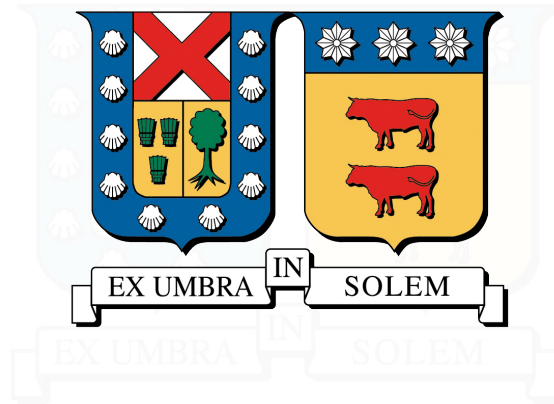


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
VALPARAÍSO - CHILE



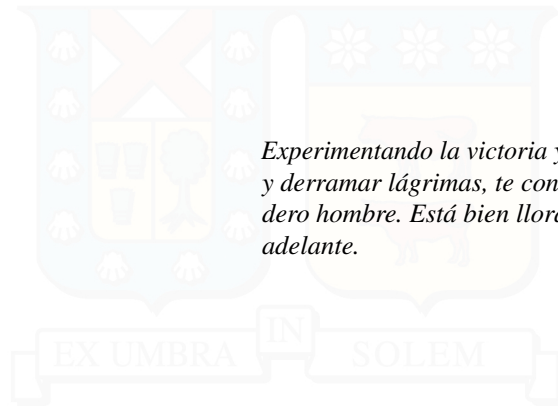
**PROPUESTA DE PLAN DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LA
PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DEL LABORATORIO DE ENERGÍAS
RENOVABLES.**

PATRICIO ANDRÉS VÁSQUEZ VILLABLANCA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO

PROFESOR GUÍA : DR. ING. MARIO TOLEDO T.
PROFESOR CORREFERENTE : DR. ING. RODRIGO BARRAZA V.

AGOSTO 2021



Experimentando la victoria y la derrota, la huida y derramar lágrimas, te convertirás en un verdadero hombre. Está bien llorar, pero debes seguir adelante.

Agradecimientos

A todos aquellos que me han hecho crecer como persona. A todas aquellas decisiones y caminos que me han forjado y llevado a ser quién soy actualmente.

A mi yo de niño, por encontrarme tantos años después. Por sentarse a hablarme y ayudar a entenderlo y entenderme. Por ser un soñador y por no rendirse.

Quiero agradecer a mi familia, mis padres, mi hermana y a mi perrito, por su constante apoyo. Por creer en mí y entregarme las herramientas y oportunidades para alcanzar mis sueños y metas. Por inculcarme los valores que serían los cimientos para mi vida futura.

Además, quiero dar las gracias a los amigos y amigas que he hecho en el camino, a los momentos y conversaciones que nos han hecho crecer a todos. Agradecer especialmente a Consuelo y Alex por siempre estar ahí a pesar de la distancia.

A Michelle, por ser mi compañera de vida. Por su amor incondicional y por ser día a día mi motivación y mis ganas de crecer. Por las risas infinitas y la contención en mis momentos de mayor necesidad. Este es otro paso para poder cumplir nuestros sueños.

A mis profesores. A Mario Toledo por su confianza, paciencia, consejos y por haberme escuchado cuando lo necesité. A Mauricio Reyes por su conocimiento entregado, por motivarme a querer aprender más de la energía solar. A Marcelo Pérez por su infinita disposición a ayudarme durante la última etapa de mi trabajo.

Por último, agradecer a Miguel Cubillos por todas las gestiones realizadas y por su constante apoyo desde el LER.

Resumen

La acumulación de polvo y suciedad ha demostrado ser uno de los factores de mayor impacto en instalaciones solares, tanto fotovoltaicas como térmicas. Esta deposición disminuye la potencia generada en plantas solares y puede mermar en gran medida la vida útil de éstas. Además, debido al sombreado parcial de los paneles puede ocurrir la aparición de puntos calientes.

La planta solar fotovoltaica de 10kWp nominal del Laboratorio de Energías Renovables del Departamento de Ingeniería Mecánica de la UTFSM, cuenta con tres tipos de paneles solares: monocristalinos, policristalinos y de capa fina. Ésta no ha recibido ningún tipo de mantenimiento o limpieza desde su puesta en marcha en 2015. Además, no existen registros del rendimiento de la planta durante su período de operación.

Para estudiar el rendimiento histórico de la planta se realizó un levantamiento de información que abarcó desde enero de 2018 hasta junio de 2020. El indicador utilizado para evaluar el desempeño de la planta fue la razón de rendimiento o PR. Para ello, se utilizó la información de generación registrada en la planta y datos climáticos obtenidos en la Estación meteorológica Colliguay, a 34.25 kilómetros de la planta.

Debido a la falta de información registrada por el inversor de los paneles monocristalinos, no se les consideró en el análisis. Solamente durante el período de estudio el rendimiento de la planta ha ido cayendo, a una tasa del 12 % para los paneles de capa fina y un 11 % para los paneles policristalinos. Además, los resultados obtenidos indican que la planta se encuentra operando a un bajo rendimiento. Se observó además, un doble comportamiento por parte del agua caída producto de las lluvias: limpiador para los paneles policristalinos, ensuciador para los de capa fina.

Se propone implementar la metodología desarrollada por el National Renewable Energy Laboratory del Departamento de Energía de Estados Unidos para corregir el Performance Ratio por condiciones climáticas. Para esto, se propone acoplar un piranómetro a la planta solar para realizar mediciones de irradiancia en el plano del arreglo solar. Para las mediciones de temperatura y velocidad del viento se debe acceder a los registros del sensor climático y el anemómetro instalados en el LER.

Como respuesta a esta baja de rendimiento se desarrolló un programa de limpieza óptimo. Para esto, se realizó un análisis en base a las pérdidas energéticas debido a la acumulación de suciedad en la planta. Se determinó que, para un precio de energía producida de 0.2USD/kWh, el punto de equilibrio del costo por limpieza es de 150USD, en cuyo caso la frecuencia óptima es de una limpieza al año.

Se entregan, además, algunas recomendaciones enfocadas en la prevención de fallas que pueda presentar la planta solar. Consisten principalmente en inspecciones visuales para evitar deterioro en los strings en presencia de un panel dañado.

Abstract

Soiling has proved to be one of the most important factors in solar installations, both photovoltaic and thermal. This deposition decreases the power generated by solar plants and can greatly reduce its useful life.

The 10kWp nominal power photovoltaic solar plant of the Renewable Energy Laboratory from the Mechanical Engineering Department of the UTFSM, has three types of solar modules: monocrystalline, polycrystalline and thin film solar panels. This plant has never received any kind of maintenance or cleaning since its implementation in 2015. Furthermore, there are no records of the plant's performance during its operation period.

To study the historical performance of the plant it was necessary to collect data from January 2018 to July 2020. The plant was evaluated according to its Performance Ratio. In order to do this, power generation data recorded from the plant and climatic data obtained from the Colliguay's meteorological station (located at 34.25 kilometers from the plant) were used.

Due to the lack of recorded data by the monocrystalline array's inverter, the monocrystalline panels were not considered in the analysis. The plant's performance has been decreasing during the study period, at a rate of 12 % for thin film panels and a rate of 11 % for polycrystalline panels. The obtained results shows that the plant is operating at a low yield. Moreover, a double behavior of the rain on the surface of the panels was observed: cleaner for polycrystalline panels, dirtier for thin film panels.

It is proposed to implement the methodology developed by NREL of the U.S. Department of Energy to correct the Performance Ratio by climatic conditions. For this, the use of a pyranometer will be necessary to measure the plane of array's irradiance. For the temperature and wind speed measurements, the recorded data by the climate sensor and by the anemometer installed in LER must be checked.

As a response to the decrease in the plant's performance a cleaning program was developed. In order to this, an analysis was made based on the energy losses due to soiling accumulation. It was determined that, for an energy cost of 0.2USD/kWh, the break-even point of the cleaning cost is 150USD, in which case the optimal frequency is one cleaning per year.

Some recommendations focused on preventing plant's failures are also given. They consist mainly of visual inspections to prevent deterioration in the strings in presence of a damaged panel.

Índice de Contenidos

Agradecimientos	II
Resumen	IV
Abstract	V
Nomenclatura	X
1. Introducción	1
1.1. Objetivos	2
1.1.1. Objetivos Generales	2
1.1.2. Objetivos Específicos	2
1.2. Estructura del Documento	2
2. Preámbulo	3
2.1. Ensuciamiento	3
2.1.1. Efectos del soiling en la producción fotovoltaica	4
3. Antecedentes generales de la planta solar fotovoltaica.	5
3.1. Rendimiento Histórico de la Planta	6
3.1.1. Parámetros de la planta	6
3.1.2. Irradiancia	7
3.1.3. Geometría Solar	8
3.1.4. Radiación	9
3.1.5. Performance Ratio	10
4. Implementación de sistemas de medición y control	12
4.1. PR corregido por clima	12
4.1.1. Temperatura promedio de celda	14
4.2. Instrumentación a implementar	15
5. Programa de Limpieza	17
5.1. Tipos de variabilidad en la producción de potencia	18
5.2. Modelo ideal de producción de Potencia	19
5.3. Análisis	21
5.3.1. Proceso de filtrado	22
5.3.2. Reconstrucción de la data filtrada	23
5.3.3. Filtro Adaptativo	24
5.4. Diseño del programa de limpieza	25
6. Conclusiones y Recomendaciones	27
6.1. Conclusiones	27

6.2. Recomendaciones	28
Bibliografía	29
A. Anexo A	32
B. Anexo B	36
C. Anexo C	38
D. Apéndice	39



Índice de Tablas

3.1. Características paneles solares fotovoltaicos instalados	5
4.1. Efectos de la temperatura ambiental y viento superficial en PR. Fuente: NREL	13



Índice de Figuras

1.1. NAVE LER UTFSM, estado actual	1
2.1. Suciedad en panel policristalino del LER.	3
2.2. Punto caliente captado por una cámara termográfica.	4
2.3. Comparación de curvas I-V y P-V entre paneles sucios y limpios.	4
3.1. Imagen satelital NAVE LER USM. Fuente: Google Earth	5
3.2. Portal de monitoreo en tiempo real Fronius SolarWeb	6
3.3. Distancia entre la planta y la estación meteorológica. Fuente: Google Earth	7
3.4. Performance Ratio en paneles de Capa Fina	11
3.5. Performance Ratio en paneles de Silicio Policristalino	11
4.1. PR calculado en períodos de 15 minutos en una planta de 24MW. Fuente: NREL	12
4.2. Comparación PR y PR_{corr} horarios para un año completo. Fuente: NREL	13
4.3. Piranómetro Kipp & Zonen CMP3	15
4.4. Piranómetro Kipp & Zonen CMP10. Fuente: Campbell Scientific	15
4.5. Sensor climático instalado en el LER	16
5.1. Efectos de la cantidad de limpiezas de la planta en la energía producida	17
5.2. Tipos de variabilidad de corto plazo presentes en una instalación fotovoltaica. Fuente: Solar-Web Fronius	18
5.3. Tipos de variabilidad de largo plazo presentes en una instalación fotovoltaica. Fuente: Solar-Web Fronius	19
5.4. Horas de salida y puesta de sol para un año completo	19
5.5. Producción ideal de potencia para un año completo	20
5.6. Potencia ideal a lo largo del día	20
5.7. Curvas de producción de potencia anual en kW, junto a su promedio y desviación estándar.	21
5.8. Curvas diarias de producción de potencia durante el año completo.	22
5.9. Ajustes polinómicos según año de estudio.	23
5.10. Data reconstruida para el período completo de estudio.	23
5.11. Diagrama del filtro adaptativo utilizado.	24
5.12. Data no correlacionada y curvas de decrecimiento de energía debido a la suciedad acumulada	25
5.13. Período óptimo de limpieza	26
A.1. Ficha técnica panel solar fotovoltaico de capa fina SCHOTT 116W	32
A.2. Ficha técnica panel solar fotovoltaico policristalino HAREON 260W	33
A.3. Ficha técnica panel solar fotovoltaico monocristalino STARKE 250W	34
A.4. Distribución de módulos solares fotovoltaicos	35
B.1. Ficha técnica piranómetro Kipp & Zonen CMP10	36
B.2. Ficha técnica piranómetro Kipp & Zonen CMP3	37

C.1. Cotización de referencia para trabajos de limpieza 38

D.1. Módulos utilizados y lectura de bases de datos 39

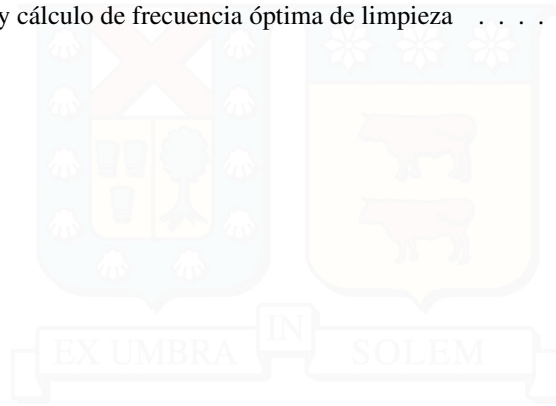
D.2. Primer paso proceso de filtrado progresivo. Año 2018 40

D.3. Segundo y tercer paso proceso de filtrado progresivo. Año 2018 40

D.4. Primer paso proceso de filtrado progresivo. Año 2019 41

D.5. Segundo y tercer paso proceso de filtrado progresivo. Año 2019 41

D.6. Filtro adaptativo y cálculo de frecuencia óptima de limpieza 42



Nomenclatura

Símbolo	Descripción	Unidades
β	Ángulo de inclinación	°
C_{limp}	Función costo de limpieza	USD
$d(n)$	Señal deseada	kWh
δ	Declinación	°
$E\$$	Función costo de la energía	USD
$e(n)$	Señal de error. Data no correlacionada con la variación estacional	kWh
E_{AC}	Producción de energía eléctrica	kWh
ET	Ecuación del tiempo	min
G_b	Irradiancia directa	kWh/m ²
G_d	Irradiancia difusa	kWh/m ²
G_{oh}	Radiación extraterrestre	W/m ²
G_r	Irradiancia reflejada	kWh/m ²
G_{SC}	Constante solar	W/m ²
G_{STC}	Irradiancia de referencia en condición estándar de prueba	kWh/m ²
h	Hora solar	°
h_{sr}	Hora de salida del sol	hr
h_{ss}	Hora de puesta de sol	hr
k	Coefficiente térmico del módulo solar en el punto de máxima potencia	%/°C
K_T	Índice de claridad	-
λ	Longitud geográfica	°
λ_L	Longitud local	°
λ_S	Longitud estándar	°
p	Potencia ideal	kW
p_0	Curva sinusoidal auxiliar potencia ideal	kW
ϕ	Zenit solar	°
P_{MPP}	Punto de máxima potencia	kW
POA	Irradiancia en el plano del arreglo solar	kWh/m ²
PR	Razón de rendimiento	-
PR_{corr}	Razón de rendimiento corregida por clima	-
P_{STC}	Potencia máxima en condiciones estándar de prueba	kWp
T_a	Temperatura ambiente	°C
T_{cell}	Temperatura de operación de la celda solar	°C
$T_{cell-avg}$	Temperatura promedio de la celda solar	°C
T_m^i	Temperatura de la parte posterior del panel solar i	°C
θ	Ángulo de incidencia	°
TLE	Tiempo local estándar y hora civil	min
TSA	Tiempo solar aparente	min
w(n)	Matriz de coeficientes de filtro adaptativo	-
WS	Velocidad del viento	m/s
x(n)	Señal ideal	kWh

Símbolo	Descripción	Unidades
$y(n)$	Señal modificada por el filtro adaptativo	kWh
Y_f	Rendimiento específico	kWh/kWp
Y_r	Rendimiento de referencia	hr



1 | Introducción

Este trabajo surge de la necesidad de cuantificar el desempeño que la planta solar fotovoltaica del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María ha tenido a lo largo del tiempo. Durante todo el tiempo de operación de la planta, no ha recibido ningún tipo de mantención ni limpieza, favoreciendo a la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los paneles solares instalados.

Lo lógico sería pensar que el rendimiento de la planta disminuya con el pasar del tiempo, debido al polvo acumulado durante años de operación de la planta y al deterioro intrínseco de los paneles solares. Esto está demostrado en la literatura con diversos experimentos en distintos lugares del mundo para configuraciones particulares de paneles en cada caso.

Resulta interesante entonces, poder cuantificar la cantidad de potencia eléctrica que ha dejado de producirse en la planta del Laboratorio de Energías Renovables debido a la deposición de suciedad durante el período de operación de esta. Más importante aún, será diseñar un plan de operación y mantenimiento con el propósito de minimizar estas pérdidas energéticas con un mejor monitoreo, aumentando el rendimiento de la planta y, por ende, su disponibilidad.



Figura 1.1: NAVE LER UTFSM, estado actual

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivos Generales

El presente trabajo de titulación tiene por objetivo evaluar el funcionamiento histórico y proponer un plan de operación y mantenimiento para la planta solar fotovoltaica del Laboratorio de Energías Renovables de la Universidad Técnica Federico Santa María.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Realizar un levantamiento de la información técnica y de la data histórica de la planta solar fotovoltaica del Laboratorio de Energías Renovables.
- Analizar la generación eléctrica histórica mediante el parámetro de Performance Ratio para mostrar el efecto del soiling en los paneles instalados en la planta.
- Definir sistemas de medición y control para evaluar el desempeño de la planta en el tiempo; considerando la temperatura del panel, la velocidad del viento y la radiación incidente.
- Establecer un plan de mantenimiento para la planta solar fotovoltaica.

1.2. Estructura del Documento

La estructura que presenta el documento es la siguiente:

- Capítulo 2: Se muestra una pequeña introducción a los efectos y consecuencias que tiene el soiling sobre los paneles solares.
- Capítulo 3: Se presentan los aspectos generales de la planta solar fotovoltaica del Laboratorio de Energías Renovables. Se presenta un análisis del rendimiento histórico de la planta mediante el indicador de Performance Ratio.
- Capítulo 4: Se comenta sobre la implementación de distintos instrumentos de medición u obtención de data meteorológica para poder aplicar correcciones por clima al Performance Ratio a futuro.
- Capítulo 5: Se explica la metodología utilizada para obtener un programa de limpieza mediante un análisis de las pérdidas de energía producto de la acumulación de suciedad.
- Capítulo 6: Se presentan las conclusiones del trabajo y algunas recomendaciones para poder evitar fallas en los paneles.

2 | Preámbulo

2.1. Ensuciamiento

La presencia de suciedad en paneles fotovoltaicos es la tercera causa de mayor impacto en el rendimiento de plantas solares fotovoltaicas, luego de la irradiancia y la temperatura. Esta no solo favorece a la reducción en la producción de potencia eléctrica, sino que también puede acortar la vida útil de los paneles solares y, por ende, la planta fotovoltaica.

El polvo se define como aquellas partículas en suspensión con un diámetro menor a los 500 micrómetros. La presencia de polvo tiene diferentes efectos negativos en el rendimiento del panel dependiendo del lugar donde se encuentre instalado el sistema. La deposición de polvo o suciedad es una fuente de contaminación común en sistemas solares fotovoltaicos, principalmente, debido a que puede tener comportamiento de dieléctrico, afectando el rendimiento eléctrico del panel.

La zona geográfica en la que se encuentre ubicado el sistema solar definirá el tipo de polvo al que se verá enfrentado el panel. En zonas desérticas, como el norte de Chile por ejemplo, el arreglo se encuentra en presencia de arena. Otro caso es la presencia de contaminación en espacios urbanos con alta densidad poblacional o un medioambiente de carácter industrial.

Como la suciedad (polvo, arena, heces fecales de aves, entre otros tipos de suciedad) es distinta dependiendo de la zona geográfica, ya sea por el tamaño de sus partículas, su composición y contenido o incluso la pegajosidad propia de esta, es que la limpieza del panel se debe realizar en base a sus características.

Los valores de pérdidas anuales causadas por ensuciamiento se mueven entre un 5 % en climas templados con lluvias moderadas, hasta un 40 % para climas áridos o desérticos. Además, existen factores externos que favorecen a la adhesión de la suciedad en los paneles, tales como el rocío nocturno, que dificulta la limpieza de estos.



Figura 2.1: Suciedad en panel policristalino del LER.

2.1.1. Efectos del soiling en la producción fotovoltaica

Uno de los efectos de la suciedad en la superficie de paneles solares es la formación de puntos calientes o hot spots (ver Figura 2.2) los cuales merman la vida útil del panel. Esto se produce cuando el panel entra en polarización inversa, es decir, cuando se conecta el cátodo a la capa tipo N del panel y el ánodo a la capa tipo P, las tensiones de la carga se suman a las de la diferencia de potencial creada en la unión por difusión, esto aumenta la diferencia de potencial entre las uniones, produciendo que la barrera potencial de la unión P-N sea mayor y que, por consecuencia, sean menos los electrones que consigan atravesar esta unión. Sin embargo, la atracción ejercida por el polo positivo sobre los electrones libres de la capa N provoca que más sean atraídos hacia el contacto de esa capa y que sean conducidos, esto aumenta la corriente a la vez que provoca consumos excesivamente elevados en la célula, la cual debe disipar esa energía por ser incapaz de exportarla. Si la tensión es lo suficientemente elevada (tensión de ruptura), se producen avalanchas electrónicas, lo que provoca que los electrones atraídos adquieran tal energía cinética por efecto del campo eléctrico que sean capaces de liberar al golpear a otros electrones en capas de valencia y llevarlos a capas de conducción, provocando aumentos muy elevados en la corriente y pérdidas muy elevadas.

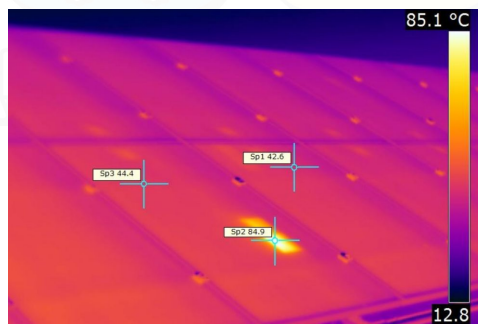


Figura 2.2: Punto caliente captado por una cámara termográfica.

Otro de los efectos de la suciedad es la baja en el rendimiento en casos de soiling no uniforme en los módulos. Esto ocurre cuando la deposición de polvo o suciedad se concentra y acumula en algún punto del módulo fotovoltaico, como pueden ser, por ejemplo, los marcos del panel debido a los efectos de gravedad y por la inclinación propia del arreglo. Esto produce escalones en las curvas I-V del módulo cercano al punto de máxima potencia manteniendo la misma corriente de cortocircuito como se muestra en la figura 2.3. Cuando el módulo afectado es parte de un string aumentan las pérdidas por tensión de operación debido a que el inversor fuerza a que el módulo trabaje al punto de máxima potencia de los módulos limpios, y como la corriente por el string debe ser igual para todo el arreglo, el panel con suciedad no homogénea debe reducir en gran parte la tensión de operación para poder trabajar a la corriente que permita a los paneles menos sucios su máxima potencia.

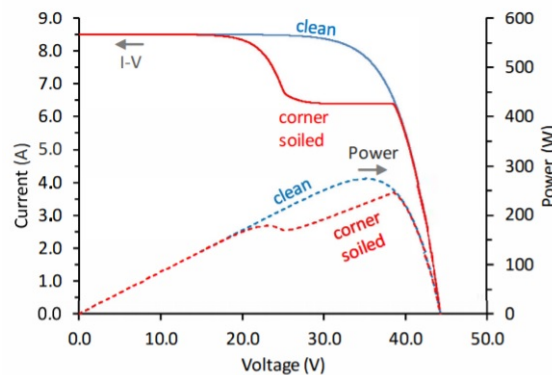


Figura 2.3: Comparación de curvas I-V y P-V entre paneles sucios y limpios.

3 | Antecedentes generales de la planta solar fotovoltaica.

La planta solar fotovoltaica del Laboratorio de Energías Renovables del Departamento de Ingeniería Mecánica se encuentra instalada desde finales del año 2015 por la empresa Ecoenergías Spa y entró en operación a inicios de 2016. La planta de 10kWp de potencia nominal se compone de 3 mini-plantas solares cercanas a los 3kWp, cada una de ellas con su propia conexión para así poder comparar la producción y funcionamiento entre ellas. Cada mini-planta solar cuenta con una tecnología diferente: celdas de silicio monocristalino, celdas de silicio policristalino y silicio amorfo o capa fina. La tabla 3.1 presenta la configuración de paneles solares fotovoltaicos que posee la planta.

Tabla 3.1: Características paneles solares fotovoltaicos instalados

Tipo	N°	Marca	P_{STC} (W)	k (%/°C)
Monocristalino	14	Starke	250	-0.45
Policristalino	14	Hareon	260	-0.44
Capa fina	27	Schott	116	-0.2

La planta solar se encuentra ubicada en la techumbre norte de la nave LER, entre las ciudades de Viña del mar y Quilpué, en la sede José Miguel Carrera de la Universidad Federico Santa María. Las coordenadas de la instalación son: latitud 33.0396°S y longitud 71.4856°O con una inclinación de 18° y un azimut de 6°N.

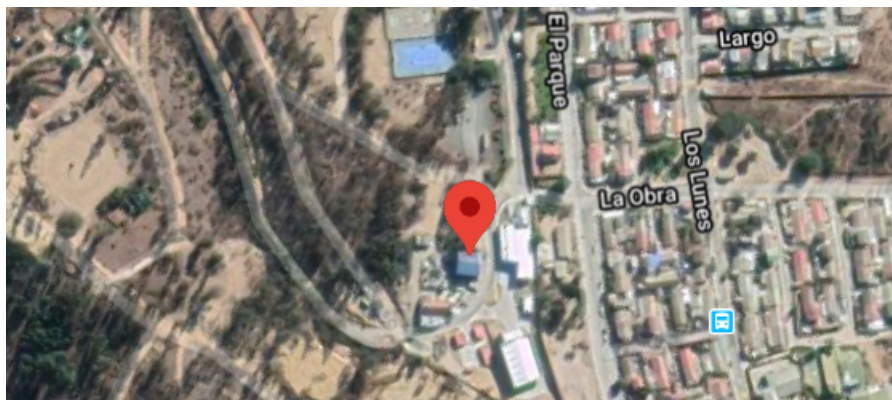


Figura 3.1: Imagen satelital NAVE LER USM. Fuente: Google Earth

Durante todo su período de operación la planta solar fotovoltaica no ha recibido mantenciones de ningún tipo y las limpiezas se han producido de manera natural debido a las lluvias caídas en la región.

3.1. Rendimiento Histórico de la Planta

La primera parte del estudio consistió en realizar un levantamiento de datos desde el 1 de enero de 2018 hasta el 22 de junio de 2020 para poder ver cómo se comportan los paneles a lo largo del tiempo y así, evaluar el desempeño histórico de la planta. Se analizó el comportamiento de la razón de rendimiento (Performance Ratio) para las diferentes estaciones del año. Para mostrar los efectos del polvo y ensuciamiento se compararon los valores antes y después de las lluvias a lo largo del período de estudio.

Durante este lapso de tiempo se encontraron vacíos de información con distinta duración: días, semanas e incluso meses, debido a fallas de comunicación con el data logger. Dependiendo de la duración de la interrupción en el registro de datos, se reconstruyó la información de distintas formas. Si el período correspondía solamente a horas se tomó los valores más cercanos en el tiempo y se promedió para obtener la información faltante. Cuando el período correspondía a días se tomaban tanto los días anteriores como los días posteriores más cercanos, es decir, de 4 a 8 días en total, para calcular el promedio y rellenar con la nueva data. En el caso de pérdidas mensuales de información fue necesario recurrir a valores históricos en años anteriores y posteriores, promediarlos y rellenar con la data obtenida.

3.1.1. Parámetros de la planta

La empresa Fronius, a través de su portal de monitoreo en línea SolarWeb, permite la muestra de datos de la planta solar en tiempo real e histórico. Esta plataforma permite emitir un informe de los datos solicitados según la necesidad del usuario para poder ser descargado en formato de hojas de cálculo. Además, es posible observar los datos en línea, para aquella información sin opción de descarga, con lo que se puede tabular de forma manual estos registros, los cuales se agrupan de forma mensual, anual y diaria.

Gracias a que el Departamento de Ingeniería Mecánica posee una cuenta premium dentro de la plataforma, es posible observar los datos de generación según los parámetros que el usuario determine, con lo cual se obtuvo el factor de Rendimiento específico Y_f , el cual será utilizado más adelante para calcular el performance ratio.

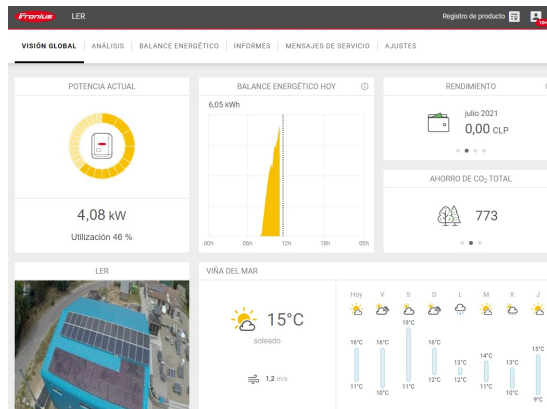


Figura 3.2: Portal de monitoreo en tiempo real Fronius SolarWeb

3.1.2. Irradiancia

La universidad no cuenta con una estación meteorológica propia en operación para poder medir los parámetros necesarios en el sitio de la planta, por lo que se recopilaron datos de una estación externa. Los valores de irradiancia más cercanos a la planta se encuentran a 34.25 kilómetros de distancia, en la estación meteorológica de Colliguay. Estos datos fueron obtenidos mediante la página web de la Red Agroclimática Nacional (AGROMET) del Ministerio de Agricultura. Los datos de irradiancia disponibles en la página correspondían al registro de radiación máxima incidente horizontal hora a hora.

Como se menciona al inicio del capítulo, el análisis presentado en esta parte del documento comienza el día 1 de enero de 2018, ya que no se cuentan con mayores rastros de mediciones de irradiancia en el sitio web para el año 2017. Finalmente, la toma de datos tiene como punto final el 18 de junio de 2020, día desde el cual no se recibió más data desde la Red Agroclimática Nacional.

Con el período de estudio ya definido, la cantidad de días a analizar llega a la suma de 904, lo que corresponde a casi 30 meses de información.

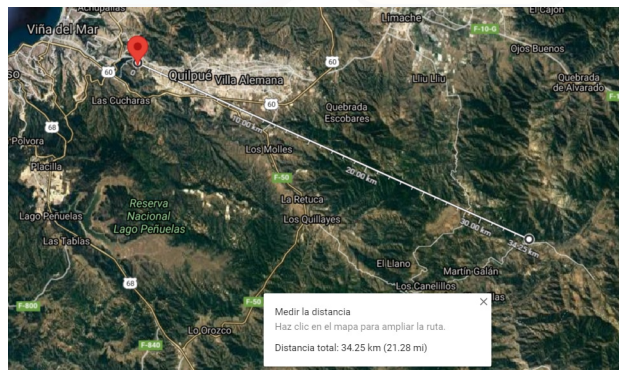


Figura 3.3: Distancia entre la planta y la estación meteorológica. Fuente: Google Earth

3.1.3. Geometría Solar

Para poder evaluar el desempeño histórico de la planta fue necesario trabajar la base de datos obtenida de AGROMET, pues el parámetro de interés para el cálculo corresponde a la irradiación incidente en el plano del arreglo solar. Previamente, es necesario definir algunos conceptos de astronomía y geometría solar y, además, algunas correlaciones que permitan generar la data que se necesita.

La primera relación importante corresponde a la Ecuación del Tiempo, **ET**. Esta permite medir la diferencia entre el tiempo solar medio y el tiempo solar aparente. Se mide en minutos y se expresa como se muestra.

$$ET = 9,87 \sin(2B) - 7,58 \cos B - 1,5 \sin B \quad (3.1)$$

Donde B se calcula con la siguiente relación. Siendo N el día del año, donde el 1 de enero corresponde a 1 y el 31 de diciembre a 365.

$$B = (N - 81) \cdot \frac{360}{364} \quad (3.2)$$

El antes mencionado Tiempo Solar Aparente **TSA**, corresponde a la posición efectiva del sol debido a la diferente velocidad de rotación de éste durante el año y se calcula de la siguiente manera.

$$TSA = TLE + ET - 4 \cdot (\lambda_S - \lambda_L) \quad (3.3)$$

Donde ET corresponde a la Ecuación del Tiempo, TLE al Tiempo Local Estándar u hora civil, λ_L a la longitud local en la que se encuentra ubicado geográficamente el arreglo y λ_S a la longitud estándar, que se calcula como 15° por cada huso horario (GMT-3 ó GMT-4 en Chile dependiendo de la época del año).

La Tierra tiene un ángulo de rotación de 23.45° respecto del vector normal al plano de traslación. La declinación solar δ es la desviación angular de los rayos del sol con respecto al eje ecuatorial y se calcula con la siguiente expresión.

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left[\frac{360}{365} \cdot (284 + N) \right] \quad (3.4)$$

La Hora Solar **h** de un punto en la superficie de la Tierra es el ángulo que debería rotar la Tierra para traer al meridiano del lugar directamente bajo el sol (mediodía solar).

$$h = (TSA - 12) \cdot 15^\circ \quad (3.5)$$

Otro ángulo solar importante es el Zenit solar Φ , que se define como el complemento de la altitud solar, que a su vez corresponde al ángulo formado entre el rayo solar y un plano horizontal a la superficie terrestre. El Zenit se puede obtener de la relación que se muestra.

$$\cos \Phi = \sin L \sin \delta + \cos L \cos \delta \cos h \quad (3.6)$$

Donde L corresponde a la latitud local en que se encuentra ubicado geográficamente el arreglo, δ a la declinación y h a la hora solar.

El Ángulo de Incidencia θ es aquel que se forma entre los rayos solares y la normal a una superficie. Es el más importante para estimar el recurso solar. Para el caso en cuestión, una superficie inclinada apuntando al norte desde el hemisferio sur, se utiliza una ecuación reducida para obtener dicho ángulo.

$$\cos \theta = \sin(L + \beta) \sin \delta + \cos(L + \beta) \cos \delta \cos h \quad (3.7)$$

Con β igual al ángulo de inclinación, es decir, el ángulo entre el plano de la superficie y el plano horizontal, L como la latitud local, δ la declinación y h la hora solar.

3.1.4. Radiación

El sol emite energía en forma de radiación a una temperatura efectiva de 5777K. La intensidad con que esta radiación alcanza a la Tierra tiene un valor de 1367W/m² y se denomina constante solar G_{SC} . Para estimar la radiación solar extraterrestre varía a lo largo del año y se estima con la siguiente relación.

$$G_{oh} = G_{SC} \left(1 + 0,033 \cos \left(\frac{360N}{365} \right) \right) \cos \Phi \quad (3.8)$$

En cuanto a la radiación solar terrestre es importante poder identificar las diferentes componentes que la conforman. La Radiación Directa es aquella que no se ha dispersado atmosféricamente. Incide sobre una superficie en la dirección de los rayos solares. Se denotará con el subíndice **b**. Luego, la Radiación Difusa (o del cielo) corresponde a la radiación que ha cambiado su dirección debido a la interacción atmosférica. Incide sobre una superficie desde toda la bóveda celeste. Se denotará con el subíndice **d**. Finalmente, la Radiación Reflejada es aquella que incide en el suelo y luego incide en la superficie de estudio. Se denotará con el subíndice **r**.

Para el cálculo de estas componentes se utilizó el modelo isotrópico de radiación solar. La Radiación Directa se puede obtener desde sus componentes horizontal **h** o normal **n**. El subíndice **i** indica plano inclinado.

$$G_{b,i} = G_{b,h} \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \Phi} = G_{b,n} \cos \theta \quad (3.9)$$

Para el cálculo de la Radiación Difusa, se utiliza la siguiente expresión, donde β corresponde al ángulo de inclinación.

$$G_{d,i} = G_{d,h} \cdot \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (3.10)$$

Por último, la Radiación Reflejada viene dada por la ecuación que se muestra, donde ρ_r corresponde al albedo, es decir, el porcentaje de radiación reflejada (0.4 para el caso de estudio).

$$G_{r,i} = \rho_r (G_{b,h} + G_{d,h}) \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (3.11)$$

Finalmente, la radiación solar incidente en el plano del arreglo, **POA** de ahora en adelante por sus siglas en inglés Plane of array, corresponde a la suma de las componentes mencionadas anteriormente.

$$POA = G_{b,i} + G_{d,i} + G_{r,i} \quad (3.12)$$

Cuando no se cuenta con el detalle de la medición de los distintos tipos de radiación es necesario generar data a partir de información conocida. Para esto, primero es necesario definir el índice de claridad k_T , el cual corresponde a la razón entre la radiación en una superficie horizontal y la radiación extraterrestre horizontal.

$$k_T = \frac{G_h}{G_{oh}} \quad (3.13)$$

A partir de este índice es posible estimar la radiación difusa a partir de la radiación total mediante la correlación de Erbs, con lo cual se podrán determinar el resto de radiaciones necesarias para obtener el POA.

$$\frac{G_{d,h}}{G_h} = \begin{cases} 1 - 0,09k_T & \text{si } k_T \leq 0,22 \\ 0,9511 - 0,1604k_T + 4,388k_T^2 - 16,638k_T^3 + 12,336k_T^4 & \text{si } 0,22 \leq k_T \leq 0,8 \\ 0,165 & \text{si } k_T > 0,8 \end{cases} \quad (3.14)$$

3.1.5. Performance Ratio

Para analizar el rendimiento histórico de los paneles solares instalados en la planta no es posible utilizar los valores de prueba estándar (STC), los cuales describen el comportamiento de los paneles en condiciones ideales de generación en un laboratorio (Irradiación=1000W/m², Temperatura=25°C). Estas condiciones no son comparables debido a que los paneles instalados en el exterior sufren pérdidas en la generación por efectos de suciedad, degradación y sombras.

Un indicador de eficiencia utilizado y aceptado a nivel mundial en gran parte de instalaciones solares fotovoltaicas alrededor del planeta es la relación o razón de rendimiento **PR** (Performance Ratio). Este factor permite comparar paneles de manera independiente a los parámetros de laboratorio (STC), ubicación geográfica, irradiación y ángulo de inclinación. El parámetro PR sí se ve afectado por las condiciones meteorológicas, como nubosidad parcial o lluvias. Se definirá este factor como la eficiencia de un panel luego de las pérdidas de generación, lo cual lo valida como parámetro a la hora de caracterizar plantas solares.

PR se define como la razón entre el rendimiento específico (o final) y el rendimiento de referencia del sistema. El rendimiento específico Y_f se define a su vez como el cociente entre la salida de energía (o energía producida) sobre la potencia nominal de la instalación. El rendimiento de referencia, en cambio, corresponde a la división entre la irradiancia en el plano **POA** y la irradiancia de referencia en condiciones estándar de laboratorio (1000W/m²).

Existen diversos métodos para calcular el PR, los cuales varían en cuanto al monitoreo de los parámetros de la planta en estudio, pero la mayoría coincide con la definición entregada en la norma internacional de la Comisión Electrotécnica Internacional IEC 61724 (Photovoltaic system performance monitoring - Guidelines for measurement, data exchange and analysis) en sus distintas versiones, por lo tanto, este fue el método adoptado en el presente capítulo para poder analizar el comportamiento histórico de la planta solar del Laboratorio de Energías Renovables.

$$Y_f = \frac{E_{AC}}{P_{STC}} \quad (3.15)$$

$$Y_r = \frac{POA}{G_{STC}} \quad (3.16)$$

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (3.17)$$

Existe además, un método que considera una corrección de Performance Ratio por clima, permitiendo así un valor más cercano a la realidad dadas las condiciones ambientales en que se encuentra instalada la planta solar fotovoltaica. Este método, propuesto por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) en Estados Unidos, será revisado en el siguiente capítulo.

Para el análisis se consideraron solamente 2 tecnologías debido a que los paneles de Silicio Monocristalino presentaron fallas de largo plazo durante la mayor parte del período estudiado, por lo que no fue posible generar la data necesaria para su análisis. Los resultados se presentan en las figuras 3.4 y 3.5.

Se muestra el Performance Ratio correspondiente a cada día del período señalado y se promedió de forma mensual para tener una lectura más clara. El PR anual para los paneles de capa fina y policristalinos fue de 0.63 y 0.75, respectivamente, para el año 2018. Por otro lado, para el año 2019 disminuyó a 0.51 y 0.64. Presentando entonces una baja del 12 % en el caso de los paneles de capa fina y del 11 % para los paneles policristalinos. De acuerdo a las directrices europeas de monitoreo de sistemas fotovoltaicos, se considera un buen PR cuando este se encuentra en el rango 0.8-0.85. Si se comparan estos valores con los obtenidos en el año 2019, se puede notar que la planta en estudio opera muy por debajo de un buen PR.

Se observa además que las lluvias presentan un doble efecto sobre los paneles, tanto limpiador como ensuciador. Se puede apreciar el contraste entre ambos gráficos: en los paneles de capa fina el agua caída favorece a la deposición de polvo debido a que la lluvia ayuda a la adhesión de este, en cambio, en los paneles policristalinos logra remover la suciedad.

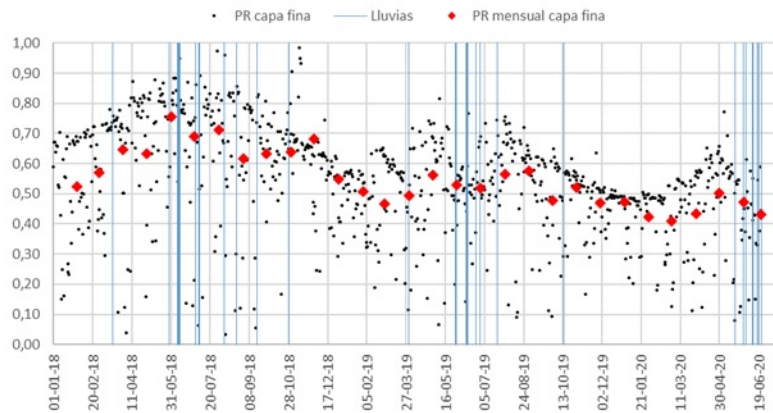


Figura 3.4: Performance Ratio en paneles de Capa Fina

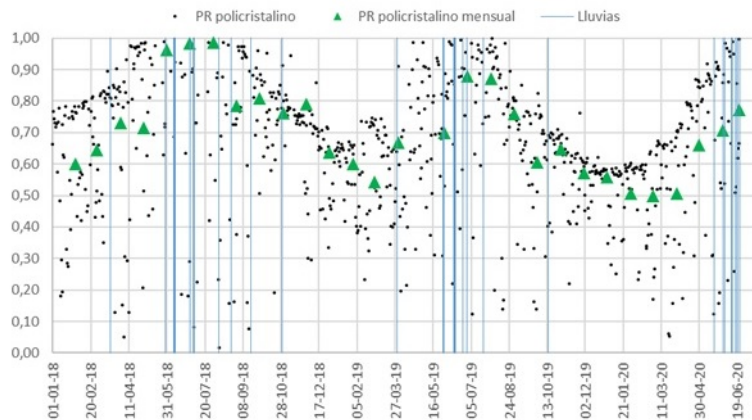


Figura 3.5: Performance Ratio en paneles de Silicio Policristalino

4 | Implementación de sistemas de medición y control

Como se presentó en el capítulo anterior, la falta de datos e información dificulta el cálculo y análisis del rendimiento histórico de la planta. Es por esto que este capítulo busca proponer una mejora en el monitoreo actual de la planta solar con base en estándares internacionales, de modo que aumente el rendimiento del sistema completo, es decir, registrar mayores PR. La primera parte de este capítulo es para definir una corrección por clima al Performance Ratio utilizado anteriormente. Posteriormente se detallarán las mediciones e instrumentos necesarios para poder implementarlos en la planta, de modo que a futuro esta sea analizada mediante el nuevo método.

4.1. PR corregido por clima

El análisis descrito en el capítulo 3 presenta la metodología descrita en la IEC 61724, donde se entrega una definición del Performance Ratio, pero este indicador de eficiencia puede presentar una alta variabilidad dentro de un mismo día, como se muestra en la figura 4.1.

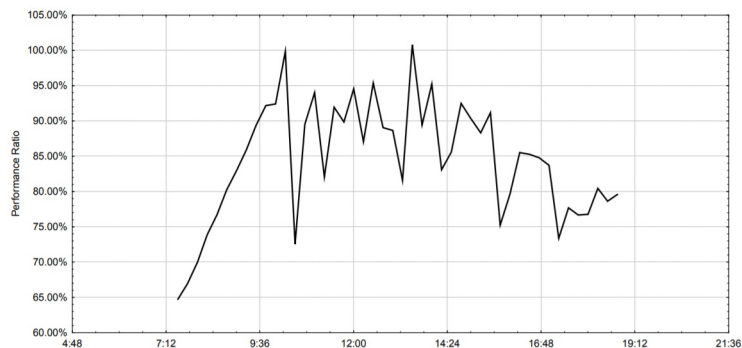


Figura 4.1: PR calculado en períodos de 15 minutos en una planta de 24MW. Fuente: NREL

Además, existen variables que influyen en el PR pero que no se consideran directamente en el cálculo. Como se pudo ver en los resultados del capítulo 3, los valores más altos de PR se alcanzan en los meses de otoño e invierno, lo cual tiene sentido debido a que estas estaciones poseen las temperaturas más bajas del año. Es debido a la variabilidad estacional que este indicador no puede ser utilizado como base de garantía de rendimiento, por ejemplo, en contratos.

Tabla 4.1: Efectos de la temperatura ambiental y viento superficial en PR. Fuente: NREL

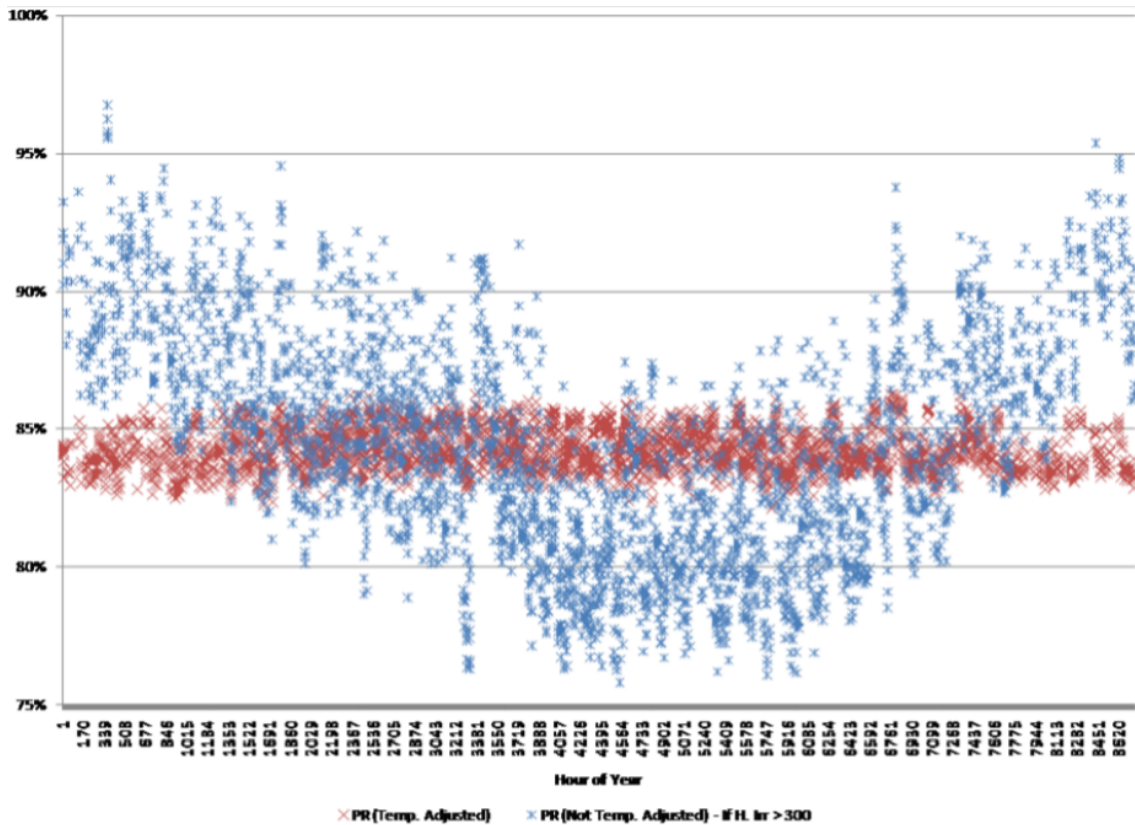
Archivo climático	PR	Diferencia
Archivo base	84.9 %	-
+3°C de temperatura anual	84 %	-0.9 %
+3m/s de velocidad del viento anual	86.6 %	1.7 %

El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) del Departamento de Energía de Estados Unidos propone en su informe técnico NREL/TP-5200-57991 un nuevo método para poder corregir el Performance Ratio según los factores climáticos y eliminar la variabilidad estacional a lo largo del año.

$$PR_{corr} = \frac{E_{AC}}{P_{STC} \frac{POA}{G_{STC}} \left(1 - \frac{k}{100} (T_{cell-avg} - T_{cell})\right)} \quad (4.1)$$

Donde δ corresponde al coeficiente térmico en P_{mpp} (punto de máxima potencia), $T_{cell-avg}$ a la temperatura promedio de la celda solar calculada según el año meteorológico típico (TMY) u otra base de datos y T_{cell} a la temperatura de la celda solar. La diferencia que presenta la ecuación (3.17) con la corregida (4.1) es el término de temperatura de operación de la celda fotovoltaica, el cual agrupa los efectos ocasionados por la temperatura ambiental y el viento.

La figura 4.2 presenta una simulación para un año completo, donde se calcularon valores horarios de PR (cruces azules) y de PR corregido por clima (cruces rojas). Se aprecia a simple vista una alta variabilidad en los valores del PR sin corregir a lo largo del año, en cambio, el PR_{corr} se mantiene estable durante todo el período estudiado.

**Figura 4.2:** Comparación PR y PR_{corr} horarios para un año completo. Fuente: NREL

4.1.1. Temperatura promedio de celda

Para determinar la temperatura promedio de la celda solar se utiliza el método empleado en el informe técnico de NREL, basado en el modelo de transferencia de calor de King y Boyson descrito en Photovoltaic Array Performance. El cálculo consiste en 2 pasos: determinar la temperatura de la parte posterior del módulo y determinar la temperatura de operación de la celda interna.

Las relaciones mostradas en 4.2 corresponden al cálculo de la temperatura de la parte posterior del panel solar T_m en grados Celsius, donde WS corresponde a la velocidad del viento en m/s, T_a a la temperatura ambiente y los coeficientes numéricos corresponden a coeficientes de transferencia de calor obtenidos empíricamente y dependen tanto del tipo de módulo solar como del montaje sobre el cual se encuentra instalado. Estos representan el incremento de la temperatura del panel debido a la luz solar y el efecto de la velocidad del viento en la temperatura del panel, respectivamente.

$$T_m^{Poli/Mono} = POA[e^{-3,47-0,0594 \cdot WS}] + T_a \quad (4.2)$$

$$T_m^{CF} = POA[e^{-3,58-0,113 \cdot WS}] + T_a$$

Luego, se necesita calcular la temperatura de operación de la celda solar mediante la ecuación 4.3, donde G_{STC} indica la irradiación de referencia, la cual es 1000 W/m^2 .

$$T_{cell} = T_m + 3 \cdot \frac{POA}{G_{STC}} \quad (4.3)$$

Una vez obtenidos los valores mencionados anteriormente, es posible calcular la temperatura de operación promedio de la celda solar ponderada por irradiación. Para esto, es necesario tener bien definida la base de datos climáticos, como se revisó en el capítulo 3, así se determina la radiación en el plano inclinado y mediante la ecuación 4.4 es posible calcular la temperatura ponderada.

$$T_{cell-avg} = \frac{\sum (POA_i \cdot T_{cell,i})}{\sum (POA_i)} \quad (4.4)$$

Donde el subíndice i indica cada hora del año. De esta forma, es posible utilizar la ecuación 4.1 para calcular el Performance Ratio corregido por clima, el cual resulta más estable que el utilizado en el Capítulo 3 y además, permite una lectura más clara de posibles irregularidades y fenómenos en el comportamiento de la planta a lo largo del tiempo.

4.2. Instrumentación a implementar

Como el método de cálculo de PR_{corr} que se planea implementar es diferente, será necesario acoplar algunos instrumentos de medición, los cuales se encuentran en el Laboratorio de Energías Renovables del Departamento de Ingeniería Mecánica, a la planta en caso de ser requerido o la obtención de datos de otros que se encuentran actualmente instalados.

Al contar ya con un monitoreo en tiempo real de potencia producida óptimo por parte de la empresa Fronius, proveedora de los inversores instalados, con su plataforma SolarWeb, no será necesaria la implementación de otro tipo de equipos o herramientas para la medición de este parámetro, pues la información que registra de forma histórica está dada cada 15 minutos como indica el informe técnico de NREL.

Se necesita instalar un piranómetro en el mismo plano del arreglo fotovoltaico para poder obtener mediciones de irradiancia en el mismo sitio de la planta, a diferencia de las mediciones realizadas en el Capítulo 3, facilitando así el cálculo de la irradiancia en el plano **POA**. El LER cuenta con distintos modelos de piranómetros como el que se encuentra en la figura 4.3, que corresponde a un Kipp & Zonen CMP3, el cual mide hasta $2000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiancia.



Figura 4.3: Piranómetro Kipp & Zonen CMP3

Otro modelo de piranómetro presente en el laboratorio es el Kipp & Zonen CMP10, el cual mide hasta $4000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiancia y posee un tiempo de respuesta mucho menor al CMP3. Sumado a esto, posee menor incertidumbre en las mediciones y, al tener un mejor rendimiento, es ideal para este tipo de aplicaciones.



Figura 4.4: Piranómetro Kipp & Zonen CMP10. Fuente: Campbell Scientific

Además, la empresa Kipp & Zonen cuenta con una aplicación móvil gratuita para iOS y Android llamada Suncertainty la cual permite calcular niveles de incertidumbre en la medición de irradiancia para cualquier locación dada. El informe técnico de NREL recomienda que el piranómetro posea una incertidumbre de $\pm 3\%$.

Por otro lado, para las mediciones de temperatura y velocidad del viento es posible hacer uso de información que se registra actualmente en el laboratorio, mediante un sensor climático para la temperatura y humedad si se quiere (ver Figura 4.5), y un anemómetro para la velocidad del viento. Ambos instrumentos se encuentran instalados actualmente, por lo que solamente se necesita el acceso a las mediciones que han registrado a lo largo del tiempo.



Figura 4.5: Sensor climático instalado en el LER

De esta manera, la planta fotovoltaica del LER contaría con su propia mini estación climática, con lo cual se podrán obtener todos los datos in situ necesarios para poder monitorear de forma óptima el rendimiento de la planta bajo el indicador de Performance Ratio corregido por clima. Además, como el laboratorio actualmente cuenta con estos instrumentos de medición, no significa un gasto significativo la implementación de estos o el uso de los datos de aquellos que ya se encuentran instalados.

5 | Programa de Limpieza

En este capítulo, se presenta el análisis utilizado para poder establecer un programa óptimo de limpieza en base a las pérdidas de energía producida debido a la acumulación de suciedad en la planta. Para ello es necesario clasificar algunos conceptos previos al análisis. Luego, se estudiará el proceso en el cual la data de producción fotovoltaica es analizada y separada por una serie de filtros para, en una última etapa, definir un período óptimo de limpieza.

Durante la vida útil de una planta solar fotovoltaica, uno de los factores que reduce la confiabilidad del sistema solar es la pérdida de energía debido a la acumulación de polvo en la superficie del panel. Lo lógico sería pensar que mientras más limpiezas reciba la planta, será menor la energía que deja de producirse debido a la suciedad presente en los paneles. La figura 5.1 muestra de forma esquemática el efecto que tienen la cantidad de limpiezas de los paneles solares en la energía producida.

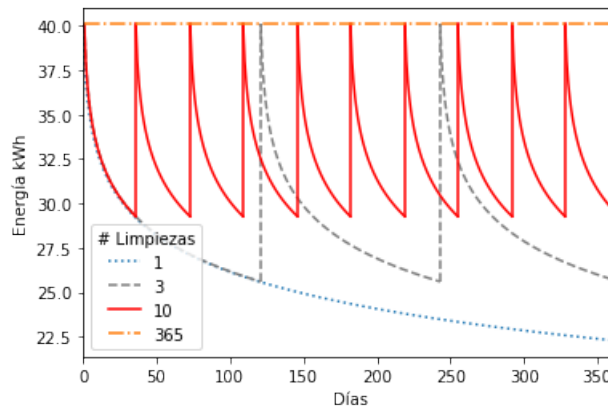


Figura 5.1: Efectos de la cantidad de limpiezas de la planta en la energía producida

Es posible notar que la energía producida decae considerablemente a lo largo del año si la planta no recibe limpiezas. Además, se observa que a medida que aumentan los ciclos de limpieza de la planta, la energía también crece respecto a la curva de una limpieza anual. Entonces, ¿se debería limpiar la planta todos los días del año y así asegurar la máxima producción de energía?. Como esta rutina de limpieza o mantenimiento lleva asociado un costo en términos económicos, la respuesta es **no**. El trabajo que queda por delante es determinar el período óptimo de limpieza de la planta solar fotovoltaica.

5.1. Tipos de variabilidad en la producción de potencia

Cuando se quiere realizar la planificación de un programa óptimo de limpieza para paneles solares fotovoltaicos, es necesario realizar un análisis de la data de potencia en la planta. Para esto, primero es necesario reconocer los tipos de variabilidad en la producción de potencia fotovoltaica.

Los diferentes tipos de variabilidad en la producción de potencia fotovoltaica pueden clasificarse según su fuente, su origen debido a condiciones ambientales o según su duración.

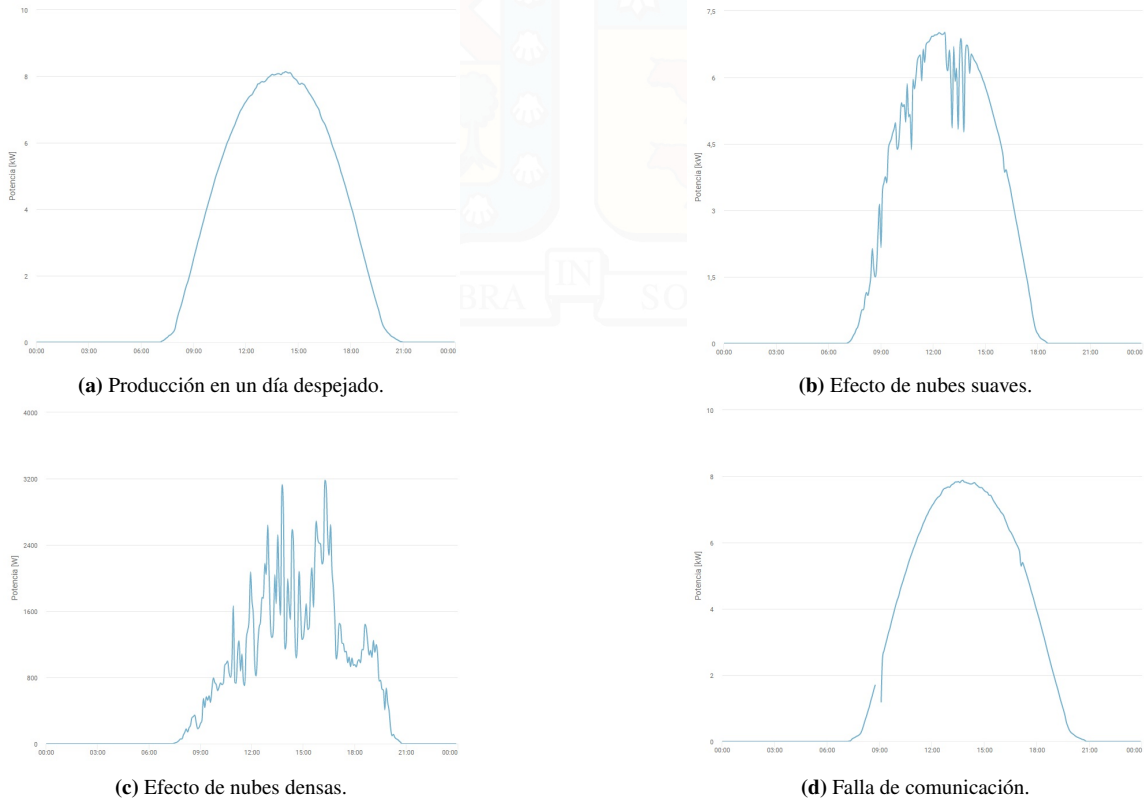


Figura 5.2: Tipos de variabilidad de corto plazo presentes en una instalación fotovoltaica. Fuente: SolarWeb Fronius

La figura 5.2a muestra la producción ideal de potencia durante un día, donde se puede apreciar que se comporta como la parte positiva de una curva sinusoidal. La figura 5.2b muestra una baja en la potencia producida debido a algún grupo pequeño de nubes, por su parte, la figura 5.2c muestra la baja en la potencia producida en un día nublado. La figura 5.2d muestra una falla en la comunicación entre el sensor y el colector de datos. Estos tipos de variación se pueden clasificar como variaciones de corto plazo.

Por otro lado, la figura 5.3a muestra la producción de energía de los paneles de capa fina y policristalinos para un mes particular dentro del análisis, se puede apreciar una pérdida de datos de 7 días debido a una falla general en la planta fotovoltaica. Finalmente, la figura 5.3b presenta la generación de energía durante un año completo, en ella se puede identificar la variación estacional. Estas últimas pueden ser clasificadas como variaciones de largo plazo.

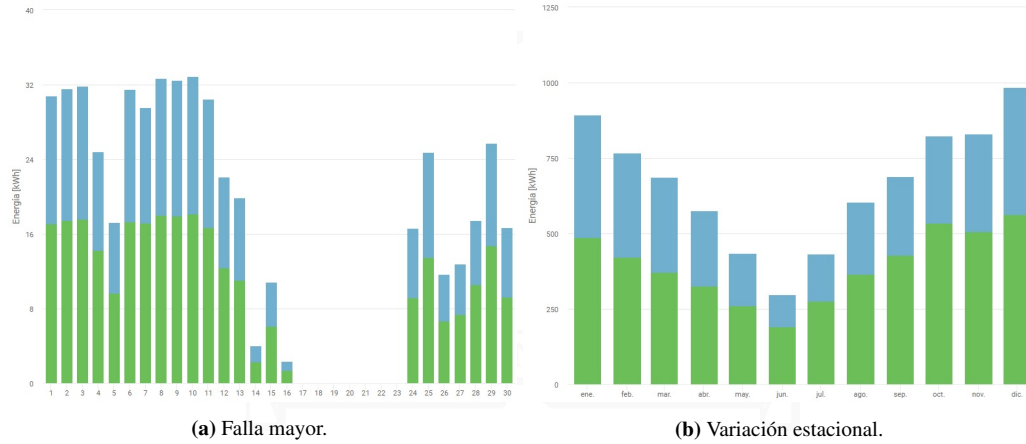


Figura 5.3: Tipos de variabilidad de largo plazo presentes en una instalación fotovoltaica. Fuente: SolarWeb Fronius

5.2. Modelo ideal de producción de Potencia

Para generar un modelo ideal de producción de potencia solar, con la cual correlacionar sus datos junto a los obtenidos de la planta fotovoltaica, fue necesario calcular las horas de puesta y salida del sol para los diferentes días del año en la localización de la planta.

$$h_{ss} = -h_{sr} = \cos^{-1}(-\tan L \tan \delta) \quad (5.1)$$

Donde el subíndice **ss** indica la puesta de sol (sunset) y el subíndice **sr** indica la salida del sol (sunrise). Estos valores se encuentran graficados en la figura 5.4.

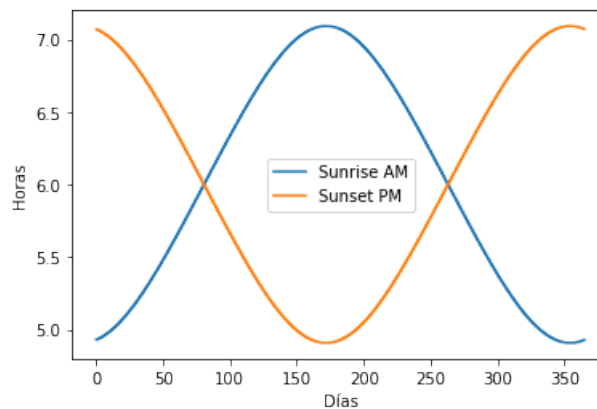


Figura 5.4: Horas de salida y puesta de sol para un año completo

Como se mostró en la sección anterior, una curva ideal de potencia presenta la forma de los valores positivos de una sinusoidal. Por lo tanto, con la información de salida y puesta de sol calculada anteriormente, se ajustó una curva sinusoidal de modo que esta pase por 0 en las salidas y puestas de sol para cada día. Esta curva se expresa con la siguiente ecuación.

$$p_0 = \cos\left(2\pi t - 2\pi \frac{h_{ss} + h_{sr}}{2}\right) - \cos\left(2\pi \frac{h_{ss} - h_{sr}}{2}\right) \quad (5.2)$$

Donde t corresponde al tiempo en horas. Finalmente, para generar la curva ideal de potencia p es necesario transformar en 0 aquellos valores negativos de la curva p_0 .

$$p = \begin{cases} p_0 & \text{si } p_0 > 0 \\ 0 & \text{si } p_0 \leq 0 \end{cases} \quad (5.3)$$

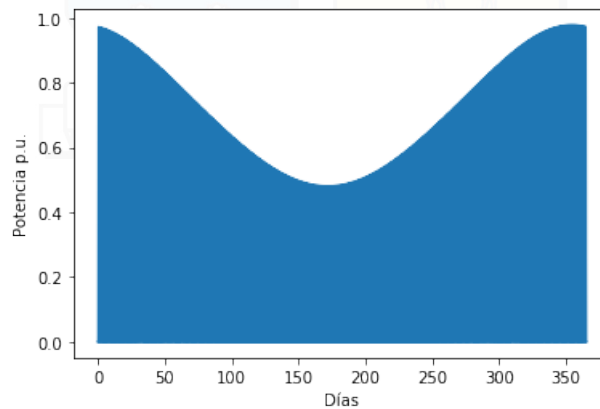


Figura 5.5: Producción ideal de potencia para un año completo

La figura 5.6 presenta 3 curvas de potencia a lo largo del día. La curva naranja corresponde al valor máximo, el cual se da en el solsticio de verano, debido a que es la época del año con más horas de sol. Por otro lado, la curva azul representa el valor mínimo, el cual corresponde al solsticio de invierno, el día con menos horas de sol del año. Por último, la curva verde es el promedio anual de potencia.

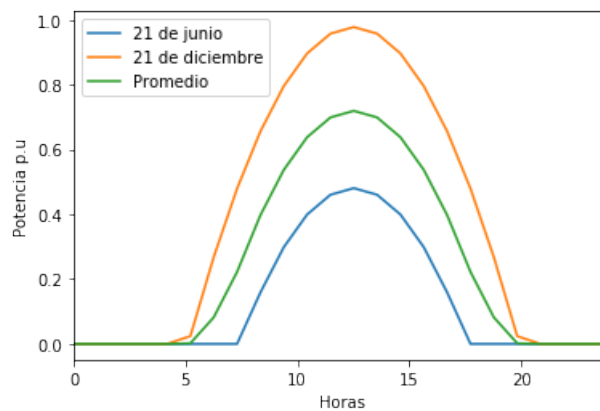


Figura 5.6: Potencia ideal a lo largo del día

5.3. Análisis

La data por analizar corresponde a la potencia registrada en la planta fotovoltaica, medida cada 5 minutos por 2 años completos. Esta data fue recopilada del portal de monitoreo en línea de Fronius: SolarWeb. Se armaron bases de datos en Microsoft Excel, separando la data en cuadros de 24 horas cada uno, para poder ser trabajadas con la herramienta Jupyter Notebooks de Python.

Este análisis tiene por objetivo establecer un programa de limpieza para los paneles solares instalados en la planta fotovoltaica del LER. Para ello se busca poder comparar la data medida en la planta con el modelo ideal de potencia producida descrito en la sección anterior.

El procedimiento consiste en separar la data registrada por una serie de filtros progresivos para poder limpiarla con el propósito de eliminar las variaciones de corto plazo, conservando las de largo plazo. Luego del proceso de filtrado y reconstrucción de data, que será detallado en las próximas secciones, se busca encontrar una curva que represente la caída de potencia producida durante el año y poder encontrar una función para optimizar según los costos asociados y los ciclos de limpiezas a realizar en el año.

Las figuras 5.7a y 5.7b muestran los datos de producción de potencia para los años 2018 y 2019, respectivamente, sus promedios y desviación estándar correspondientes. Estas imágenes presentan curvas de producción de potencia durante el día para cada día del año. Se observa en primera instancia una baja considerable en la producción de potencia del año 2018 al 2019, como se estudio en el capítulo 3.

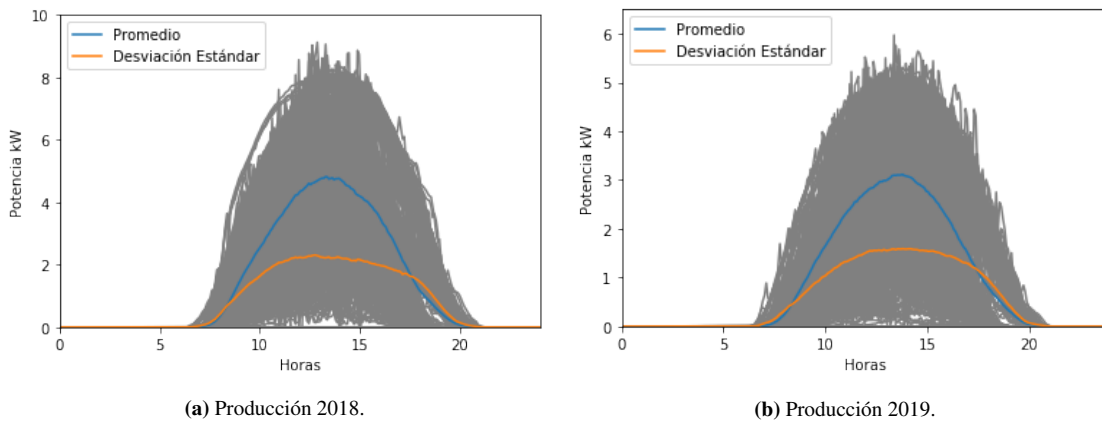


Figura 5.7: Curvas de producción de potencia anual en kW, junto a su promedio y desviación estándar.

5.3.1. Proceso de filtrado

Primero se separaron los años 2018 y 2019, y se ajustó la amplitud del modelo ideal de producción de potencia según el año que se estuviera analizando para poder comparar con la data real medida en la planta. El primer filtro consiste en quitar las pérdidas de producción debido a fallas de largo plazo. Las pérdidas de largo plazo causan que la potencia producida sea 0 para un día o períodos más largos de tiempo. Esto tiene por consecuencia una baja en el promedio del período analizado, por lo tanto, esa información debe ser removida del análisis. Para poder quitar esta data, se integra la potencia en cada cuadro de 24 horas. Si la energía resultante es igual a 0 se elimina el cuadro completo, es decir, el día.

Posteriormente, se aplicaron filtros para eliminar las pérdidas de producción debido a fallas de corto plazo y a condiciones atmosféricas. Este tipo de variaciones aumentan la desviación estándar del período de estudio. El primer paso será eliminar los días con condiciones atmosféricas estacionarias, es decir, aquellos días cuya condición atmosférica duró el día completo, ya sean días completamente nublados o días de lluvia. Para ello, se comparó el promedio de la potencia generada en cada cuadro con el promedio del día con menor producción de la curva ideal, es decir, el solsticio de invierno (21 de julio), aquellos días en que la producción de potencia fuera menor que la del solsticio de invierno se eliminan del análisis.

Además, es necesario quitar aquellos días con fallas de corto plazo y condiciones atmosféricas temporales, para lo cual se compara la desviación estándar la producción de potencia de cada día con un valor fijo, de modo que al quitar aquellos días menores a este valor, la desviación estándar post-filtrado se acerque a la desviación estándar de la data ideal.

El resultado de los filtros aplicados se muestra en las figuras 5.8a y 5.8b, donde se puede apreciar que los gráficos obtenidos aumentaron su promedio y valor mínimo, disminuyeron su desviación estándar y tomaron una tendencia más parecida a la del gráfico ideal que se muestra en la figura 5.8c, la cual es la misma información de la figura 5.5 en formato de 24 horas.

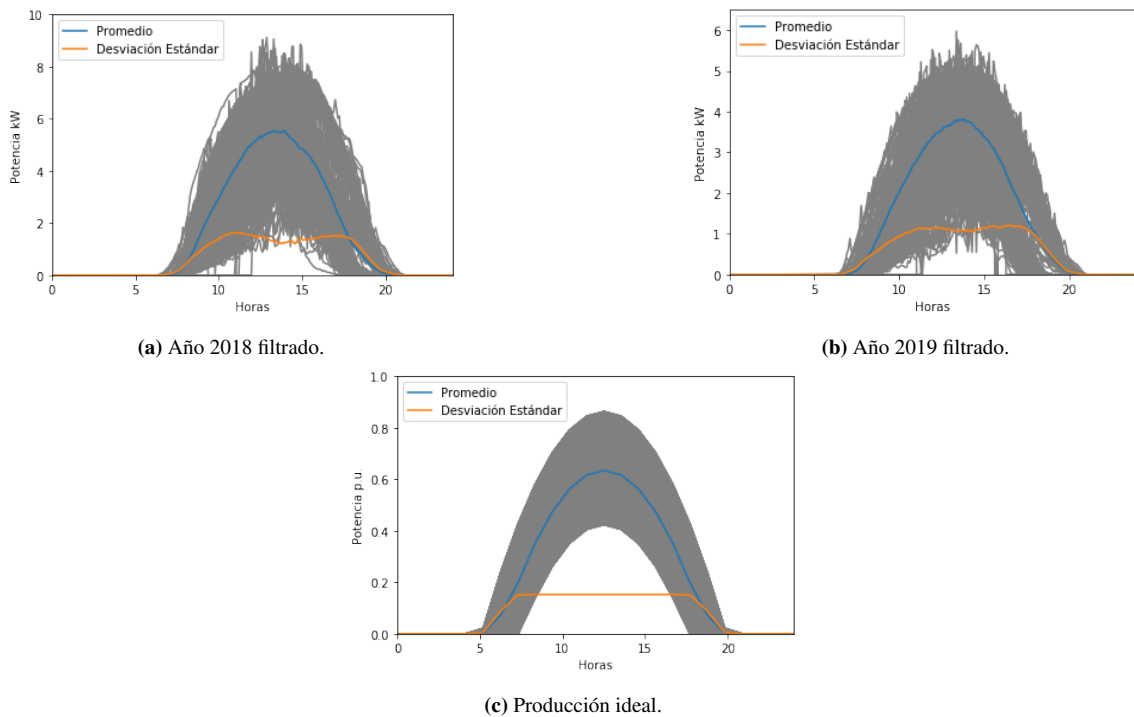


Figura 5.8: Curvas diarias de producción de potencia durante el año completo.

5.3.2. Reconstrucción de la data filtrada

Luego de la primera etapa de filtrado, la data procesada resulta ser estadísticamente consistente con el modelo utilizado. Sin embargo, existe una cantidad considerable de días perdidos a lo largo de ambos períodos de estudio. El total de días filtrados para el año 2018 fue de 116, lo que corresponde al 31.8 % de la información para ese año. Para el año 2019, el total de días eliminados fue de 128, es decir, un 35 % de la data. Esto evidencia la gran variabilidad presente en el sitio en donde se encuentra instalada la planta fotovoltaica.

El siguiente paso del análisis es la reconstrucción de la data recientemente eliminada. Para ello existen diversas estrategias, tales como utilizar valores históricos, reemplazar con valores promedio o, en este caso, ajustar una curva polinómica a los datos y reemplazar la información faltante con los datos de la curva obtenida.

Se debe trabajar con las curvas anuales de energía, para lo cual se puede integrar la potencia producida en el año, o usar la información medida por Fronius, entregada en su portal de monitoreo en tiempo real SolarWeb. Las figuras 5.9a y 5.9b presentan las curvas polinómicas que fueron ajustadas.

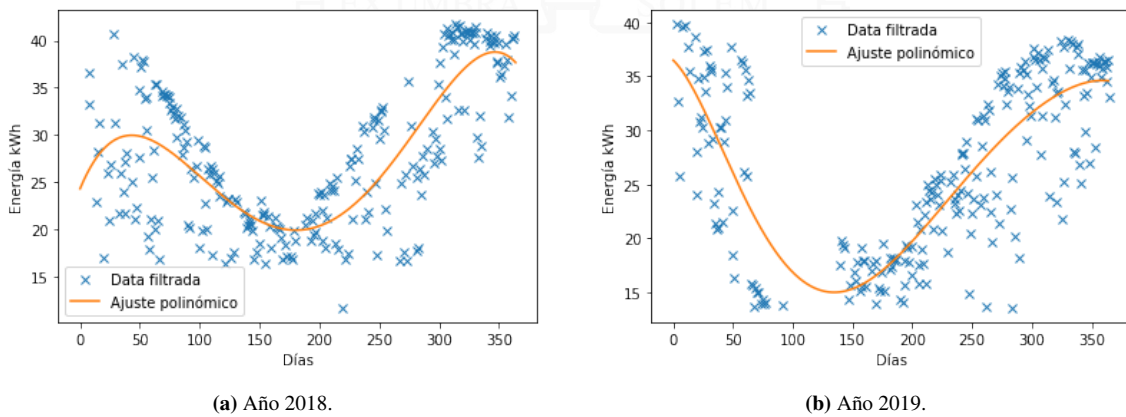


Figura 5.9: Ajustes polinómicos según año de estudio.

La figura 5.10 muestra la unión de la información de los años 2018 y 2019 luego de reconstruir la data de ambos años con los ajustes polinómicos señalados anteriormente.

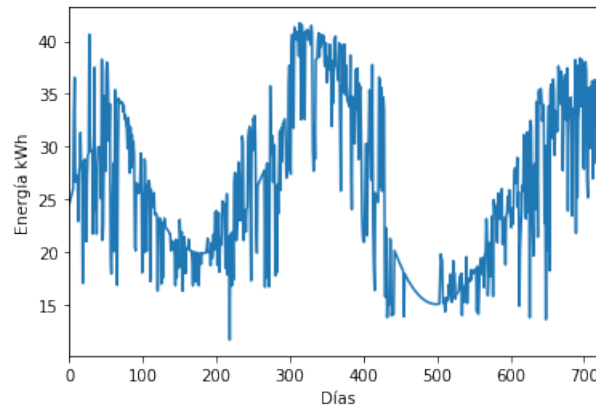


Figura 5.10: Data reconstruida para el período completo de estudio.

5.3.3. Filtro Adaptativo

El resultado del proceso anterior entrega la cantidad de energía que no está correlacionada con la variación estacional. Es decir, que solamente presenta las pérdidas de potencia producidas por el deterioro propio de los paneles solares y los efectos atmosféricos de largo plazo, tales como la deposición y acumulación de polvo. Como el período de estudio no resulta ser lo suficientemente extenso para poder apreciar de forma clara el efecto del envejecimiento de los paneles, este será absorbido por los efectos del ensuciamiento.

Como se pudo apreciar en la sección anterior, una vez procesada y reconstruida la información, la curva resultante presenta ruido. Para poder cancelar el ruido se implementó un filtro adaptativo digital mediante el módulo **padasip** de Python, del cual se utilizó el algoritmo RLS (Recursive Least Squares) o mínimos cuadrados recursivos.

Si bien este algoritmo es usado para remover el ruido de señales en otro tipo de aplicaciones, también sirve para obtener el error cuando se conoce una referencia ideal. Una forma de describir el filtro es la que se muestra en 5.4, donde \mathbf{x} corresponde al vector de entrada del filtro, ω el vector de parámetros o coeficientes del filtro, \mathbf{y} la salida del filtro o la señal filtrada, \mathbf{d} la señal esperada y \mathbf{e} la señal de error.

$$\begin{aligned} y(k) &= \omega_1 \cdot x_1 + \dots + \omega_n \cdot x_n \\ x(k) &= [x_1(k), \dots, x_n(k)] \\ \omega(k+1) &= \omega(k) + \Delta\omega(k) \\ e(k) &= d(k) - y(k) \end{aligned} \quad (5.4)$$

A la señal medida en la planta fotovoltaica $d(n)$ se le resta la señal filtrada $y(n)$, la cual corresponde a la señal ideal $x(n)$ modificada en fase y amplitud por los coeficientes ω del filtro, obteniendo la señal de error $e(n)$. La señal de error será usada por el algoritmo iterativo para ajustar los coeficientes del filtro. La figura 5.11 presenta un diagrama resumen que explica cómo funciona el filtro adaptativo implementado.

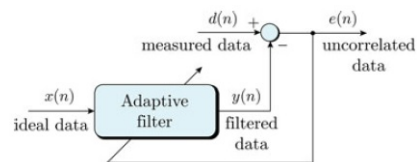


Figura 5.11: Diagrama del filtro adaptativo utilizado.

5.4. Diseño del programa de limpieza

Una vez que los coeficientes descritos en la sección anterior convergen, la señal de error se convierte en la data no correlacionada con la variación estacional. La figura 5.12 muestra el resultado del proceso de filtro recursivo, donde se puede corroborar la afirmación de la sección anterior respecto de la variabilidad del sitio donde está instalada la planta.

Además, presenta información respecto a la tendencia del decrecimiento de la energía debido al ensuciamiento presente en la superficie los paneles solares. Entonces, es posible ajustar una curva de tendencia que represente la caída de potencia producida a lo largo de un año. La figura 5.12 muestra algunas de las curvas principales que correlacionan la información presentada, donde se ajustaron curvas de la forma $y(t)=a \cdot \log(t)+b$ y mediante regresiones logarítmicas se obtuvo los respectivos coeficientes.

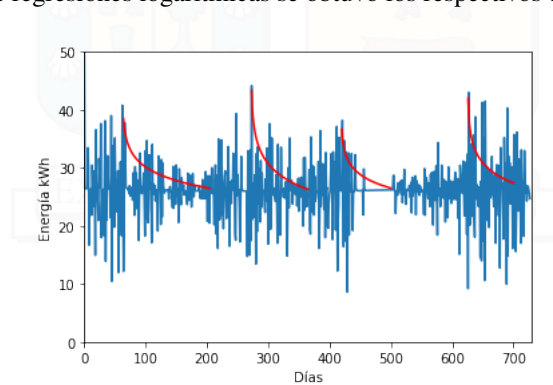


Figura 5.12: Data no correlacionada y curvas de decrecimiento de energía debido a la suciedad acumulada

Estas curvas pueden ser representadas por una función de densidad poblacional y dependen de una variable aleatoria. Entonces, es posible definir una función de acuerdo a un análisis probabilístico para escoger una tendencia global para el período completo de estudio. Para ello, como se tiene un dominio discreto de tiempo se utilizó el valor promedio. Además, el uso de valores promedio está validado si ocurrieron eventos aleatorios de ensuciamiento y siguieron una distribución normal.

$$\bar{y}(t) = \bar{a} \cdot \log(t) + \bar{b} \quad (5.5)$$

Posteriormente, es necesario definir una función que cuantifique la ganancia económica. Esta función estará compuesta por 2 términos: el costo por limpieza C_{limp} y el precio de la energía producida $E\$$.

$$Ganancia = E\$ - C_{limp} \quad (5.6)$$

Para el costo por limpieza se asumió un comportamiento lineal, el cual incrementa con el número de ciclos de limpieza ponderado por una constante, la cual corresponde al precio de cada limpieza. Por otro lado, para generar la segunda función es necesario llevar la curva de tendencia de decrecimiento de la energía producto de la suciedad a términos de ciclos de limpieza. A medida que el número de ciclos de limpieza aumenta, se van generando curvas con forma de dientes de sierra, como se muestra en la figura 5.1 al inicio del capítulo. Integrando en el tiempo cada curva y ponderando el resultado por el precio por kWh de energía, se obtiene la segunda función.

Para determinar entonces cuál es el período óptimo de limpieza de la planta, se debe maximizar la función de ganancia. El precio de la energía se fijó en 0.2USD/kWh. La figura 5.13 muestra la función de ganancia en términos de ciclos de limpieza para distintas curvas en función del precio por costo de limpieza. Se determinó como punto de equilibrio un precio de limpieza de 150USD, es decir, para valores mayores a este no se recuperará la inversión en limpieza. El período óptimo de limpieza para el punto de equilibrio es de 1 limpieza anual. Se debe considerar que el rango de precios por limpieza utilizado consiste en una limpieza simple mediante el uso de agua idealmente desmineralizada y un paño de microfibra. Los procedimientos a seguir y equipos de protección personal deben ser desarrollados y determinados por la empresa que provea el servicio de limpieza.

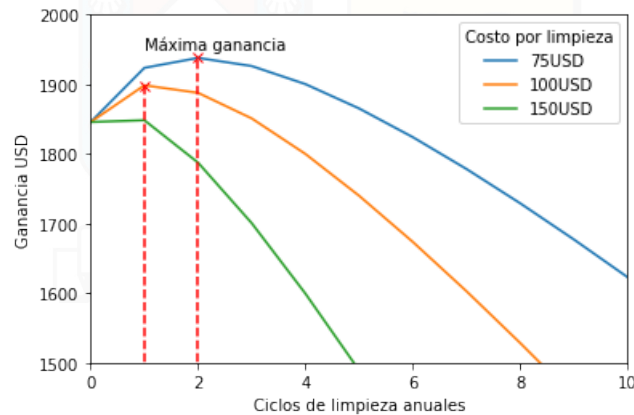


Figura 5.13: Período óptimo de limpieza

Cabe destacar que el análisis utilizado no considera las pérdidas producidas en los paneles monocristalinos debido a la falta de información durante el período de estudio. Esto podría afectar el resultado obtenido, alterando los ciclos de limpiezas que requiera la planta fotovoltaica para obtener la máxima ganancia. Sin embargo, dado que los paneles monocristalinos están registrando información desde marzo de 2021, se desprenden dos alternativas para el estudio y análisis de este tipo de panel solar.

La primera, es seguir el plan propuesto en este trabajo y limpiar la planta completa en cada ciclo y, con las mediciones obtenidas desde el año 2021 en adelante, replicar el análisis para observar el comportamiento de los paneles monocristalinos mediante la metodología ya estudiada.

La segunda, más enfocada en investigación, es implementar el plan propuesto solamente para los paneles policristalinos y de capa fina. En cambio, los strings de paneles monocristalinos se pueden limpiar de forma parcial, es decir, dejar que alguno de los módulos continúe acumulando suciedad. Esto con el fin de comparar la generación entre paneles sucios y paneles limpios, para llevar a cabo otro tipo de estudios que podrían resultar interesantes para motivos académicos. Sin embargo, se debe recordar que la acumulación de polvo en la superficie de los paneles puede provocar la aparición de puntos calientes.

6 | Conclusiones y Recomendaciones

6.1. Conclusiones

El presente Trabajo de Título, demostró que durante el período analizado la planta operó con un bajo rendimiento según estándares internacionales. Además, debido a la acumulación de suciedad por falta de mantenimiento y limpieza, la razón de rendimiento anual ha ido cayendo desde la puesta en marcha de la planta hasta el presente. En el caso de los paneles de capa fina, se obtuvo un PR anual de 0.63 para el 2018 y un 0.51 para el 2019, es decir, una baja del 12 % para los paneles de capa fina. Para el arreglo de paneles policristalinos, se calculó un PR anual de 0.75 para 2018 y 0.64 para 2019, una baja del 11 %. No se pudo obtener resultados respecto a los paneles monocristalinos debido a la falta de información que presentaron durante el período de estudio.

Se observó un doble efecto por parte del agua producto de las lluvias caídas en la región sobre el arreglo fotovoltaico. Sobre los paneles policristalinos tuvo un “efecto limpiador” logrando quitar parte de la suciedad de la superficie del arreglo. Por otro lado, en el caso de la tecnología de capa fina, el efecto fue el contrario, favoreciendo a la deposición de polvo debido a que el agua ayudó a la adhesión de este. Por lo tanto, no se puede considerar la lluvia como una limpieza general para la planta.

Otro punto importante es el origen de los datos utilizados para el desarrollo del análisis presentado. Como los datos climáticos se obtuvieron de una estación meteorológica a una distancia de 34.25 kilómetros de la planta, podrían presentar diferencias debido a las condiciones climáticas locales en ambas locaciones. Debido a esto, lo ideal sería contar con mediciones propias realizadas en el sitio donde se encuentra instalada la planta fotovoltaica.

Es posible acoplar a la planta una serie de instrumentos de medición, como los que ya se encuentran en el laboratorio, y hacer uso de información, que se registra actualmente en el LER, para calcular el indicador de Performance Ratio corregido por clima y analizar el comportamiento de la planta fotovoltaica.

Se logró desarrollar un programa de limpieza para la planta en base a un análisis de pérdidas energéticas debido a la acumulación de suciedad. Fijando un costo de la energía de 0.2USD/kWh, el punto de equilibrio es de 150USD para el precio por limpieza y su frecuencia óptima es de 1 limpieza anual.

6.2. Recomendaciones

Se recomienda que el piranómetro se acople a la planta manteniendo el ángulo de inclinación de los arreglos solares instalados. Esto facilita la determinación de la irradiancia en el plano del arreglo, haciendo más sencillo el cálculo del Performance Ratio.

La limpieza se debe realizar con agua desmineralizada idealmente para evitar rastros y residuos. Además, se debe limpiar con un paño de microfibra, tanto si la limpieza se realizará sobre el techo (con el equipo de protección personal y medidas de seguridad correspondientes) o desde el exterior mediante una pértiga telescópica con una manguera acoplada. No limpiar con agua a alta presión, pues podría dañar el panel de forma permanente.

Se deben apagar los inversores antes de la limpieza. Previo a la limpieza se debe realizar una inspección visual, cuidando que no hayan cables expuestos o vidrios rotos. El personal no debe pararse sobre los paneles debido a que puede ocasionar daños irreparables. Se recomienda realizar la limpieza muy temprano por la mañana o muy tarde, esto reduce la probabilidad de que se produzca un shock térmico debido a la temperatura del módulo solar y la temperatura del agua.

Aparte del programa de limpieza desarrollado en este trabajo, se recomienda realizar inspecciones visuales periódicas para revisar el estado general de la planta y sus distintos componentes cada 2 meses. Con esto se busca detectar a tiempo posibles daños en los paneles solares para poder bypassear o cambiar aquellos paneles averiados, evitando que el resto del string se vea afectado.

Además, se recomienda realizar una inspección mediante una cámara termográfica de manera trimestral. Esto puede ser realizado de forma aérea con un dron que lleve acoplada la cámara. Esta medida permitirá detectar la formación de puntos calientes en los paneles.

Bibliografía

- [1] Monto Mani and Rohit Pillai. Impact of dust on solar photovoltaic (pv) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14:3124–3131, 12 2010.
- [2] Travis Sarver, Ali Al-Qaraghuli, and Lawrence Kazmerski. Comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 06 2013.
- [3] Arash Sayyah, Mark Horenstein, and M.K. Mazumder. Yield loss of photovoltaic panels caused by depositions. *Solar Energy*, 107:576–604, 09 2014.
- [4] John Kaldellis and M. Kapsali. Simulating the dust effect on the energy performance of photovoltaic generators based on experimental measurements. *Fuel and Energy Abstracts*, 36:5154–5161, 08 2011.
- [5] Michael Gostein, Bodo Littmann, J. Caron, and Larry Dunn. Comparing pv power plant soiling measurements extracted from pv module irradiance and power measurements. pages 3004–3009, 06 2013.
- [6] Michael Gostein, J. Caron, and Bodo Littmann. Measuring soiling losses at utility-scale pv power plants. 06 2014.
- [7] Pallavi Bharadwaj, Kaustubh Karnataki, and Vinod John. Formation of hotspots on healthy pv modules and their effect on output performance. pages 0676–0680, 06 2018.
- [8] Hussein A Kazem, Said Al-Bahri, Saud Al-Badi, Haifa Mahkladi, and Ali Al-Waeli. Effect of dust on photovoltaic performance. *Advanced Materials Research*, 875-877:1908–1911, 04 2014.
- [9] R. I. Buzunáriz. Revisión bibliográfica y caracterización de células solares en polarización inversa. Universidad Pública de Navarra, 2011.
- [10] W. Herrmann, W. Wiesner, and W. Vaassen. Hot spot investigations on pv modules - new concepts for a test standard and consequences for module design with respect to bypass diodes. pages 1129 – 1132, 11 1997.
- [11] Michael Gostein, Tim Duster, and Christopher Thuman. Accurately measuring pv soiling losses with soiling station employing module power measurements. 06 2015.
- [12] Eduardo Pigueiras, Rodrigo Moretón, and I. Luque. Dust effects on pv array performance: In-field observations with non-uniform patterns. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 22, 06 2014.
- [13] Ecoenergías S.P.A. Especificación técnica de construcción, montaje y electricidad. construcción de planta solar fotovoltaica demostrativa., 2015.
- [14] Portal de monitoreo en línea Fronius Solar.Web . <https://www.solarweb.com/>.

- [15] Ministerio de Agricultura. Red Agroclimática Nacional AGROMET. <https://www.agromet.cl/datos-historicos/>.
- [16] Mauricio Reyes. Fundamentos de astronomía y geometría solar. IWM330 - Heliotecnia. Universidad Técnica Federico Santa María, 2020.
- [17] Mauricio Reyes. Radiación solar. IWM330 - Heliotecnia. Universidad Técnica Federico Santa María, 2020.
- [18] IEC. *Photovoltaic System Performance Monitoring—Guidelines for Measurement, Data Exchange and Analysis (61724)*. 01 1998.
- [19] Ahmad Mohd Khalid, Indradip Mitra, Werner Warmuth, and Volker Schacht. Performance ratio – crucial parameter for grid connected pv plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65:1139–1158, 11 2016.
- [20] Elías Urrejola, Javier Antonanzas, Paulo Ayala, Marcelo Salgado, Gonzalo Ramírez-Sagner, Cristian Corter, Alan Pino, and Rodrigo Escobar. Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in santiago, chile. *Energy Conversion and Management*, 114, 04 2016.
- [21] Pablo Ferrada, Francisco Araya, Aitor Marzo, and Edward Fuentealba Vidal. Performance analysis of photovoltaic systems of two different technologies in a coastal desert climate zone of chile. *Solar Energy*, 114:356–63, 04 2015.
- [22] Nils Reich, Björn Müller, Alfons Armbruster, Wilfried van Sark, Klaus Kiefer, and Christian Reise. Performance ratio revisited: is pr > 90 % realistic? *Progress in Photovoltaics Research and Applications*, 20:717–726, 09 2012.
- [23] European Commission 6th Framework Programme. Performance monitoring guidelines for photovoltaic systems. PERFORMANCE project. http://re.jrc.ec.europa.eu/monitoring/monitoring_main.php.
- [24] Dierauf T, Growitz A, Kurtz S, Becerra Cruz JL, Riley E, and Hansen C. Weather corrected performance ratio. nrel tech rep nrel/tp-5200-57991, 2013.
- [25] D King, J Kratochvil, and W Boyson. *Photovoltaic Array Performance Model*. PhD thesis, 01 2004.
- [26] Andrew Mills and Ryan Wisser. Implications of geographic diversity for short-term variability and predictability of solar power. pages 1–9, 07 2011.
- [27] Bengt Stridh. Evaluation of economical benefit of cleaning of soiling and snow in pv plants at three european locations. pages 001448–001451, 06 2012.
- [28] Farid Touati, Mohammed Al-Hitmi, and H. J Bouchech. Towards understanding the effects of climatic and environmental factors on solar pv performance in arid desert regions (qatar) for various pv technologies. *2012 1st International Conference on Renewable Energies and Vehicular Technology, REVET 2012*, 03 2012.
- [29] Marcelo Perez and Jaime Zapata. Analysis of short-term and long-term characteristics of pv power production. pages 2478–2483, 06 2014.
- [30] André Nobre, Raghav Malhotra, Chee Tang, Christian Reise, Klaus Kiefer, Ricardo Rütther, and Thomas Reindl. Degradation analysis of photovoltaic systems in a tropical environment. 09 2013.
- [31] Dirk Jordan and Sarah Kurtz. The dark horse of evaluating long-term field performance—data filtering. *Photovoltaics, IEEE Journal of*, 4:317–323, 01 2014.
- [32] Alexander Poularikas and Zayed Ramadan. *Adaptive Filtering Primer With Matlab®*. 12 2017.

- [33] Ewan Dunlop. Lifetime performance of crystalline silicon pv modules. pages 2927 – 2930 Vol.3, 06 2003.
- [34] Librería módulo padasip. Filtro adaptativo Python. <https://github.com/matousc89/padasip>.
- [35] Jaime Zapata, Marcelo Perez, Samir Kouro, Anssi Lensu, and Anna Suuronen. Design of a cleaning program for a pv plant based on analysis of energy losses. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 5:1–1, 11 2015.
- [36] K.A. Moharram, Mohamed Hady, Hamdy Kandil, and Hisham El-Sherif. Influence of cleaning using water and surfactants on the performance of photovoltaic panels. *Energy Conversion and Management*, 68:266–272, 04 2013.
- [37] Mallikarjun Hudedmani, Gita Joshi, R Umayal, and Ashwini Revankar. A comparative study of dust cleaning methods for the solar pv panels. *Advanced Journal of Graduate Research*, 1:24–29, 01 2017.
- [38] Mauricio Reyes. Efecto fotovoltaico. IWM330 - Heliotecnia. Universidad Técnica Federico Santa María, 2020.

A | Anexo A

Paneles solares fotovoltaicos

Technical Data

Data at standard test conditions (STC)

Module type	SCHOTT PROTECT™ ASI CLIME									
	≥ 107		≥ 110		≥ 112		≥ 114		≥ 116	
Nominal power [Wp]	P _{mp}	124.1	127.6	129.9	132.3	134.6				
Voltage at nominal power [V]	U _{mp}	32.3	34.5	34.7	34.9	35.1				
Current at nominal power [A]	I _{mp}	3.31	3.37	3.41	3.45	3.49				
Open-circuit voltage [V]	U _{oc}	41.0	42.7	42.0	42.4	43.5				
Short-circuit current [A]	I _{sc}	3.92	3.97	4.00	4.12	4.03				
Module efficiency (%)	η	7.4	7.6	7.7	7.9	8.0				

STC (1,000 W/m², AM 1.5, cell temperature 25°C)

Power tolerance (as measured by flasher): -0 W / +1.99 W / +2.99 W

Data at normal operating cell temperature (NOCT)*

Nominal power [Wp]	P _{mp}	83.5	85.8	87.4	88.9	90.5
Voltage at nominal power [V]	U _{mp}	30.4	30.7	30.9	31.1	31.3
Open-circuit voltage [V]	U _{oc}	37.4	37.9	38.3	38.6	39.0
Short-circuit current [A]	I _{sc}	3.14	3.18	3.20	3.23	3.25
Temperature [°C]	T _{NOCT}	49.0	49.0	49.0	49.0	49.0

NOCT (800 W/m², AM 1.5, wind speed 1 m/s, ambient temperature 20°C)

Data at low irradiation

Nominal power [Wp]	P _{mp}	21.4	22.0	22.4	22.8	23.2
Voltage at nominal power [V]	U _{mp}	32.3	32.6	32.9	33.1	33.3
Current at nominal power [A]	I _{mp}	0.66	0.67	0.68	0.69	0.70
Open-circuit voltage [V]	U _{oc}	36.9	37.4	37.8	38.1	38.5
Short-circuit current [A]	I _{sc}	0.78	0.79	0.80	0.81	0.81
Module efficiency (%)	η	7.4	7.6	7.7	7.9	8.0

Irradiance 200 W/m², AM 1.5, cell temperature 25°C

Measurement accuracy at irradiance of 200 W/m²: ±10 %

Temperature coefficients

Power [%/K]	P _{mp}	-0.20
Open-circuit voltage [%/K]	U _{oc}	-0.33
Short-circuit current [%/K]	I _{sc}	+0.08

Characteristic data

Solar cells per module	72 (3 x 24)
Cell type	a-Si/a-Si tandem (amorphous silicon)
Junction box	2 x IP65 by Lumberg, without bypass diode, single-pole, sealed with 2K silicon; 2.5 mm ² solar cable LC4 connector
Dimensions junction box [mm]	40.1 x 54.4 x 10.5
Front panel	thermally treated float glass 1.8 mm
Backside panel	hardened back glass 3.2 mm
Frame material	aluminium, black

Dimensions and weight

Dimensions [mm]	1,308 (h) x 1,108 (w)
Thickness [mm]	35
Weight [kg]	20.8

Limits

Maximum system voltage [V _{oc}]	1,000
Maximum reverse current I ₀ [A] ^{**}	10
Operating module temperature [°C]	-40 ... +85
Maximum load (to IEC 61215 ed. 2)	pressure: 5,400 N/m ² or 550 kg/m ² suction: 2,400 N/m ² or 245 kg/m ²

Application classification (to IEC 61730) A

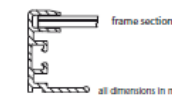
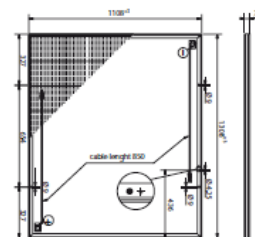
Fire classification (to IEC 61730) C

** No external voltage in excess of U_{oc} shall be applied to the module.

Permission and certificates

The modules are certified to IEC 61646 and IEC 61730, Electrical Protection Class II and the CE-guidelines and are also RoHS conform. Moreover SCHOTT Solar is certified and registered to ISO 9001.

Power measurement accuracy: ±5 %



The installation manual contains additional information on installation and operation. SCHOTT Solar AG reserves the right to make specification changes in this datasheet without notice. All information complies with the requirements of the standard EN 50380.



SCHOTT Solar Thin Film GmbH Phone: +49 (0)3641/681-2401
Otto-Schott-Str. 13 Fax: +49 (0)3641/2888-9190
07745 Jena asi.sales@schottsolar.com
Germany www.schott.com

SCHOTT
solar

Figura A.1: Ficha técnica panel solar fotovoltaico de capa fina SCHOTT 116W



Art. n°	0101525	0101557
		
Modelo	Hareon HR-260P-18/Bb Poly 38B	Hareon HR-260P-18/Bb Poly 48B EU
Potencia nominal	260 W +5 W, -0 W	260 W +5 W, -0 W
Tensión máx. del sistema	1000 V	1000 V
Tensión de servicio	30.51 V	30.51 V
Corriente de servicio	8.52 A	8.52 A
Tensión en circuito abierto	37.65 V	37.65 V
Corriente de cortocircuito	9.09 A	9.09 A
Coefficiente de temp. tensión en circuito abierto	-0.32 %/°C	-0.32 %/°C
Coefficiente de temp. corriente de cortocircuito	0.055 %/°C	0.055 %/°C
Coefficiente de temp. potencia nominal	-0.44 %/°C	-0.44 %/°C
Carga máx. de corriente inversa	15 A	15 A
Protección de string máx.	15 A	15 A
N° de diodos bypass	3 uds	3 uds
Células por panel	60 uds	60 uds
Dimensiones de la célula (l / a)	156 mm / 156 mm	156 mm / 156 mm
Contacto entre células	3 pletinas	4 pletinas
Tipo de célula	Silicio policristalino	Silicio policristalino
Tipo de conexión	Ningbo, cable cada uno 900 mm (+ / -)	Ningbo, cable cada uno 900 mm (+ / -)
Marco de montaje	Aluminio anodizado	Aluminio anodizado
Lámina posterior	Blanca	Blanca
Dimensiones (l / a / a)	1636 mm / 992 mm / 40 mm	1636 mm / 992 mm / 40 mm
Peso	19.3 kg	19.3 kg
N° por contenedor / camión	700 uds	700 uds
Carga máx.	5400 N/m ²	5400 N/m ²
Garantía de rendimiento *	25 años	25 años
Garantía de producto	10 años	10 años

Figura A.2: Ficha técnica panel solar fotovoltaico policristalino HAREON 260W

ELECTRIC CHARACTERISTICS (STC*)

TYPE	JS	250M	255M	260M	265M	270M
Nominal Power(Pmax)	[W]	250	255	260	265	270
Voltage at Pmax(Vmp)	[V]	30.70	31.00	31.30	31.60	31.90
Current at Pmax(Impp)	[A]	8.15	8.23	8.32	8.40	8.49
Open Circuit Voltage(Voc)	[V]	36.80	36.90	37.00	37.10	37.20
Short Circuit Current(Isc)	[A]	8.87	8.94	9.02	9.10	9.07
Power Tolerance	[%]	0-3	0-3	0-3	0-3	0-3
Maximum System Voltage		IECEN-1000V / UL- 600V / UL-1000V				
Module Efficiency	[%]	15.32%	15.62%	15.93%	16.22%	16.53%

STC* (Standard Test Conditions): Irradiance 1000w/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/-3%

ELECTRICAL PERFORMANCE AT (NOCT)

TYPE	JS	250M	255M	260M	265M	270M
Power Output(Pmax)	[W]	181	185	189	193	197
Voltage at Pmax(Vmp)	[V]	27.0	27.4	27.8	28.2	28.6
Current at Pmax(Impp)	[A]	6.70	6.74	6.78	6.82	6.86
Open Circuit Voltage(Voc)	[V]	34.8	35.1	35.3	35.5	35.6
Short Circuit Current(Isc)	[A]	7.23	7.23	7.25	7.26	7.27

NOCT: Irradiance 800w/m², Module Temperature 45°C, Wind Speed 1m/s
 Best in Class AAA solar simulator (IEC 60904-9) used, power measurement uncertainty is within +/-3%

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

TYPE	JS250W-270W
NOCT*	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.45%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.32%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.06%/°C
Maximum Series Fuse Rating	15A
Operatating Temperature	-40 to 85°C
Storage Temperature	-40 to 60°C

OPTIONS AVAILABLE

Transparent	Frameless
-------------	-----------

SPECIFICATIONS

Dimension A*B*C (mm)	1640*992*40
Weight(kg)	20
Glass Type and Thickness	3.2mm/ 4.0mm, tempered glass / AR coating glass
Cable Length (mm)	900
Type of Connector	MC4 or compatible connectors

Figura A.3: Ficha técnica panel solar fotovoltaico monocristalino STARKE 250W

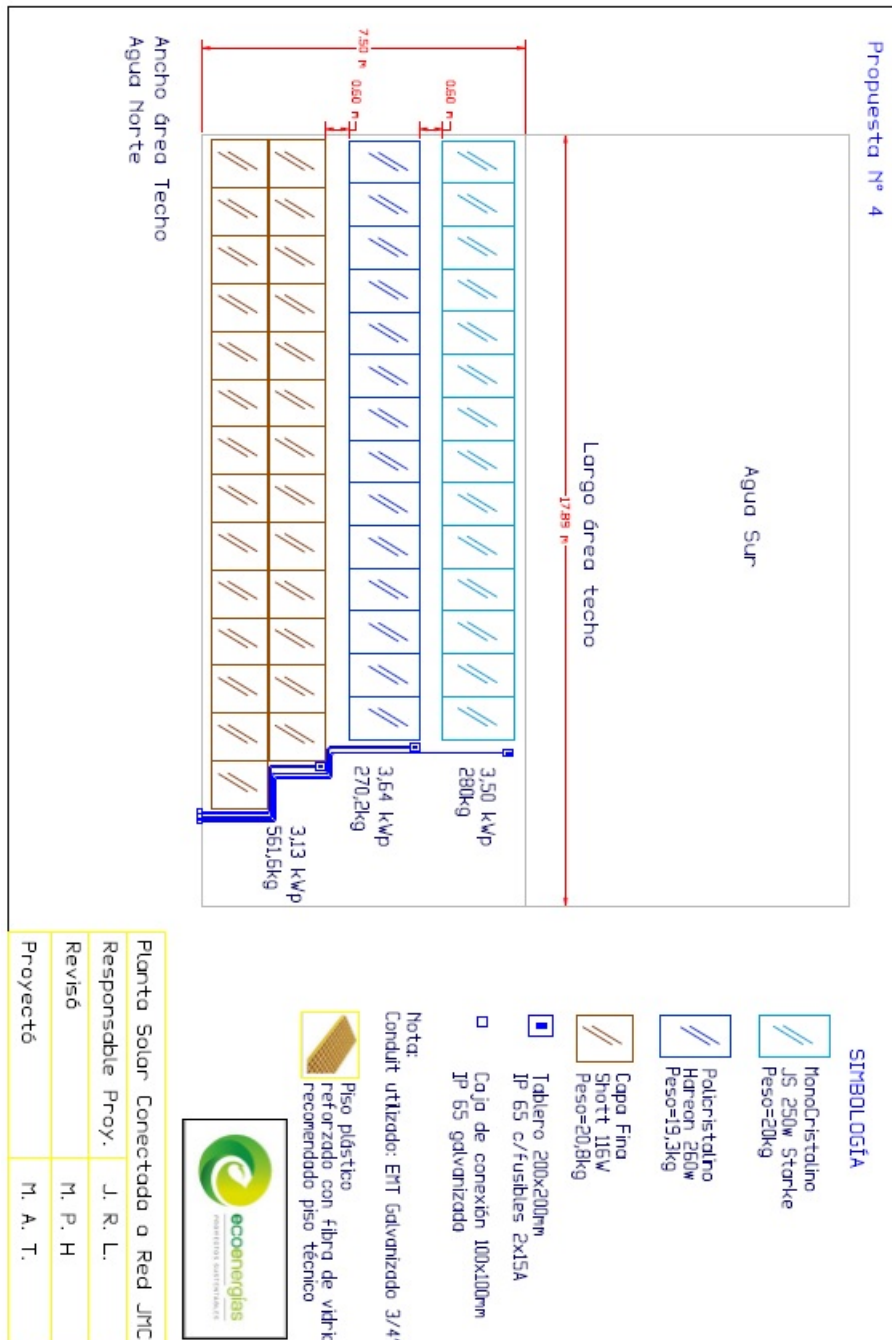


Figura A.4: Distribución de módulos solares fotovoltaicos

B | Anexo B

Piranómetros

Specifications

Sensor	High-quality blackened thermopile protected by two glass domes	Tilt Error	< 0.2%
Measurement Description	Monitors solar radiation for the full solar spectrum range	Level Accuracy	0.1°
ISO Classification	Class A (secondary standard)	Impedance	10 to 100 Ω
Spectral Range	285 to 2800 nm	Operating Temperature Range	-40° to +80°C
Sensitivity	7 to 14 $\mu\text{V}/\text{W}/\text{m}^2$	Typical Signal Output	0 to 15 mV (for atmospheric applications)
Temperature Dependence of Sensitivity	< 1% (-10° to +40°C)	Maximum Irradiance	4000 W/m^2
Response Time	< 5 s (95% of final value)	Expected Daily Uncertainty	< 2%
Zero Offset Due to Thermal Radiation	< 7 W/m^2 (200 W/m^2)	Dome Diameter	5 cm (2 in.)
Non-Stability	< 0.5% (change/year)	Width	15 cm (5.9 in.) with shield
Non-Linearity	< 0.2% (0 to 1000 W/m^2)	Height	9.25 cm (3.64 in.)
Directional Error	< 10 W/m^2 (up to 80° with 1000 W/m^2 beam)	Weight	0.9 kg (2 lb) with 10.1 m (33 ft) cable

Figura B.1: Ficha técnica piranómetro Kipp & Zonen CMP10

Technical Specifications

	CMP3	SMP3
Classification to ISO 9060:2018	Spectrally Flat Class C	Spectrally Flat Class C
Sensitivity	10 to 32 $\mu\text{W}/\text{W}/\text{m}^2$	-
Impedance	20 to 200 Ω	-
Expected output range (0 to 1500 W/m^2)	0 to 55 mV	-
Maximum operational irradiance	2000 W/m^2	2000 W/m^2
Analogue output • V-version	-	0 to 1 V
Analogue output range*	-	-200 to 2000 W/m^2
Analogue output • A-version	-	4 to 20 mA
Analogue output range*	-	0 to 1600 W/m^2
Serial output	-	RS-485 Modbus® RTU
Serial output range	-	-400 to 2000 W/m^2
Response time (63 %)	< 6 s	< 1,5 s
Response time (95 %)	< 20 s	< 12 s
Spectral range (20 % points)	285 to 3000 nm	285 to 3000 nm
Spectral range (50 % points)	300 to 2800 nm	300 to 2800 nm
Zero offsets (unventilated)		
(a) thermal radiation (at 200 W/m^2)	< 15 W/m^2	< 15 W/m^2
(b) temperature change (5 K/h)	< 5 W/m^2	< 5 W/m^2
(c) total zero offset	< 20 W/m^2	< 20 W/m^2
Additional signal processing errors	n.a.	< 3 %
Non-stability (change/year)	< 1 %	< 1 %
Non-linearity (100 to 1000 W/m^2)	< 2 %	< 2 %
Directional response (up to 80 ° with 1000 W/m^2 beam)	< 20 W/m^2	< 20 W/m^2
Clear sky GHI spectral error	< 0.2 %	< 0.2 %
Spectral selectivity (350 to 1500 nm)	< 3 %	< 3 %
Tilt response (0 ° to 90 ° at 1000 W/m^2)	< 1.5 %	< 1.5 %
Temperature response	< 4 % (-10 °C to +40 °C)	< 3 % (-20 °C to +50 °C) < 4 % (-40 °C to +70 °C)
Field of view	180 °	180 °
Accuracy of bubble level	< 0.2 °	< 0.2 °
Power consumption (at 12 VDC)	-	V-version: 55 mW A-version: 100 mW
Supply voltage	-	5 to 30 VDC
Software, Windows™	-	SmartExplorer Software, for configuration, test and data logging
Detector type	Thermopile	Thermopile
Operating and storage temperature range	-40 °C to +80 °C	-40 °C to +80 °C
Humidity range	0 to 100 %	0 to 100 %
MTBF (Mean Time Between Failures)	> 10 years	> 10 years**
Ingress Protection (IP) rating	67	67
Recommended applications	Economical solution for routine measurements in weather stations, field testing, agriculture, horticulture and hydrology	Economical solution for efficiency and maintenance monitoring of PV power installations, routine measurements in weather stations

* adjustable with SmartExplorer Software ** extrapolated after introduction in January 2012
Note: The performance specifications quoted are worst-case and/or maximum values

Figura B.2: Ficha técnica piranómetro Kipp & Zonen CMP3

C | Anexo C

Cotización



PRESUPUESTO

FECHA: 02/08/2021
PRESUPUESTO Nº 211
LIMPIEZA SISTEMA FOTOVOLTAICO

QUILPUE
REGIÓN DE VALPARAÍSO

Id. de cliente LER USM

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT.	UN.	PRECIO	TOTAL
1 EQUIPOS Y MATERIALES					
1.1	PRODUCTO DE LIMPIEZA 4L	2	UN.	\$ 15.600	\$ 31.200
1.2	PAÑOS DE LIMPIEZA	2	UN.	\$ 3.600	\$ 7.200
1.3			UN.	\$ -	\$ -
1.4			UN.	\$ -	\$ -
1.5				\$ -	\$ -
1.6				\$ -	\$ -
1.7				\$ -	\$ -
1.8				\$ -	\$ -
1.9				\$ -	\$ -
1.10				\$ -	\$ -
1.11				\$ -	\$ -
1.12				\$ -	\$ -
1.13				\$ -	\$ -
2 MANO DE OBRA					
2.1	LIMPIEZA DE PANELES SOBRE TECHO	1	GL.	\$ 250.000	\$ 250.000
2.2				\$ -	\$ -
2.3				\$ -	\$ -
2.4				\$ -	\$ -
2.5				\$ -	\$ -
3 GASTOS GENERALES					
3.1				\$ -	\$ -
3.2				\$ -	\$ -
3.3				\$ -	\$ -
3.4				\$ -	\$ -
3.5				\$ -	\$ -

NOTA 1: EL KIT/SERVICIO ES PARA LA PROPIEDAD EVALUADA

NOTA 2: LA INSTALACIÓN SE GARANTIZA POR UN PERIODO DE 2 AÑOS, SIN LA INTERVENCIÓN DE TERCEROS. LA CONDICIÓN PARA HACER EFECTIVA LA GARANTÍA ES REALIZAR LAS MANTENCIONES Y REVISIONES PERIÓDICAS CON PERSONAL CALIFICADO DE NUESTRA EMPRESA.

NOTA 3: AL ACEPTAR LOS TRABAJOS, SE DEBE PACTAR UN ABONO PARA DAR SERIEDAD Y CUMPLIMIENTO DEL PRESUPUESTO. PARA DAR INICIO A LOS TRABAJOS SE DEBE ABONAR LOS VALORES DE LOS ÍTEM 1 Y 3 (VALORES + IVA), EN EFECTIVO O TRANSFERENCIA, Y

NOTA 4: LOS SERVICIOS DE LIMPIEZA Y MANTENCIÓN TIENEN UN VALOR DE 55.000+IVA, LOS QUE SERÁN SOLICITADOS POR PARTE DEL CLIENTE SEGÚN SU NECESIDAD MÁS EL COSTO DE TRASLADO. SE REALIZARÁ LA CAPACITACIÓN DE LIMPIEZA AL CLIENTE POST INSTALACIÓN SIN COSTO.

NETO	\$ 288.400
DESCUENTOS	\$ -
SUBTOTAL	\$ 288.400
I.V.A. (19%)	\$ 54.796
TOTAL	\$ 343.196

Figura C.1: Cotización de referencia para trabajos de limpieza

D | Apéndice

Código para programa de limpieza

```
##### Importar módulos #####
%matplotlib inline
import matplotlib.pyplot as plt
import numpy as np
import pandas as pd
import os
! pip install padasip
import padasip as pa
import scipy.integrate as integrate
from scipy.integrate import quad

##Cargar y unir data por año##
ruta2018 = os.path.abspath('')
ruta2019 = os.path.abspath('')
archivos2018 = os.listdir(ruta2018)
archivos2019 = os.listdir(ruta2019)
df2018 = pd.DataFrame()
df2019 = pd.DataFrame()
for archivo in archivos2018:
    if archivo.endswith('2018.xlsx'):
        excel_file=pd.ExcelFile(archivo)
        hojas=excel_file.sheet_names
        for hoja in hojas:
            df=excel_file.parse(sheet_name=hoja)
            df2018=df2018.append(df, ignore_index=True)

for archivo in archivos2019:
    if archivo.endswith('2019.xlsx'):
        excel_file=pd.ExcelFile(archivo)
        hojas=excel_file.sheet_names
        for hoja in hojas:
            df=excel_file.parse(sheet_name=hoja)
            df2019=df2019.append(df, ignore_index=True)

datos2018=pd.read_excel('./Producción 2018 kW.xlsx')
produccion2018=np.array(datos2018.iloc[:,2])
datos2019=pd.read_excel('./Producción 2019 kW.xlsx')
produccion2019=np.array(datos2019.iloc[:,2])
```

Figura D.1: Módulos utilizados y lectura de bases de datos

```
#####2018#####

#Data ideal 2018
potencia_ideal=np.array(pd.read_excel('./potencia_ideal.xlsx').iloc[:,13])
matriz_ideal=np.empty((365,24))
counter=0
ejex_ideal=np.linspace(0,24,24)
for fila in range(0,365):
    for columna in range(0,24):
        matriz_ideal[fila,columna]=28*potencia_ideal[counter]
    counter+=1
avg_ideal=matriz_ideal.mean(axis=0)
desv_ideal=matriz_ideal.std(0)

#Armar matriz año 2018
matriz2018=np.empty((365,288))
contador=0
for fila in range(0,365):
    for columna in range(0,288):
        matriz2018[fila,columna]=produccion2018[contador]
    contador+=1
avg2018=matriz2018.mean(axis=0)
desv_es2018=matriz2018.std(0)

#1er filtro: Buscar frames con E(t)=0 y quitarlos de la data
for dia in range(0,365):
    if sum(matriz2018[dia])==0:
        print (dia+1,end=',')
primer_filtro=np.copy(matriz2018)
primer_filtro=np.delete(primer_filtro,[220,259,260,261,262,263,264,265,292,293,364],axis=0)
avg_primerfiltro2018=primer_filtro.mean(axis=0)
desv_es_primerfiltro2018=primer_filtro.std(0)
```

Figura D.2: Primer paso proceso de filtrado progresivo. Año 2018

```
#2do filtro: Buscar frames con P_prom<ExpIdeal_prom (promedio del día con menor potencia) y quitarlos del análisis
#El 21 de junio es el 172º día del año y se produce el solsticio de invierno
for dia in range(0,len(primer_filtro)):
    if np.average(primer_filtro[dia])<np.average(matriz_ideal[171]):
        print (dia+1,end=',')
segundo_filtro=np.copy(primer_filtro)
segundo_filtro=np.delete(segundo_filtro, [9,10,11,13,19,20,66,82,91,93,95,98,100,112,117,
118,119,124,126,128,131,132,133,134,135,145,147,
148,155,159,160,161,165,169,170,173,174,178,180,
181,182,183,184,185,186,189,190,191,197,206,207,
213,216,217,219,221,227,231,232,233,237,240,241,
255,256,257,260,261,271,280,283,325,326,327,330,
342,345,348,353],axis=0)
avg_segundofiltro2018=segundo_filtro.mean(axis=0)
desv_es_segundofiltro2018=segundo_filtro.std(0)

#3er filtro: Buscar frames con DE(P_medida)>ExDE(P_ideal) (promedio del día con menor potencia) y quitarlos del análisis
contador_de=0
for dia in range(0,len(segundo_filtro)):
    if np.std(segundo_filtro[dia],axis=0)>3:
        print (dia+1,end=',')
        contador_de+=1
tercer_filtro=np.copy(segundo_filtro)
tercer_filtro=np.delete(tercer_filtro, [0,1,2,3,4,5,8,12,13,15,19,20,21,23,24,25,33,34,35,36,41,198,199,202,209,212],axis=0)
avg_tercerfiltro2018=tercer_filtro.mean(axis=0)
desv_es_tercerfiltro2018=tercer_filtro.std(0)
```

Figura D.3: Segundo y tercer paso proceso de filtrado progresivo. Año 2018

```
#####2019#####
#Data ideal 2019
matriz_ideal2019=np.empty((365,24))
counter=0
ejes_ideal=np.linspace(0,24,24)
for fila in range(0,365):
    for columna in range(0,24):
        matriz_ideal2019[fila,columna]=14.8*potencia_ideal[counter]
    counter+=1
avg_ideal2019=matriz_ideal2019.mean(axis=0)
desv_ideal2019=matriz_ideal2019.std(0)

#Armar matriz año 2019
matriz2019=np.empty((365,288))
contador2019=0
for fila in range(0,365):
    for columna in range(0,288):
        matriz2019[fila,columna]=produccion2019[contador2019]
    contador2019+=1
avg2019=matriz2019.mean(axis=0)
desv_es2019=matriz2019.std(0)


#1er filtro: Buscar frames con E(t)=0 y quitarlos de la data
for dia in range(0,365):
    if sum(matriz2019[dia])==0:
        print (dia+1,end=',')
primer_filtro2019=np.copy(matriz2019)
primer_filtro2019=np.delete(primer_filtro2019, [0,98,99,100,101,102,103,104],axis=0)
avg_primerfiltro2019=primer_filtro2019.mean(axis=0)
desv_es_primerfiltro2019=primer_filtro2019.std(0)
```

Figura D.4: Primer paso proceso de filtrado progresivo. Año 2019

```
#2do filtro: Buscar frames con P_prom<ExpIdeal_prom (promedio del día con menor potencia) y quitarlos del análisis
#El 21 de junio es el 172º día del año y se produce el solsticio de invierno
contfil2=0
for dia in range(0,len(primer_filtro2019)):
    if np.average(primer_filtro2019[dia])<np.average(matriz_ideal2019[171]):
        print (dia+1,end=',')
        contfil2+=1
print("asdf",contfil2)
segundo_filtro2019=np.copy(primer_filtro2019)
segundo_filtro2019=np.delete(segundo_filtro2019, [44,65,70,71,76,77,78,79,80,81,82,83,84,
85,86,87,88,90,91,92,93,94,95,96,97,98,
99,100,101,102,103,104,105,106,107,108,
109,110,111,112,113,114,115,116,117,118,
119,120,121,122,123,124,125,126,127,128,
129,130,135,136,137,140,141,142,146,153,
154,155,156,159,162,166,169,170,171,178,
179,180,182,189,192,193,208,217,218,219,
221,222,224,238,243,247,259,260,263,276,
278,283,306],axis=0)
avg_segundofiltro2019=segundo_filtro2019.mean(axis=0)
desv_es_segundofiltro2019=segundo_filtro2019.std(0)

#3er filtro: Buscar frames con DE(P_medida)>ExDE(P_ideal) (promedio del día con menor potencia) y quitarlos del análisis
contador_de=0
for dia in range(0,len(segundo_filtro2019)):
    if np.std(segundo_filtro2019[dia],axis=0)>1.9:
        print(dia,end=',')
        contador_de+=1
print("    total de datos filtrados:",contador_de)
tercer_filtro2019=np.copy(segundo_filtro2019)
tercer_filtro2019=np.delete(tercer_filtro2019, [1,5,6,8,10,13,14,15,16,45,50,51,52,53,54,194,206,209,216,222,225],axis=0)
avg_tercerfiltro2019=tercer_filtro2019.mean(axis=0)
desv_es_tercerfiltro2019=tercer_filtro2019.std(0)
```

Figura D.5: Segundo y tercer paso proceso de filtrado progresivo. Año 2019



```

#Cargar data para filtro adaptativo
archivo=np.array(pd.read_excel("data filtro adaptativo.xlsx"))
data_prefiltrada=np.array(archivo[:,0])
data_ideal=np.array(archivo[:,1])

#Filtro Adaptativo

#matriz de convolución
coef=3
input_matrix=pa.input_from_history(data_ideal,coef)
#filtro
filtro = pa.filters.FilterRLS(n=coef,mu=0.1,w="random")
salida,e,w = filtro.run(data_prefiltrada[0:len(data_prefiltrada)-coef+1],input_matrix)
#Armar curva de tendencia de decrecimiento de la energía
curvaideal=data_prefiltrada[2:365*2]-e
avg_cvideal=np.average(curvaideal) #el valor medio se debe sumar a la data no correlacionada
A=-(2.777+2.465+3.694+3.159)/4 #coefs log
B=(12.38+10.57+17.25+15.88)/4+avg_cvideal

#Encontrar período óptimo de limpieza
def tendencia_caida_energ(t):
    return A*np.log(t)+B
integ_energ=np.zeros(365)
for ciclo in range(1,366):
    integ_energ[ciclo-1]=quad(tendencia_caida_energ,0,365/ciclo)[0]*ciclo
optimo=0
for dia in range(1,366):
    if (0.2*integ_energ-c_limp*np.linspace(0,365,365))[dia-1]==max(0.2*integ_energ-c_limp*np.linspace(0,365,365)):
        print (optimo)
    optimo+=1

```

Figura D.6: Filtro adaptativo y cálculo de frecuencia óptima de limpieza