G}{1000} \left(1 + \frac{k_i}{100} (T - T^{stc}) \right) \quad (14)$$

Several loss factors were considered to simulate the PV plants. The following list mentions the ones that were imposed based on the literature [12], [13], [14], [15]:

- Shading losses - 2.0 %
- Dirt losses - 3.0 %
- Angular reflectance losses - 3.0 %
- Mismatch losses - 5.0 %
- Transformer losses - 1.0 %
- Inverter losses - 1.5 %
- Annual degradation losses - 0.7 %/yr (starting from 97 % in the first year)

The temperature losses are excluded from the list because they are intrinsically considered in the model. Also, the ohmic losses were calculated based on the plant's layouts.

C. Panel model validation

The validation was performed from the RISEN SYP235S (235 Wp) solar panel data sheet. The $p-v$ and $i-v$ characteristic curves were compared according to the irradiance and the $i-v$ curve as a function of temperature.

Curves of equal characteristics to the data sheet were made with the designed panel model. The results are shown in Figs. 5, 6 and 7, where black dots represent the output of the model.

It is important to mention that the error seen in Fig. 7 for temperatures in the $-10^\circ C$ to $0^\circ C$ is neglectable when a yearly output is considered, due to the low occurrence of temperatures this low in the region. Fig. 8 illustrates this fact.

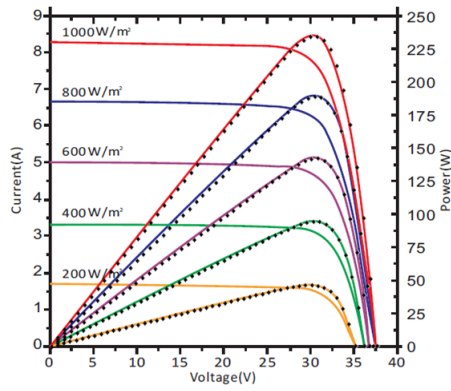


Figure 5. *P-V manufacturer and model output curves comparison with varying irradiance.*

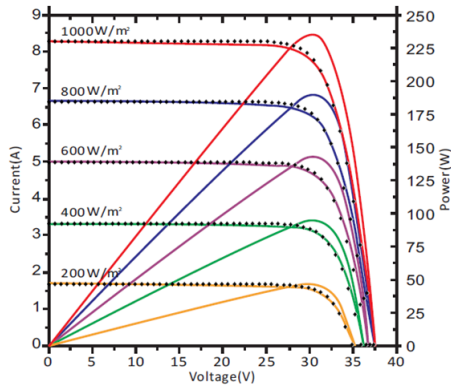


Figure 6. *I-V manufacturer and model output curves comparison with varying irradiance.*

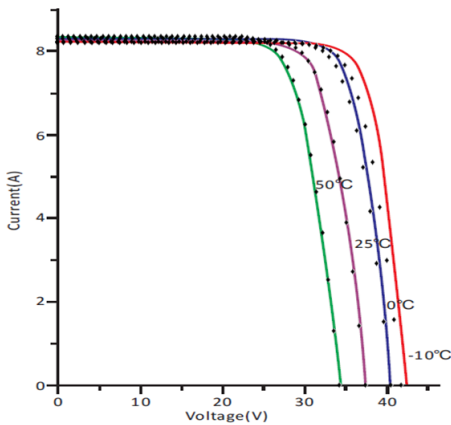


Figure 7. *I-V manufacturer and model output curves comparison with varying cell temperature.*

V. MODEL OUTPUT

After defining the modelling of each part of the system, a Simulink model was developed in order to perform the simulations of the system.

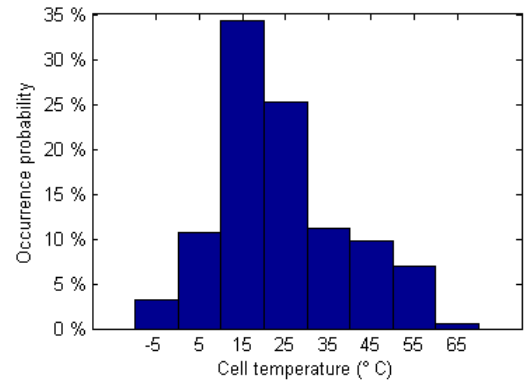


Figure 8. *Modelled cell temperature histogram in Salto from 2010 to 2013.*

A. Salto PV plant validation

Counting with the ground-truth power output measurements of Asahi PV plant, the Capacity Factor (CF) was calculated, resulting 17.5 % on a yearly basis (starting from August 2013). To validate the complete model, the simulated CF of the plant was determined, using the satellite based irradiation data and the ambient temperature measurements available in Salto (from 2010 to 2013). These yearly simulations were performed independently, which means the annual degradation in the four considered years is not cumulative. The results are shown in table III, where it can be seen that the actual CF of the plant is very close to the total simulation results for each year. A mean value of 17.6 % and a standard deviation of 0.3 % was found for that period of time. The actual value for Asahi's capacity factor is included in this range.

Table III
Simulated Capacity Factor for Asahi PV plant

	Capacity Factor (%)			
	2010	2011	2012	2013
January	22,2	19,6	21,8	21,7
February	20,1	19,0	21,1	22,2
March	19,3	20,0	20,1	19,8
April	16,4	17,3	17,3	18,6
May	11,7	14,3	14,4	11,7
June	10,6	11,0	12,9	11,9
July	12,2	13,3	15,6	13,1
August	14,2	14,5	13,2	16,6
September	17,6	18,6	17,2	17,5
October	20,7	19,4	19,6	20,4
November	21,8	22,6	21,8	19,7
December	21,1	21,9	19,4	21,7
Total	17,3	17,6	17,8	17,9

B. Las Brujas plant simulation results

After the model has been verified, a long term simulation for a PV power plant located in Las Brujas can be run. Fig. 9 shows these results from year 2000 to 2013 (excluding 2009, year for which the series of ambient temperature data was incomplete). Also, the degradation tendency can be observed.

An average capacity factor of 15.5% was obtained, this number is below the capacity factor of the Salto facility be-

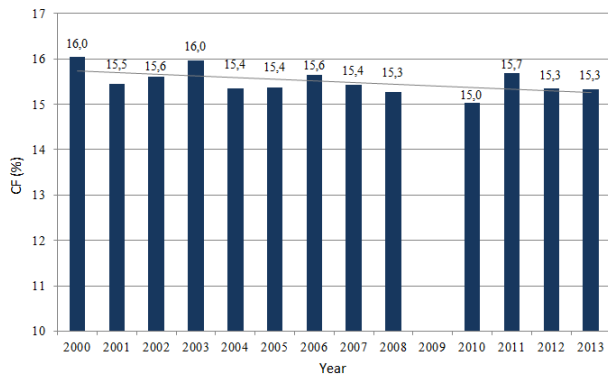


Figure 9. Las Brujas PV plant power factor simulation per year.

cause of two facts: (i) the location is further South than Asahi's power plant and (ii) a 14 years degradation is considered. Also, in the first year of operation a capacity factor of 16.0 % was obtained, which is minor than the ones obtained for Salto. This is explained only because of the location of the plant.

VI. CONCLUSION

This paper presents a complete modelling of a real and installed 480 kWp photovoltaic plant located in Uruguay. This model was validated using actual measurements of irradiance, ambient temperature and power generation of the plant, since it is operational. After performing this validation, it was possible to use the model to calculate the generated energy and consequently the capacity factor of a plant settled in the South of the country.

The model (which was developed in Simulink) is flexible and can quickly be adapted to the general conditions of the plant that it to be simulated. The simulation was performed in an hourly basis, which can capture even intra-day behaviour and be used for applications other than those shown in this work.

The model is composed of two blocks. The first one is in charge of converting the global solar irradiation on horizontal surface into tilted surface. This part of the model was validated using independent measurements and a mean year deviation of 3 % from the mean value that was obtained from this model. The second one is the plant model itself. A validation of the whole model was done using the capacity factor obtained for Asahi. The value obtained for it was 17.5 %. A 4 year simulation was done (year by year) for this site and a mean capacity factor of 17.6 ± 0.3 % was obtained. The values found in the simulation are very close to the mean CP calculated with the measurements, and it is consistent with the inter annual variability that was found for the 4 year period that was simulated.

In medium-term, Uruguay has some ambitious objectives regarding the inclusion of non-conventional renewable energy sources into it's primary energy matrix. The inclusion of PV solar energy source is experiencing a great impulse from the National Energy Office and the national electricity utility. In

that sense, it is important to develop tools that are validated with local data. This allows project developers and decision makers themselves to predict the performance of a PV system located in Uruguay with less uncertainty. The reduction of the uncertainty in the production of a PV power plant has a great impact in technology development and access to financial support for the installation projects.

ACKNOWLEDGMENT

We want to thank INIA/Uruguay and LES/Uruguay for the ambient temperature and solar irradiation measurements respectively, without which this work would not have been possible. Authors acknowledge financial support from ANII/Uruguay by grant FSE/ANII 10691.

REFERENCES

- [1] R. Alonso Suárez, G. Abal, R. Siri, P. Musé. Brightness-dependent Tarpley model for global solar radiation estimation using GOES satellite images: Application to Uruguay, *Solar Energy* 86, 2012.
- [2] R. Alonso Suárez, G. Abal, R. Siri, P. Musé. *Satellite-derived solar irradiation map for Uruguay*, Proceedings of the 2013 ISES Solar World Congress, To appear in *Energy Procedia*, Elsevier, 2014.
- [3] C. Justus, M. Paris, J. Tarpley. *Satellite-measured insolation in the United States, Mexico, and South America*, *Remote Sensing of Environment* 20, 1986.
- [4] R.T. Pinker, I. Laszlo. Effects of spatial sampling of satellite data on derived surface solar irradiance. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology* 8, 1991.
- [5] R. Perez. *A new operational model for satellite-derived irradiances: description and validation*, *Solar Energy* 73, 2012.
- [6] C. Rigollier. *The method heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images*, *Solar Energy* 77, 2004.
- [7] M. Noia, C. Ratto, R. Festa. *Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: 1, Statistical models*, *Solar Energy* 51, 1993.
- [8] M. Noia, C. Ratto, R. Festa. *Solar irradiance estimation from geostationary satellite data: 2, Physical models*, *Solar Energy* 51, 1993.
- [9] Ruiz-Arias, H. Alsamamra, J. Tovar-Pescador, D. Pozo-Vázquez. *Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky aconditions*, *Energy Conversion and Management* 2010; 51.
- [10] Duffie, J. and Beckman, W. *Solar Engineering of Thermal Processes*, Wiley and Sons, Hoboken, New Jersey, third edition, 2006.
- [11] D. Sera, R. Teodorescu and P. Rodriguez, *PV panel model based on datasheet values*, 2007.
- [12] M. Sidrach de Cardona, *Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red*, 2012.
- [13] E. Melani and D. Oroño, *Diseño de una instalación fotovoltaica para autoconsumo*, 2013.
- [14] Asea Brown Boveri S.A. *Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10*, 2011.
- [15] O. Perpiñán, *Energía solar fotovoltaica*, 2011.
- [16] Uruguayan Government Decree 173/010
- [17] Uruguayan Government Decree 133/013
- [18] *Microgeneración renovable en Uruguay Marco Normativo vigente - IV JORNADAS INTERNACIONALES DE ENERGIA EOLICA*. Montevideo, June 2013.
- [19] Cool Earth Project <http://www.coolearth.org>

RESUMEN

En este trabajo se estudió la viabilidad del uso de seguidores solares en una planta fotovoltaica de 10 MW, ubicada en el Departamento de Salto, Uruguay. Se realizó un modelo computacional que simula el comportamiento de una planta fotovoltaica con paneles fijos, con seguimiento solar de un eje acimutal y con seguimiento solar de dos ejes. Con este modelo implementado y validado, se realizó un estudio económico financiero para evaluar la viabilidad del uso de seguidores solares en plantas fotovoltaicas.

INTRODUCCIÓN

La energía solar fotovoltaica es una de las energías renovables con mayor perspectiva a mediano y largo plazo para la generación de energía eléctrica. Actualmente, se encuentran instalados aproximadamente 140 GWp en todo el mundo, ocupando el tercer lugar en potencia instalada en fuentes renovables [1].

La tendencia a la baja de los costos de paneles fotovoltaicos y estudios realizados sobre el recurso solar en el Uruguay, han impulsado políticas que promueven la explotación de este recurso. En el año 2013, se emitió el Decreto 133/013, que establece las condiciones de compraventa de energía fotovoltaica.

Para el caso de generación fotovoltaica en Uruguay, ya se encuentran proyectados unos 237 MW de potencia.

Al ser los seguidores solares un mecanismo que mejora el factor de planta en instalaciones fotovoltaicas, resulta pertinente realizar un análisis de viabilidad de la implementación de este dispositivo en centrales de generación fotovoltaica.

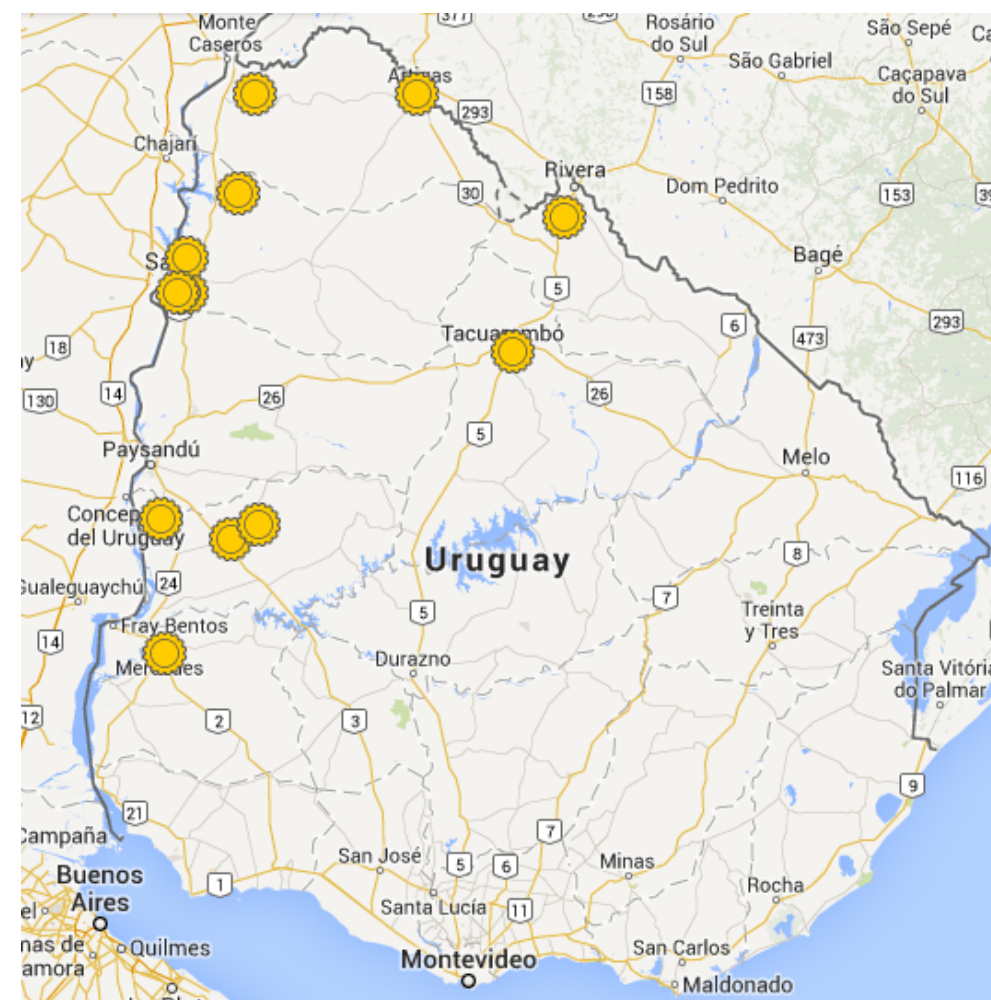


Fig. 1: Ubicación de proyectos FV en Uruguay [2].

RECURSO SOLAR

Dado que para la ubicación de la planta (Salto) sólo se contaba con medidas de irradiación en plano horizontal, fue necesario determinar la irradiación en plano inclinado. El modelo utilizado es el propuesto por los autores Hay, Davies, Reindl y Klucher [3].

$$G_i = (G_{bh} + T_b G_{dh}) R_b + G_{dh} v \left[(1 - T_b) \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \left(1 + \sqrt{(1 - f_d) \sin^3(\beta/2)} \right) \right] + G_{dh} \rho_g \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (1)$$

La magnitud G_i es la irradiación global en plano inclinado, mientras que G_{bh} y G_{dh} son la irradiación directa y difusa en plano horizontal respectivamente. Se utilizó un modelo horario conocido como Ruiz-Arias para estimar la fracción difusa f_d a partir del valor de irradiación global horizontal [4].

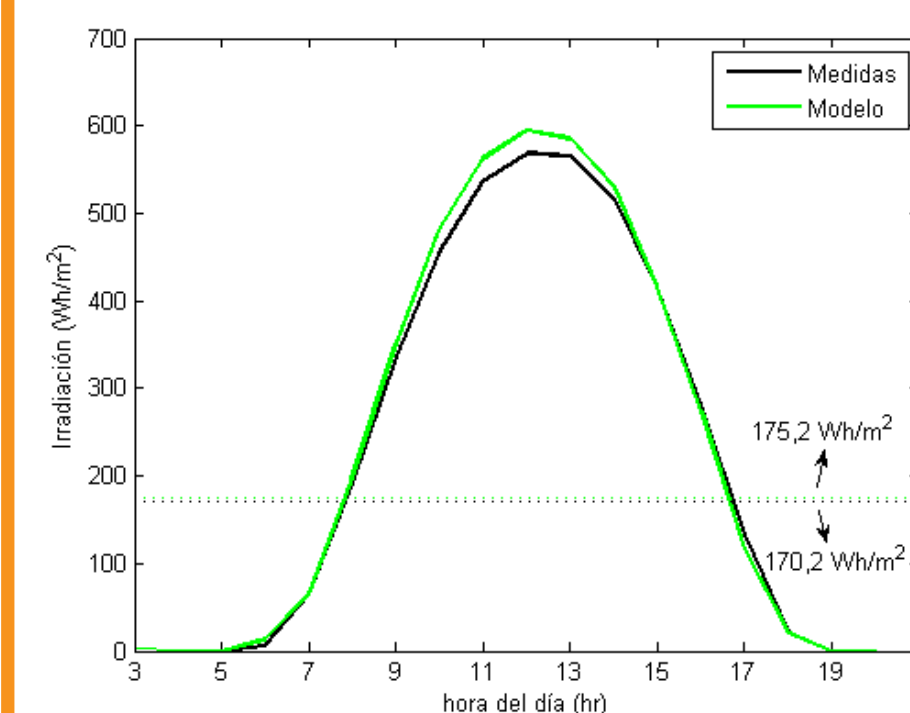


Fig. 2: Comparación medidas-modelo.

Se validó el modelo de pasaje a plano inclinado a partir de una serie de mediciones en plano inclinado proporcionadas por el Laboratorio de Energía Solar (LES). Se obtuvo una desviación anual menor al 3 % entre dichas medidas y la salida del modelo.

MODELO DE PLANTA FOTOVOLTAICA

El modelo de planta se divide en los siguientes bloques básicos:

- Modelado del pasaje a plano inclinado.
- Modelo eléctrico del panel FV en condiciones STC.
- Modelado del panel FV a partir de las condiciones ambientales.
- Modelo de inversor y seguidor de máxima potencia (MPPT).
- Modelado de las pérdidas globales de la planta.

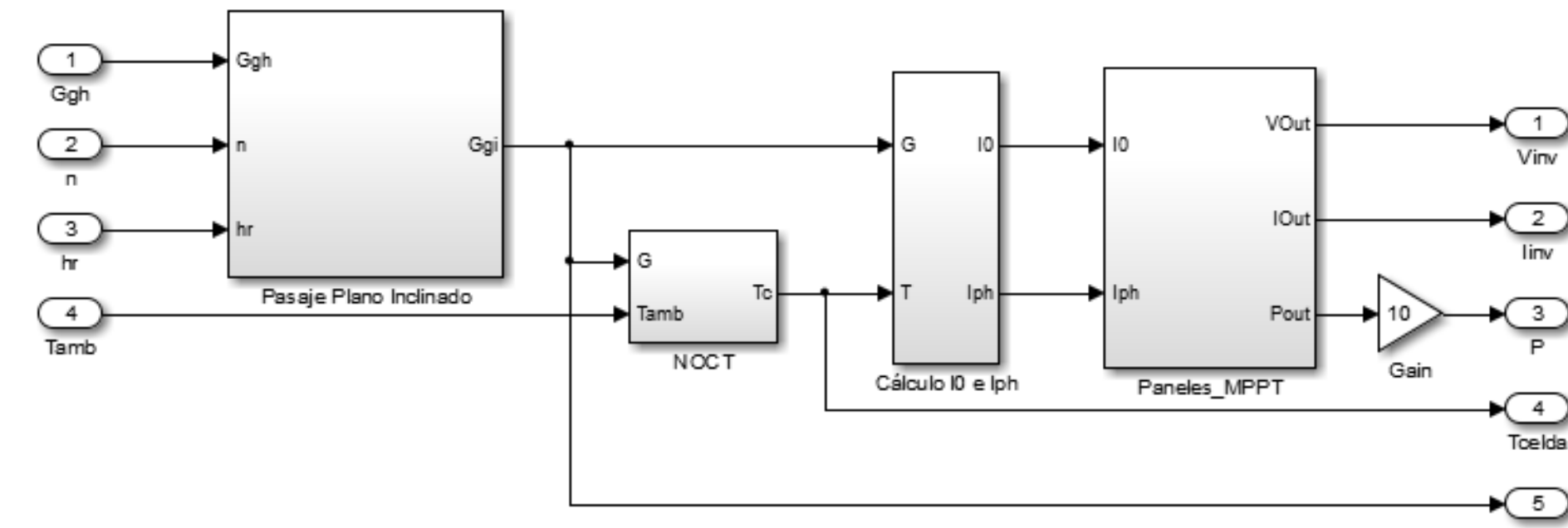


Fig. 3: Bloque principal del modelo de planta FV realizado en Simulink.

El modelo de panel fotovoltaico se basa en el paper [5].

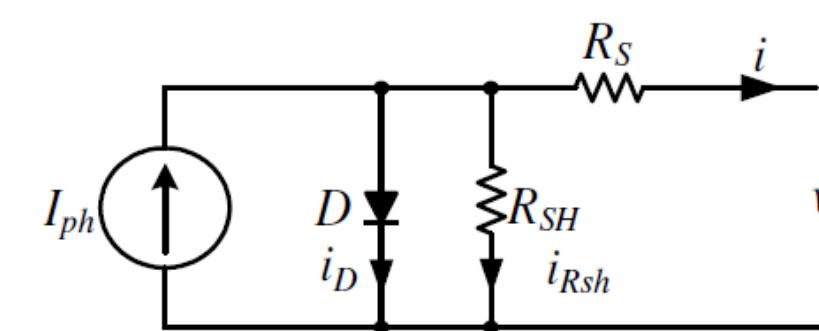


Fig. 4: Modelo de diodo simple del panel

Se puede obtener la ecuación que relaciona la corriente i con la tensión v , resultando la ecuación característica del panel:

$$i = I_{ph} - I_o \cdot \left(e^{\frac{v + R_s \cdot i}{n_s \cdot V_t}} - 1 \right) - \frac{v + R_s \cdot i}{R_{sh}}$$

El modelo de panel FV en condiciones STC se puede construir a partir de datos presentes en las hojas de datos de los fabricantes, según las siguientes ecuaciones:

- 1) $I(0) = I_{sc}$
- 2) $I(V_{oc}) = 0$
- 3) $I(V_{mpp}) = I_{mpp}$
- 4) $\frac{dP}{dV} \bigg|_{V=V_{mpp}, I=I_{mpp}} = 0$
- 5) $\frac{dI}{dV} \bigg|_{I=I_{sc}} = -\frac{1}{R_{sh}}$

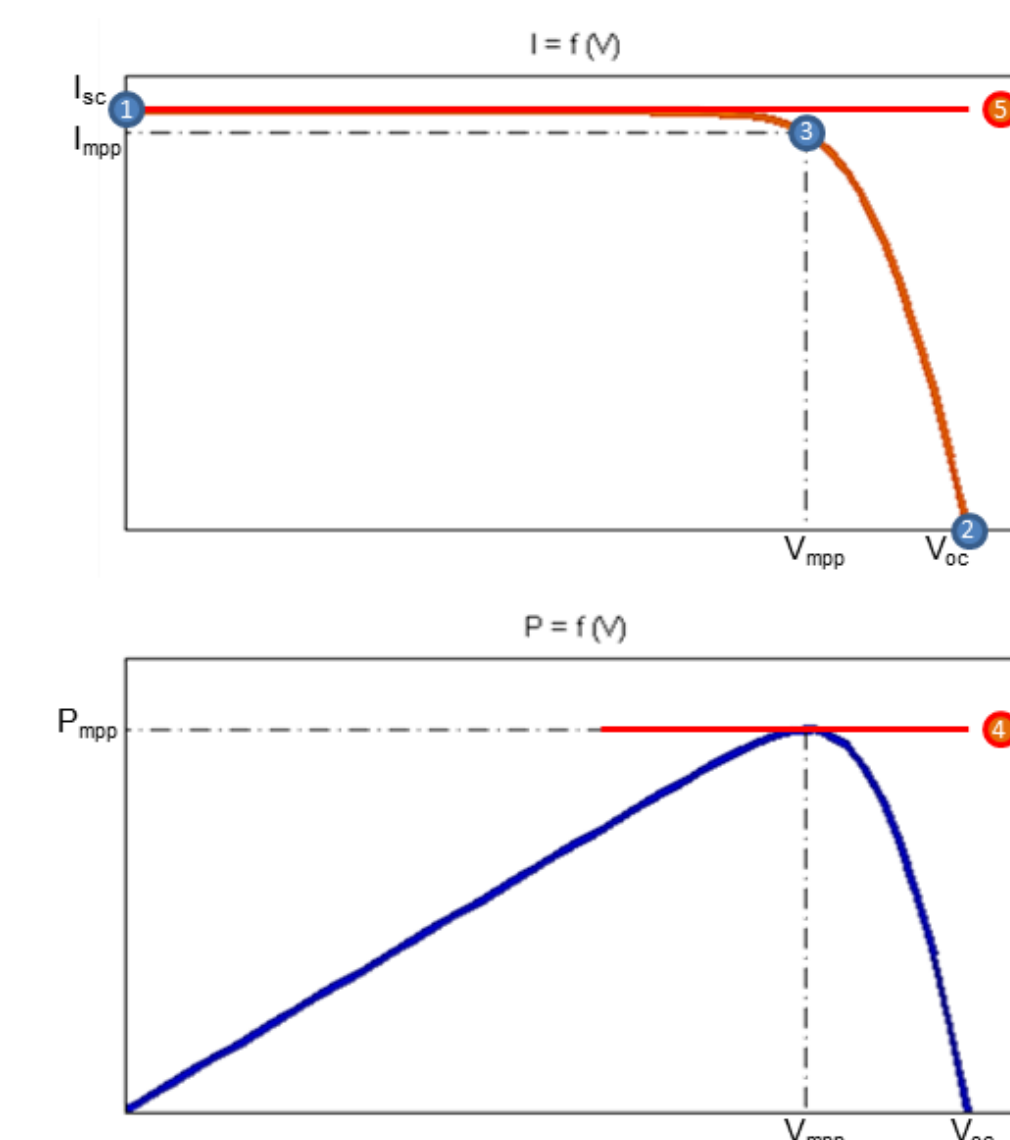


Fig. 5: Puntos de evaluación que conforman el sistema de ecuaciones.

Se consideró la dependencia de las curvas con la irradiación y la temperatura de acuerdo al modelo explicitado en [5]. El modelo de panel completo se validó con las curvas de los fabricantes.

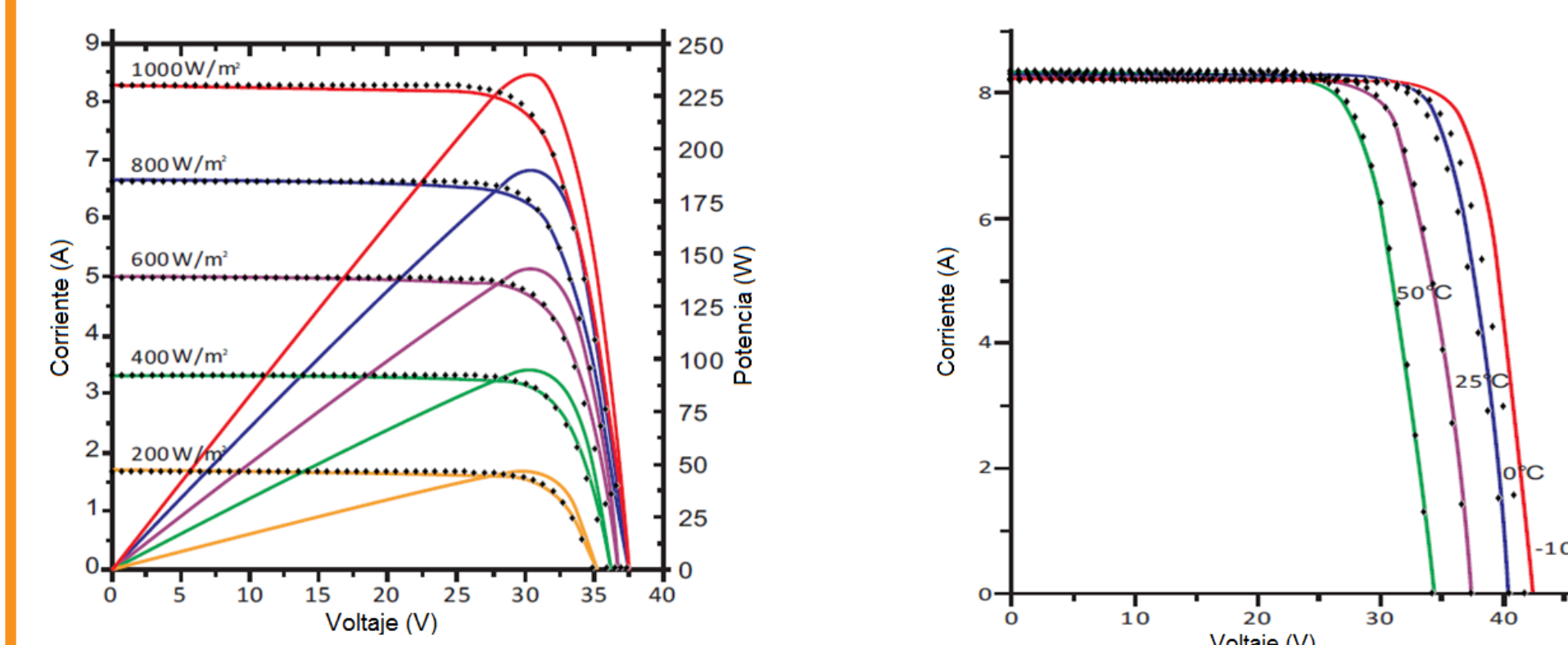


Fig. 6: Comparación de la modelo con hoja de datos del fabricante

Se comprobó que el error cometido a bajas temperaturas es despreciable, dado que los paneles trabajan a temperaturas inferiores a 0 °C menos del 1 % del tiempo.

RESULTADOS

Generación anual

En la tabla 1 se detallan los valores de generación arrojados por el modelo para las distintas configuraciones estudiadas. Estos valores corresponden al primer año de puesta en servicio de la planta.

Tab. 1: Valores de generación - primer año

Seguimiento	E_{anual} (GWh)	$E_{diaria\ media}$ (MWh)	P_{media} (MW)	FP (%)
Paneles Fijos	18.14	49.73	2.07	17.3
Acimutal	22.53	61.75	2.57	21.4
Dos ejes	24.21	66.37	2.77	23.0

Pérdidas

En la figura 7 se presenta un diagrama donde se puede observar cómo la energía generada en los paneles se va reduciendo producto de las diversas pérdidas, hasta llegar a la energía entregada a la Red. Este diagrama fue realizado con los valores correspondientes a la configuración de planta con paneles fijos.

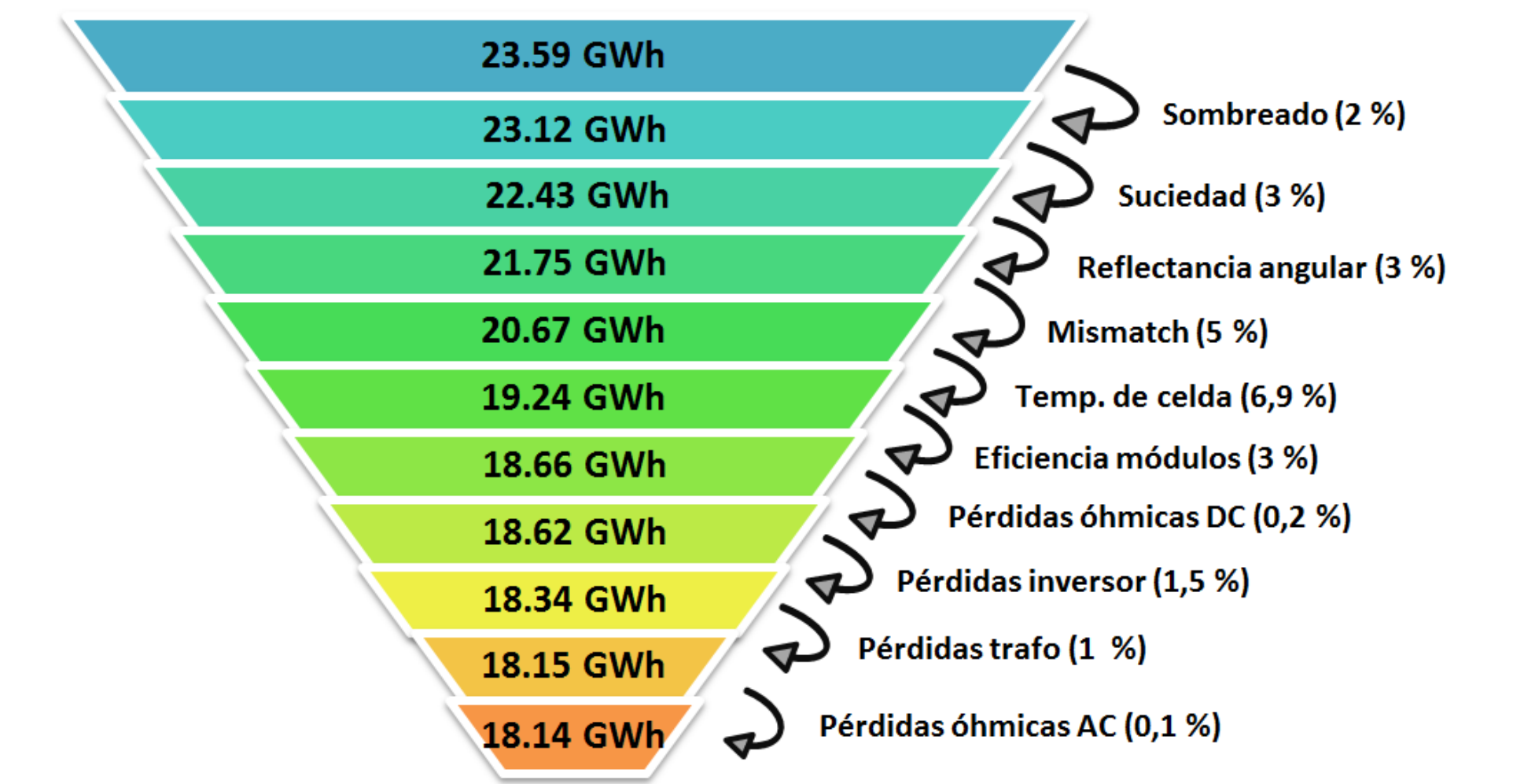


Fig. 7: Diagrama de pérdidas - Paneles fijos.

ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO

Para estudiar la viabilidad del uso de seguidores en plantas fotovoltaicas de gran porte en nuestro país, se realizó un análisis económico-financiero.

- Duración del proyecto: 30 años.
- Financiación del 70 % a 12 años con una tasa del 5 % anual.
- Costo de operación y mantenimiento:
 - 10000 USD/año - caso fijo.
 - 20000 USD/año - caso un eje.
 - 25000 USD/año - caso dos ejes.
- Arrendamiento de terreno: 500 USD/ha/año.

Los costos de inversión estimados:

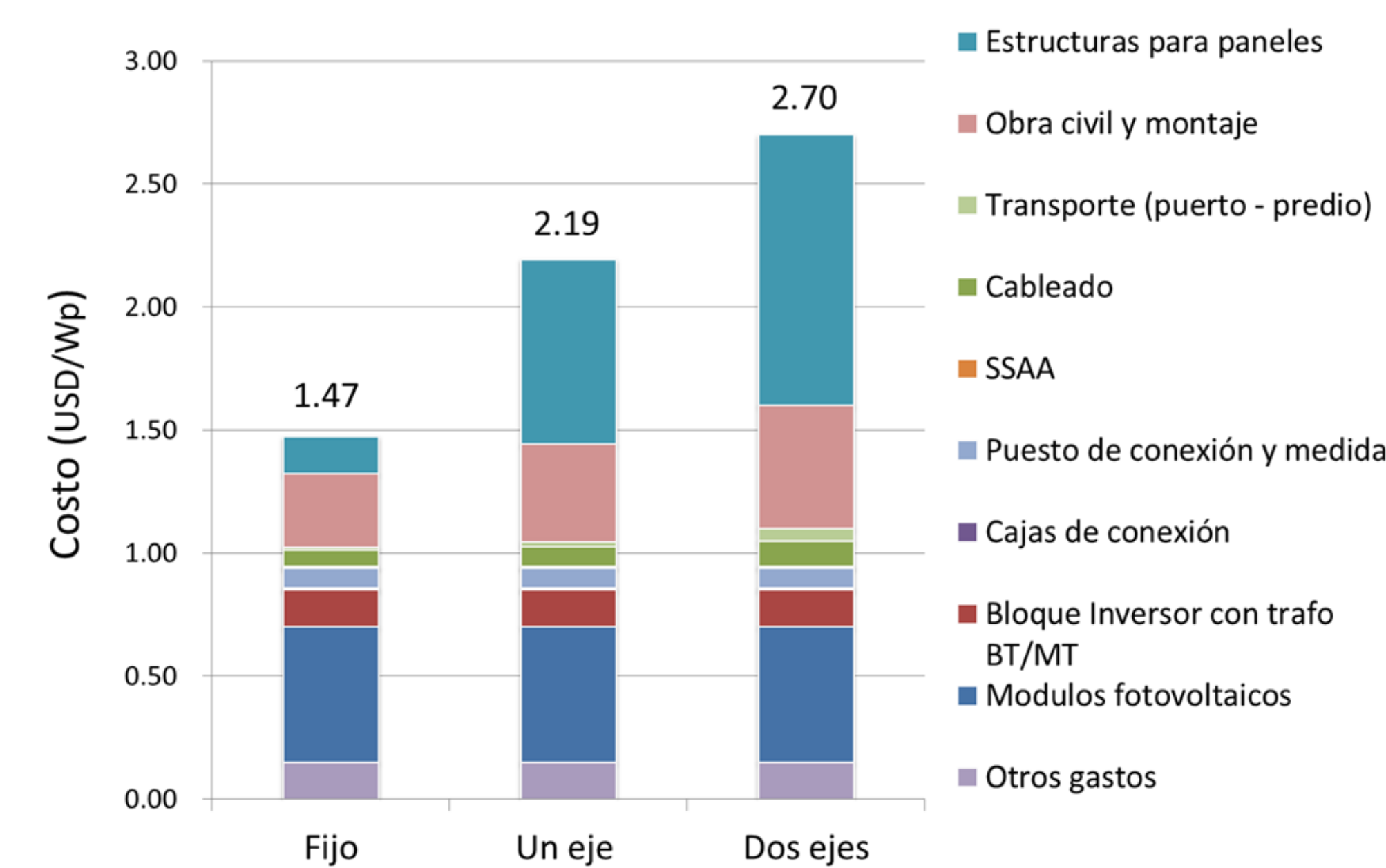


Fig. 8: Costos de inversión.

Fijando el valor de la tasa de actualización en un 8 %, el análisis económico realizado para los tres proyectos arroja los siguientes resultados:

Tab. 2: Indicadores de rentabilidad.

Seguimiento	TIR (%)	VAN (MUSD)
Paneles Fijos	10.34	2.27
Acimutal	6.75	-1.82
Dos ejes	4.81	-5.74

De acuerdo con los indicadores de la Tab. 1, las plantas con seguidores solares no son rentables en nuestro país, bajo las hipótesis consideradas en el presente trabajo.

CONCLUSIONES

Se realizó un modelo computacional en el entorno de desarrollo Simulink de Matlab, el cual consiste en bloques independientes fácilmente adaptables.

Se cuantificó el error que presenta el modelo de pasaje a plano inclinado. Los desvíos resultaron ser 3 %, 12 % y 23 % para los indicadores MBE, MAE y RMSE respectivamente. Se realizó una validación del modelo de panel FV, para lo cual se utilizó la misma hoja de datos de los paneles. Se obtuvieron resultados muy similares a las curvas originales, lo que habla de una buena estimación del modelo.

Se estimó la generación de los tres tipos de planta. La ganancia de energía generada con el uso de seguidores en dos ejes y un eje acimutal respecto al fijo es de 33 % y 24 % respectivamente.

Para elaborar el análisis económico, inicialmente se estudió en profundidad el contrato de compraventa de energía eléctrica establecido por UTE y toda la normativa asociada a inversiones de este tipo. Se consiguieron precios actuales de mercado, con los cuales se estimó el costo de inversión. También se estimaron costos de O&M y de arrendamiento de terreno en el país. Con estos datos se elaboró el flujo de caja, calculando el VAN y TIR de cada proyecto. Del análisis realizado, se concluye que la configuración de paneles fijos resulta ser la más rentable con una TIR del 10.34 % para las hipótesis de estudio.

Se realizó un estudio en profundidad sobre distintas temáticas relacionadas con la generación fotovoltaica. No existen antecedentes de proyectos de grado en el IIE sobre esta temática. Con este proyecto y el titulado *Estrategias de Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (MPPT)*, se genera un puntapié inicial para futuros trabajos que profundicen el conocimiento sobre este tipo de generación de energía, con gran presente a nivel mundial y proyección a futuro en el país. Vale la pena recordar que este proyecto de grado se encuentra enmarcado en el proyecto "Energía Solar Fotovoltaica: Aspectos tecnológicos, técnicos y perspectivas de desarrollo en Uruguay" financiado por la ANII, marco en el que se seguirá avanzando en la temática.

REFERENCIAS

- [1] *Renewables global status report 2014*. REN21, 2014.
- [2] *Análisis de la incorporación de generación fotovoltaica en gran escala en Uruguay*. Ing. Diego Oroño Spera.
- [3] *Solar engineering of thermal processes*. J. Duffie, W. Beckman., 1980.
- [4] *Proposal of a regressive model for the hourly diffuse solar radiation under all sky conditions*. Ruiz-Arias, Alsamamra, Tovar-Pescador, Pozo-Vazquez, 2010.
- [5] *PV panel model based on datasheet values*. Sera, Teodorescu, Rodriguez.