

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS

INGENIERÍA CIVIL INDUSTRIAL



**ESTUDIO DEL EFECTO SOILING EN EL RENDIMIENTO DE PANELES
SOLARES FOTOVOLTAICOS EN UNA ZONA RESIDENCIAL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

AUTOR

FRANCISCO JAVIER RAU ANDRADE

PROFESOR GUÍA: MARÍA PILAR GARATE CHATEAU

PROFESOR CORREFERENTE: HUGO ANTONIO OSORIO ZELADA

SANTIAGO DE CHILE, OCTUBRE DE 2017

«La ciencia no es sino una perversión de sí misma, a menos que tenga como objetivo final el mejoramiento de la humanidad».

Nikola Tesla

AGRADECIMIENTOS

Antes que nada quisiera agradecer a mi familia, mis 2 hijos (sobre todo a Rafaela, por no haber pasado tiempo con ella) y en especial a mi mujer Tabata por haberme dado el cariño, la paciencia y confianza para culminar con éxito esta etapa de mi vida. Muchas gracias por su apoyo incondicional y su preocupación en todo este proceso, estoy eternamente agradecido de tenerlos a los tres; y sobre todo por aquellos que no están con nosotros (mis padres), este logro está dedicado a ustedes, en especial a mi madre Teresa.

A mi hermano Felipe, por acompañarme en todas mis locuras e ideas que se me ocurren.

A mi hermana Maite, la que me apoya en todas las cosas que me propongo, y la que me inculcó que estudiar es una forma de salir adelante en la vida.

A mis profesores de la UTFSM por sus cursos de eficiencia energética, y en especial a la profesora Pilar Garate, por la confianza dada y su paciencia durante todo este trabajo.

Agradecimiento especial también a mi compañero Carlos Jaramillo, por las grandes jornadas de estudio, principalmente (fin de semanas), que teníamos durante la carrera.

A mi jefe Victor Nilo, el cual me apoyaba en arrancarme a clases después de la pega.

A mi mentor Rafael García, el cual me enseñó que Excel, es una poderosa herramienta y me dio los lineamientos para ser un gran profesional.

A la PUC por enseñarme las bases de la energía solar a través del Diplomado en Energía Solar y Al Dr. Elias Urrejola por sus excelentes clases de energía solar fotovoltaica, además de un precursor de esta Tesis de soiling. Para mí un honor tenerlo en la revisión de mi memoria y que sea participe de esto.

RESUMEN EJECUTIVO

Con la explosión de la energía solar de tecnología fotovoltaica en Chile y en conjunto con la ley Netbilling, se ha determinado estudiar un concepto no muy conocido llamado “*efecto soiling*” el cual corresponde al ensuciamiento que tienen los módulos fotovoltaicos, un punto importante a mencionar en la operación y mantención de los sistemas solares. Dado el poco estudio que este fenómeno ha tenido aquí en Chile y por la creciente demanda de paneles solares, es que se pretende estudiar este efecto no muy conocido en el país. Para ello, se monta un laboratorio en un sitio residencial de la Región Metropolitana (RM). En conjunto, se realizará la revisión bibliográfica de diferentes partes del mundo, el cual dará las pautas principales para el estudio de un sitio FV residencial con analizador de curvas I - V.

De los seis casos de estudio analizados en el mundo y tres en Chile, se encontraron particularidades comunes entre ellos, como tendencia lineal en las tasas de soiling, reducción de corriente y limpieza de módulos por aguas lluvias y rocío, entre otras; siendo el más relevante la falta de un estándar de medición de soiling (ensuciamiento).

A partir del laboratorio residencial realizado, con una duración de 3 meses (Julio, Agosto y Septiembre) se pudo establecer tasas diarias de soiling que varían de -0,21% a -0,61% y se pudo probar la tendencia lineal que se produce cuando no hay presencia de lluvias.

Con estos datos y la actual normativa legal de generación distribuida (Ley Netbilling), se realizaron simulaciones de instalación solar residencial sin y con presencia de ensuciamiento para comprobar la pérdida económica que tiene este efecto.

Si bien los resultados técnicos de pérdida de energía son considerables, la pérdida económica de soiling no tiene un costo económico alto en el sector residencial.

Se concluye que hay dos factores que son preponderantes: la demanda de energía residencial no está a la paridad con la producción de energía solar y los actuales beneficios que ofrece la ley Netbilling son muy bajos.

Por lo que hay que considerar en el futuro, cómo se comportará este efecto soiling cuando sea de uso masivo el automóvil eléctrico.

ÍNDICE

1. DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA	17
2. OBJETIVOS	19
2.1. Objetivo General	19
2.2. Objetivos Específicos	19
3. ANTECEDENTES	20
3.1. Estado actual del sector energético y energía solar en Chile	20
3.1.1. Generación.....	21
3.1.2. Transmisión	22
3.1.3. Distribución	22
3.1.4. Consumidores	22
3.1.5. Capacidad Instalada de Generación.....	23
3.1.6. Energía Renovables, principalmente solar y su evolución	25
3.2. Ley 20.571 (Generación Distribuida – NetBiling)	27
4. MARCO TEÓRICO	31
4.1. Radiación Solar	31
4.1.1. Geometría solar y componentes de la radiación	33
4.2. Sistema de generación solar fotovoltaica	36
4.2.1. Celdas FV (Fotovoltaicas)	36
4.2.2. Tipos de celdas FV	38

4.2.3.	Componentes principales de una planta fotovoltaica residencial	41
4.3.	Funcionamiento de un módulo solar	44
4.3.1.	Descripción de las curvas I-V	45
4.3.2.	Parámetros principales de las curvas I-V	46
4.3.3.	Factores de desempeño que afectan a las curvas características I-V	48
4.3.4.	Factores de interés que afectan a las curvas características I-V	52
4.3.5.	Configuración de los módulos solares	54
4.3.6.	Performance ratio en módulos o plantas solares	56
5.	CASOS DE ESTUDIO DE SOILING EN CHILE Y EN EL MUNDO	57
5.1.	Principales estudios de soiling para módulos fotovoltaicos de silicio en el mundo ..	57
5.1.1.	Burgdorg - Berna, Suiza:	57
5.1.2.	Ciudad de Kuwait, Kuwait:	59
5.1.3.	Málaga, España:	64
5.1.4.	Selangor, Malasia:	69
5.1.5.	Dubai, Emirato Árabes Unidos:	70
5.1.6.	Santa Clara - California, Estados Unidos:	73
5.2.	Principales estudios de soiling para módulos fotovoltaicos de silicio en Chile	75
5.2.1.	Desierto de Atacama (1), Chile:	75
5.2.2.	Desierto de Atacama (2), Chile:	78
5.2.3.	Laboratorio UC, Comuna de Macul, Chile:	80
5.3.	Conclusiones a los casos de estudio por pérdidas de ensuciamiento (soiling)	86

6.	IMPLEMENTACIÓN DEL LABORATORIO RESIDENCIAL	88
6.1.	Ubicación del sistema FV y perfiles de radiación solar	88
6.2.	Metodología e instrumentos a utilizar para el desarrollo de las pruebas	95
6.2.1.	Módulos FV para el Laboratorio.....	95
6.2.2.	Instrumento trazador de curvas I-V	97
6.2.3.	Objetivos del Laboratorio residencial.....	100
6.2.4.	Metodología de desarrollo de las pruebas.....	100
6.3.	Mediciones	104
6.3.1.	1° Medición	104
6.3.2.	2° Medición	106
6.3.3.	3° Medición	106
6.3.4.	4° Medición	108
6.3.5.	5° Medición	109
6.3.6.	6° Medición	110
6.3.7.	7° Medición	112
6.3.8.	8° Medición	113
6.3.9.	9° Medición	115
6.3.10.	10° Medición	117
6.3.11.	11° Medición	118
6.3.12.	12° Medición	120
6.3.13.	13° Medición	122

6.3.14.	14° Medición	123
6.3.15.	15° Medición	125
6.3.16.	16° Medición	126
6.3.17.	17° Medición	127
6.3.18.	18° Medición	128
6.3.19.	19° Medición	130
6.3.20.	20° Medición	132
6.3.21.	21° Medición	132
6.4.	Resultados y análisis	135
7.	MODELAMIENTO DE PLANTA SOLAR FV RESIDENCIAL.....	142
7.1.	Software a utilizar para el modelamiento.....	142
7.2.	Parámetros técnicos y financieros para el modelamiento FV	145
7.2.1.	Parámetros técnicos	145
7.2.2.	Parámetros financieros.....	149
7.3.	Estimación Teórica del sistema FV sin y con efecto soiling	151
7.3.1.	Simulación sistema FV sin efecto soiling.....	151
7.3.2.	Simulación sistema FV con efecto soiling.....	153
7.4.	Análisis de sensibilidad.....	156
7.4.1.	1° Análisis - Variación de configuración de pérdidas soiling.....	156
7.4.2.	2° Análisis - Costos anuales estimados de limpieza de los módulos	158
7.5.	Posibles pautas de limpieza para el efecto soiling residencial.....	160

8. CONCLUSIONES	161
9. ANEXOS	164
9.1. Hojas técnicas.....	164
10. REFERENCIAS	168

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1: Sistema de generación, distribución y transmisión de la electricidad.....</i>	<i>23</i>
<i>Figura 2: Capacidad Instalada de generación Total en Chile.</i>	<i>24</i>
<i>Figura 3: Capacidad Instalada de generación ERNC en Chile.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 4: Proyectos en Instalación según tecnología ERNC en Chile.</i>	<i>26</i>
<i>Figura 5: Precios PPA en mercado Estadounidense.</i>	<i>27</i>
<i>Figura 6: Instalaciones residenciales declaradas por año (Ley 20.571).....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 7: Instalaciones residenciales declaradas por región y por potencia</i>	<i>29</i>
<i>Figura 8: Distribución Espectral de la radiación solar</i>	<i>31</i>
<i>Figura 9: Irradiancia e Irradiación</i>	<i>33</i>
<i>Figura 10: Distintos ángulos respecto a un observador</i>	<i>34</i>
<i>Figura 11: Tipos de irradiación en el recurso solar</i>	<i>35</i>
<i>Figura 12: Juntura P-N</i>	<i>37</i>
<i>Figura 13: Celda Monocristalina</i>	<i>39</i>
<i>Figura 14: Celda Policristalina</i>	<i>40</i>
<i>Figura 15: Celda de capa fina (a-Si)</i>	<i>40</i>
<i>Figura 16: Tipos de Tecnologías Fotovoltaicas.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 17: Curva I-V Típica de un módulo solar</i>	<i>45</i>
<i>Figura 18: Potencia (Pmp) de un módulo solar.....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 19: Efecto de irradiación en el desempeño del modulo</i>	<i>48</i>
<i>Figura 20: Efecto de Temperatura en el desempeño del modulo.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 21: Efecto de sombreadamiento en el desempeño del modulo</i>	<i>50</i>
<i>Figura 22: Diodos Bypass en Módulos FV</i>	<i>51</i>

<i>Figura 23: Factores que influyen en las Curvas I-V.....</i>	53
<i>Figura 24: Serie y paralelo en curvas I-V.....</i>	55
<i>Figura 25: Laboratorio Solar de Hochschule für Technik und Architektur</i>	58
<i>Figura 26: Antes y después de la limpieza en Laboratorio HTA</i>	58
<i>Figura 27: Comparación de Curvas I-V en College of Technologies Studies de Kuwait....</i>	60
<i>Figura 28: Variación de curvas I-V para diferentes concentraciones de polvo</i>	61
<i>Figura 29: Correlación de Eficiencia del módulo vs acumulación de polvo.....</i>	63
<i>Figura 30: Laboratorio fotovoltaico de la Universidad de Málaga, España</i>	64
<i>Figura 31: Medidas de pérdidas diarias y de las precipitaciones en Lab. FV Malaga.....</i>	66
<i>Figura 32: Irradiancia relativa para un día de Agosto '09 en Lab. FV Málaga.....</i>	67
<i>Figura 33: Irradiancia relativa para distintos ángulos en Lab. FV Málaga.....</i>	68
<i>Figura 34: Mapa de intensidad de polvo en el mundo.....</i>	69
<i>Figura 35: Laboratorio en Dubai, Emirato Árabes Unidos</i>	70
<i>Figura 36: Perdida diaria por soiling en Dubai.....</i>	71
<i>Figura 37: Tasas de ensuciamiento vs humedad en Dubai.....</i>	72
<i>Figura 38: humedad para el día 26/09 en Dubai.....</i>	72
<i>Figura 39: Localización del sitio FV y estación CIMIS.....</i>	73
<i>Figura 40: Planta Solar Santa Clara en California, USA.</i>	74
<i>Figura 41: Laboratorio solar Desierto de Atacama, Chile.</i>	75
<i>Figura 42: Resultados Soiling en el Desierto de Atacama, Chile.....</i>	76
<i>Figura 43: Modulo a prueba en Desierto de Atacama (15-01-15).....</i>	77
<i>Figura 44: Ubicaciones en el Desierto de Atacama</i>	79
<i>Figura 45: Composición del mineral para los lugares L1, L2 y L3.....</i>	79
<i>Figura 46: Perdida relativa de transmitancia para un vidrio FV</i>	80

<i>Figura 47: Planta FV en Laboratorio Solar UC, San Joaquin, Chile.</i>	81
<i>Figura 48: Performance ratio para las 3 tecnologías (mono, poly y cf)</i>	82
<i>Figura 49: Performance ratio corregido para las 3 tecnologías (mono, poly y cf)</i>	84
<i>Figura 50: Ubicación Laboratorio FV residencial</i>	88
<i>Figura 51: Mapa Topográfico de la ubicación del Laboratorio residencial</i>	89
<i>Figura 52: Irradiación de GHI, DNI y DHI en W/m2</i>	90
<i>Figura 53: Mapa de Irradiación de DNI [W/m2] en horas al día</i>	91
<i>Figura 54: Mapa de Irradiación de GHI [W/m2] en horas al día</i>	91
<i>Figura 55: Temperaturas en seco y húmedo del Laboratorio residencial</i>	92
<i>Figura 56: Porcentaje de humedad relativa por día del Laboratorio residencial</i>	93
<i>Figura 57: Velocidad del viento por hora del Laboratorio residencial</i>	94
<i>Figura 58: Frecuencia de nubosidad del Laboratorio residencial</i>	94
<i>Figura 59: Módulos FV mono-si del Laboratorio residencial</i>	96
<i>Figura 60: Trazador de Curvas I-V</i>	97
<i>Figura 61: Laboratorio residencial con instrumento de curva I-V</i>	99
<i>Figura 62: Corriente promedio (Imedia) de cada Curva I-V</i>	103
<i>Figura 63: 1° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio</i>	105
<i>Figura 64: Fotografía 1° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio</i>	105
<i>Figura 65: 3° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio</i>	107
<i>Figura 66: 4° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio</i>	108
<i>Figura 67: Fotografía 4° Medición - Panel FV Sucio</i>	109
<i>Figura 68: Fotografía 5° Medición - Paneles FV Sucio</i>	110
<i>Figura 69: 6° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio</i>	111
<i>Figura 70: Fotografía 6° Medición - Paneles FV Sucio</i>	111

<i>Figura 71: 7° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio</i>	112
<i>Figura 72: Fotografía 7° Medición - Paneles FV Sucio</i>	113
<i>Figura 73: 8° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio</i>	114
<i>Figura 74: Fotografía 8° Medición - Paneles FV Sucio</i>	114
<i>Figura 75: Fotografía (1) 9° Medición - Paneles FV Sucio</i>	115
<i>Figura 76: Fotografía (2) 9° Medición - Paneles FV Sucio</i>	116
<i>Figura 77: 9° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio</i>	116
<i>Figura 78: Fotografía 10° Medición - Paneles FV Sucio y Limpio</i>	117
<i>Figura 79: 11° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio</i>	118
<i>Figura 80: Fotografía 11° Medición - Panel FV Sucio</i>	119
<i>Figura 81: 12° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio</i>	121
<i>Figura 82: Fotografía 12° Medición - Panel FV Sucio y Limpio</i>	121
<i>Figura 83: 13° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio</i>	122
<i>Figura 84: Fotografía 13° Medición - Panel FV Sucio (izq) y Limpio (der)</i>	123
<i>Figura 85: 14° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio</i>	124
<i>Figura 86: Fotografía 14° Medición - Panel FV Sucio</i>	124
<i>Figura 87: 15° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio</i>	125
<i>Figura 88: Fotografía 15° Medición - Panel FV Sucio</i>	126
<i>Figura 89: 17° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio</i>	127
<i>Figura 90: Fotografía 17° Medición - Panel FV Sucio (izq) y Limpio (der)</i>	128
<i>Figura 91: 18° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio</i>	129
<i>Figura 92: Fotografía 18° Medición - Panel FV Sucio</i>	130
<i>Figura 93: 19° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio</i>	131
<i>Figura 94: Fotografía 19° Medición - Panel FV Sucio (izq) y Limpio (der)</i>	131

<i>Figura 95: 21° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio</i>	133
<i>Figura 96: Fotografía (1) 21° Medición - Panel FV Sucio (izq) y Limpio (der)</i>	133
<i>Figura 97: Fotografía (2) 21° Medición - Panel FV Sucio (Borde inferior).....</i>	134
<i>Figura 98: Soiling Rate del Laboratorio residencial.....</i>	138
<i>Figura 99: Soiling Rate Septiembre, Laboratorio residencial.....</i>	139
<i>Figura 100: Distancia de sombreamiento.....</i>	147
<i>Figura 101: Gráficos mensuales de Demanda de energía residencial vs GHI.....</i>	148
<i>Figura 102: Producción mensual de sistema FV sin soiling</i>	151
<i>Figura 103: Producción mensual de sistema FV con soiling</i>	154
<i>Figura 104: Variación de configuración de pérdidas soiling.....</i>	157
<i>Figura 105: Costo limpieza anual vs configuraciones de soiling</i>	159

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1: Efecto de sombras de las celdas sobre la potencia del módulo</i>	51
<i>Tabla 2: Limpieza de módulos en el Desierto de Atacama, Chile</i>	77
<i>Tabla 3: Resumen global por tecnología, Laboratorio UC</i>	85
<i>Tabla 4: Principales parámetros de los módulos, Laboratorio residencial</i>	95
<i>Tabla 5: Especificaciones técnicas del trazador de curvas I-V</i>	98
<i>Tabla 6: Mediciones (planificación), Laboratorio residencial</i>	101
<i>Tabla 7: Mediciones (extras), Laboratorio residencial</i>	120
<i>Tabla 8: Mediciones realizadas según su clasificación</i>	135
<i>Tabla 9: Resumen general mediciones, Laboratorio residencial</i>	136
<i>Tabla 10: Promedio de soiling rate mensual, Laboratorio residencial</i>	137
<i>Tabla 11: Clasificación de medidas, Laboratorio residencial</i>	140
<i>Tabla 12: Dimensiones del módulo solar a simular</i>	146
<i>Tabla 13: Demanda de energía para una vivienda típica en RM</i>	148
<i>Tabla 14: Resultados simulación de sistema FV sin soiling</i>	151
<i>Tabla 15: Porcentajes de soiling a nivel mensual</i>	153
<i>Tabla 16: Resultados simulación de sistema FV con soiling</i>	154
<i>Tabla 17: Análisis de configuración de pérdidas soiling</i>	156
<i>Tabla 18: Análisis sensibilidad de costo de limpieza de soiling</i>	158

1. DESCRIPCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA

La implementación de la energía solar de tecnología fotovoltaica en Chile ha tenido una expansión al alza y brusca en los últimos años. Esto ha sido influenciado principalmente por la aprobación de la ley (20/25) - ley 20.698 que incrementa la meta de ERNC para llegar a un 20% al 2025, se suma a esto, una fuerte disminución de costos en energía solar fotovoltaica desde un LCOE de 350 US\$/MWh al 2009 hasta un 49 US\$/MWh para el 2016 (Lazard, 2016), y a la instalación de plantas solares de gran envergadura, inyectando al sistema eléctrico en el ámbito de las ERNC, del nulo porcentaje en el año 2010 a un 23% en el año 2015 y un 33% en el año 2016 (Comisión Nacional de Energía, 2016).

Durante el año 2008 se publica la Ley 20.257 que “introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de ERNC”, logrando que se aprobara la participación de estas fuentes con una meta de un 10% de la generación total en el año 2024. El año 2013 estuvo marcado por la aprobación de la Ley 20.698 que modifica la ley anterior, subiendo la obligación a un 20% para el año 2025.

Actualmente se encuentra vigente la Ley 20.571 (Netbilling) de generación distribuida, cuyo objetivo es otorgar a los clientes regulados de las Empresas Distribuidoras a generar su propia energía eléctrica, mediante medios renovables no convencionales o de cogeneración eficiente, autoconsumirla y vender sus excedentes de energía a la empresas distribuidoras (clientes regulados corresponden, en general, a pequeños y medianos consumidores que tengan una capacidad conectada inferior a 2.000 kilowatts (kW)); y donde el sistema de generación con energías renovables tenga una potencia instalada menor a 100 kW nominal (Ley N° 20.571, 2014). Al año 2015 se declararon 90 instalaciones de

generación residencial, al 2016 hubo un fuerte aumento a 624 instalaciones y al fin de Marzo de este año 2017 se han declarado 355 instalaciones (SEC, 2017), lo que en 3 meses ha llegado a la mitad de lo que se declaró en el año anterior.

Dada a la fuerte penetración en Chile de esta tecnología, es importante analizar como se ve impactado su operación y mantención; en este último punto cabe considerar un factor importante como lo es el “soiling”, conocido también como el ensuciamiento que presentan los paneles solares.

Dada la falta de estudios que se han realizado en este ámbito en Chile, la motivación del presente trabajo radica en conocer cómo influye el rendimiento de estas instalaciones solares con presencia de polvo en los módulos fotovoltaicos.

Por lo que, la pregunta de investigación a realizar es: ¿Cómo impacta las pérdidas causadas por la acumulación de polvo (soiling) en la superficie de módulos fotovoltaicos al rendimiento del sistema?.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo General

El objetivo general es estudiar las pérdidas causadas por la acumulación de polvo (soiling) en la superficie de módulos fotovoltaicos a través de curvas I-V en una zona residencial de la región metropolitana.

2.2. Objetivos Específicos

- Conocer el estado actual de la energía solar en Chile a través de la revisión bibliográfica.
- Conocer estudios realizados de soiling en distintas partes del mundo a través de la revisión bibliográfica.
- Implementar un laboratorio que permita evaluar sus distintas curvas características I-V de los módulos fotovoltaicos en una zona residencial.
- Estimar la pérdida de energía por el efecto del ensuciamiento (soiling).
- Modelar una instalación fotovoltaica típica del sector residencial para estimar las pérdidas económicas del efecto soiling mediante la Ley Net Billing.
- Dar pautas y alternativas de limpieza para instalaciones fotovoltaicas en zonas residenciales.

3. ANTECEDENTES

3.1. Estado actual del sector energético y energía solar en Chile

En el mercado eléctrico en Chile, la totalidad de la inversión y operación en infraestructura energética se sustenta en la acción de capitales privados, privilegiando la eficiencia económica, la seguridad de suministro, la protección del medio ambiente y la competitividad en aquellos segmentos no monopólicos. Los agentes de mercado que participan en el sector eléctrico en Chile se dividen en 3 segmentos: Generadoras, Transmisoras y Distribuidoras, encontrándose además 2 tipos de consumidores, los clientes regulados y los clientes libres (Ministerio de Energía, 2016).

Esta estructura del mercado fue incorporada a través de la Ley General de Servicios Eléctricos (DFL N°1) de 1982, en la que se establece que las inversiones en el sector eléctrico deben ser realizadas por empresas privadas de modo de expandir en forma continua cada uno de los tres sectores, para incrementar y facilitar el acceso de la población al uso de la energía eléctrica. De esta forma, el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

En la industria eléctrica nacional participan alrededor de 70 empresas generadoras de diversos tamaños, 10 empresas transmisoras y 31 empresas distribuidoras. La capacidad instalada de generación eléctrica se encuentra distribuida en cuatro sistemas a lo largo del país, dos sistemas mayores (con potencia instalada mayor a 200 MW) y cuatro sistemas

medianos (con potencia instalada mayor a 1,5 MW y menor a 200 MW). (Ministerio de Energía, 2016)

- Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abastece la zona norte, principalmente a los grandes consumos mineros del país. El SING une en 220 kV desde Arica hasta Antofagasta.
- Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre la zona centro y la mayor parte del sur del país. El SIC abarca en 220 kV o 500 kV, según el tramo, desde Tal-Tal hasta Puerto Montt (e incluso hasta Quellón, en la isla de Chiloé, en tensiones más bajas).
- Sistemas de Los Lagos, Aysén y Magallanes, que cubren las tres regiones del extremo austral de Chile y el sistema de Isla de Pascua en dicha isla.

3.1.1. Generación

Este segmento está constituido por el conjunto de empresas eléctricas propietarias de centrales generadoras de electricidad, la que es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo, con claras economías de escala en los costos variables de operación y en el cual los precios tienden a reflejar el costo marginal de producción (Ministerio de Energía, 2016).

La matriz de generación nacional esta principalmente compuesta por unidades generadoras térmicas e hidráulicas y algunas de energía renovables. Las unidades de generación térmica usan como combustibles principales el Gas Natural, Carbón, y los derivados del Petróleo.

3.1.2. Transmisión

El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. En Chile se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts (V). Por Ley, las tensiones menores se consideran como distribución. La transmisión es de libre acceso para los generadores, es decir, estos pueden imponer servidumbre de paso sobre la capacidad disponible de transmisión mediante el pago de peajes (Ministerio de Energía, 2016).

3.1.3. Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribuir la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en cierta zona geográfica explícitamente limitada. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados (Ministerio de Energía, 2016).

3.1.4. Consumidores

Los consumidores se clasifican según la magnitud de su demanda en (ver figura 1):

- Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts (kW).
- Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW.

- Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW, conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicio Eléctricos por la ley 19.940, de Marzo de 2004.

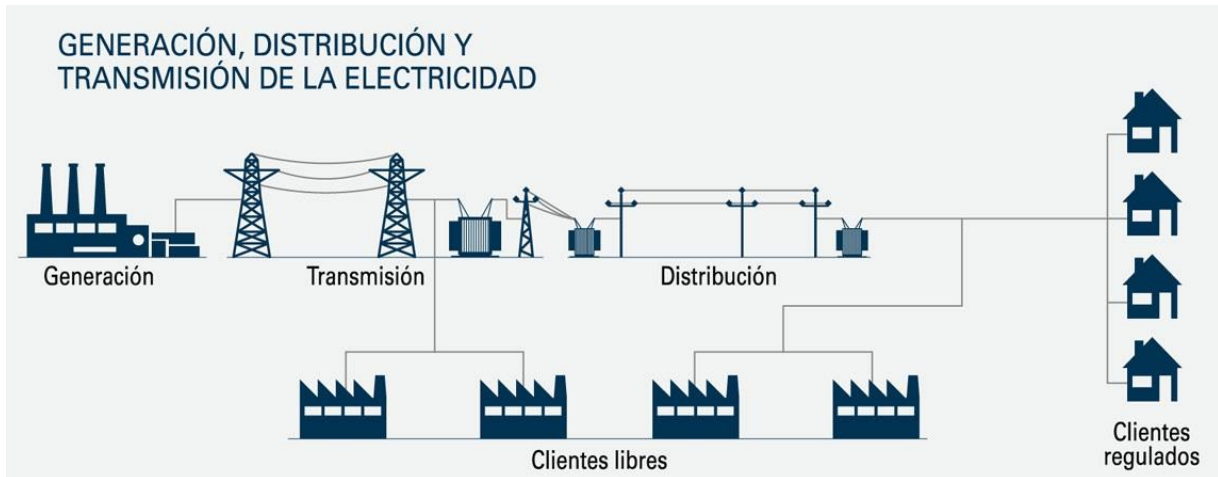


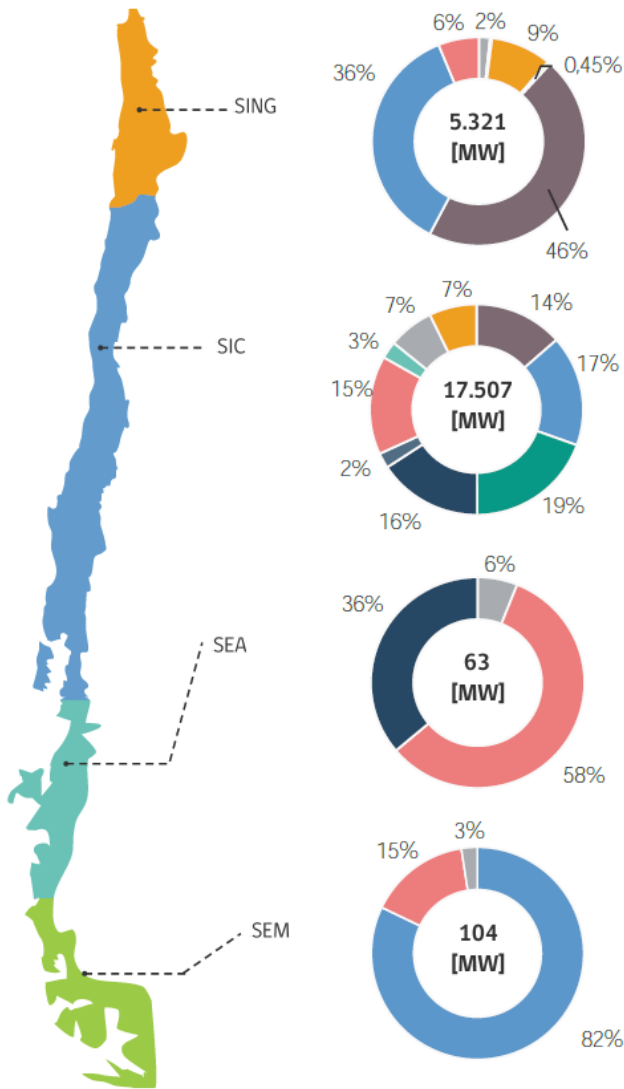
Figura 1: Sistema de generación, distribución y transmisión de la electricidad.

(Fuente Clase Ejecutiva PUC).

3.1.5. Capacidad Instalada de Generación

La capacidad instalada de generación eléctrica neta al mes de Junio del 2017, asciende a 22.995 MW (Reporte Mensual Energético, CNE, 2017). De estos, 17.503 MW (76,1%) corresponden al SIC y 5.321 MW (23,1%) al SING. El restante 0,8% se reparte entre los Sistemas Eléctricos de Aysen (SEA) y Magallanes (SEM). El total de capacidad instalada al mes de Julio 2017, se categoriza en un 55,8% de termoelectricidad, 26,9% de hidroelectricidad convencional y un 17,3% de ERNC, (ver figura 2).

Capacidad Instalada por Tecnología



Capacidad Instalada por Sistema

Sistema	Capacidad [MW]	Capacidad [%]
SING	5.321	23,1%
SIC	17.507	76,1%
SEA	63	0,3%
SEM	104	0,5%

- Otros
- Eólica
- Diésel
- Carbón
- Biomasa
- Gas Natural
- Solar fotovoltaico
- Hidráulica de Pasada
- Hidráulica de Embalse
- Mini Hidráulica de Pasada
- Geotermia

Figura 2: Capacidad Instalada de generación Total en Chile.

Fuente (Reporte Mensual Energético, CNE, 2017).

3.1.6. Energía Renovables, principalmente solar y su evolución

Al mes de junio del presente año (CNE, 2017), se tiene que la capacidad instalada en ERNC (Energía Renovables No Convencionales) asciende a un total país del 16% (3.695 MW). Esto equivale a un 86,1% (3.183 MW) del Sistema Interconectado Central (SIC), en un 13% (482 MW) se encuentra conectado al SING y el restante un 0,7% (26 MW) se encuentra en el Sistema Eléctrico de Aysén y el 0,1% (3 MW) en Magallanes.

En la figura 3, se muestran los porcentajes asociados a cada Sistema Eléctrico del país:

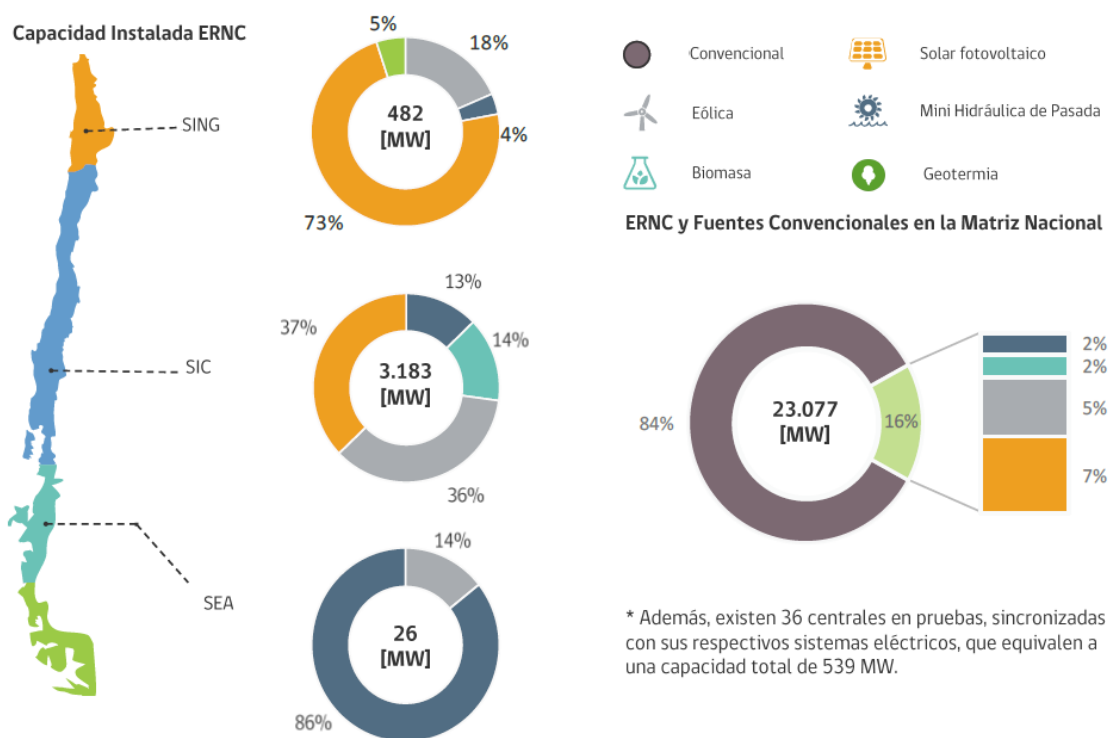


Figura 3: Capacidad Instalada de generación ERNC en Chile.

Fuente (Reporte Mensual Energético, CNE, 2017).

Si vemos el porcentaje de energía solar correspondiente a la capacidad total, éste es del 7%, lo cual corresponde a la tecnología fotovoltaica, que ha tenido un fuerte aumento en estos últimos años impulsados por la ley 20/25.

Si se revisa el reporte mensual de ERNC que realiza la CNE, se visualiza que la distribución de proyectos según la tecnología corresponde a un 67% de solar fotovoltaico, (ver figura 4).

Distribución de Proyectos ERNC según Potencia e Inversión

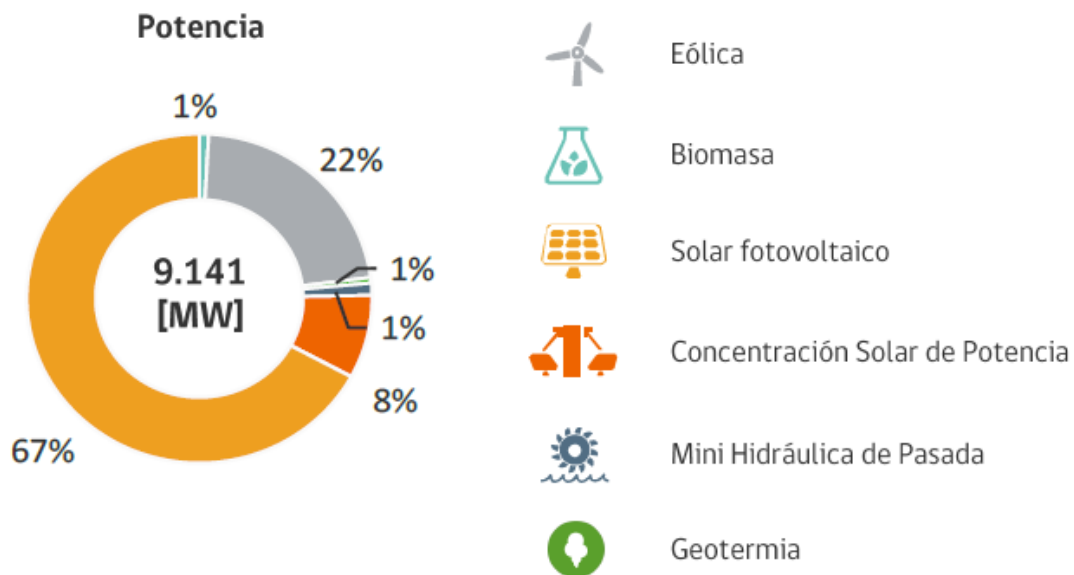


Figura 4: Proyectos en Instalación según tecnología ERNC en Chile.

Fuente (Reporte Mensual Energético, CNE, 2017).

Esto es debido a que ha tenido una fuerte baja en los costos de esta tecnología. En la figura 5 se muestra la baja de precios que ha tenido la tecnología fotovoltaica, según los precios PPA (Power Purchase Agreement) en Estados Unidos.

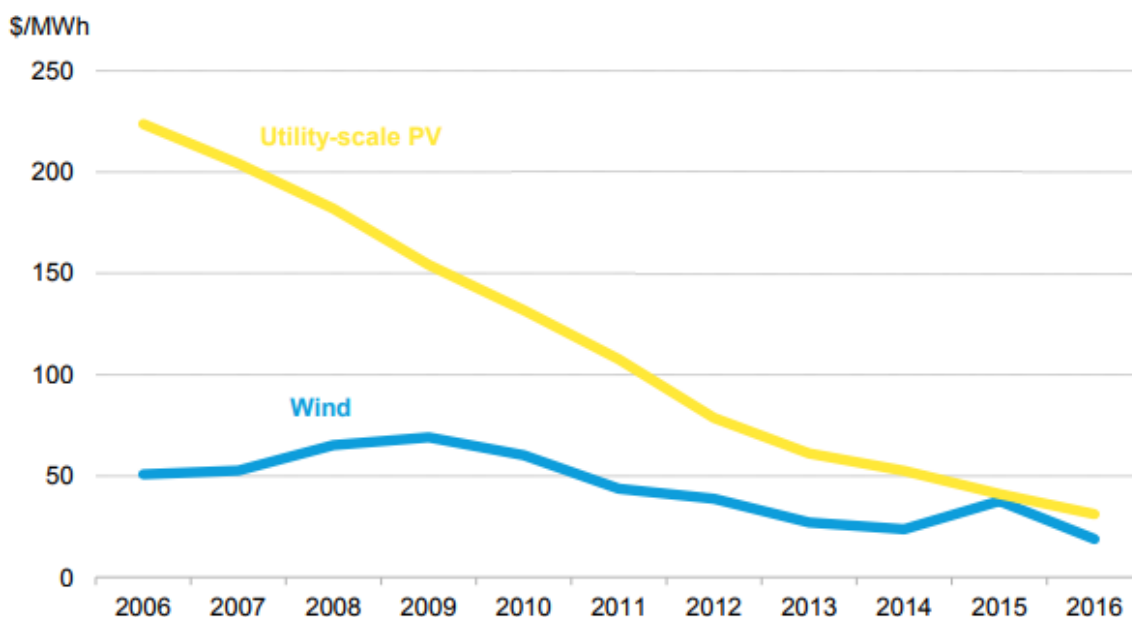


Figura 5: Precios PPA en mercado Estadounidense.

Fuente (Bloomberg New Energy Finance, 2017)

A futuro se prevé que esta tecnología escale a nivel residencial en Chile, impulsado por el auto eléctrico.

3.2. Ley 20.571 (Generación Distribuida – NetBiling)

El 22 de Octubre de 2014 entró en vigencia la Ley 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas a las generadoras residenciales. Con esto, los clientes de las empresas distribuidoras, sujetos a fijación de precios regulados (residenciales o industriales pequeños), quedan facultados a instalar su propio equipamiento de generación de energía eléctrica, auto-consumirla y vender sus excedentes. A este derecho pueden acceder quienes instalen un sistema de hasta 100 kW, que funcione en base energías renovables o

cogeneración eficiente, como por ejemplo sistemas fotovoltaicos, eólicos o hidráulicos (Loeff, T., 2015).

Quienes accedan a este beneficio podrán utilizar la energía generada por sus sistemas para suplir parte de su consumo e inyectar a la red eléctrica los excedentes de energía que no hayan sido utilizados, quedando registrado en un medidor bidireccional adecuado que registra tanto los consumos como las inyecciones. De esta forma, al final de cada periodo de facturación, la empresa distribuidora valorizará las inyecciones realizadas al precio que ellos adquieren la energía, descontado este monto al valor correspondiente por suministro eléctrico de la boleta. En caso de que la valorización de las inyecciones supere el monto por consumo, este deberá ser abonado al siguiente periodo de facturación o ser compensado en dinero, según sea acordado (Loeff, T., 2015).

Todo sistema de generación eléctrica que busque acogerse a esta ley, debe ser declarado ante la Superintendencia de Electricidad de Combustibles (SEC). Esta declaración eléctrica debe ser realizada por un instalador eléctrico autorizado, además de los productos a utilizar en la instalación. Posteriormente la SEC fiscaliza la instalación y si cumple con los requerimientos técnicos, se autoriza su funcionamiento, tras lo cual el propietario debe notificar su conexión a la red de la empresa distribuidora (Reporte Mensual Energético, CNE, 2017).

A continuación en la figura 6 y 7 se muestra el listado a Julio del 2017, el listado de las instalaciones residenciales declaradas.

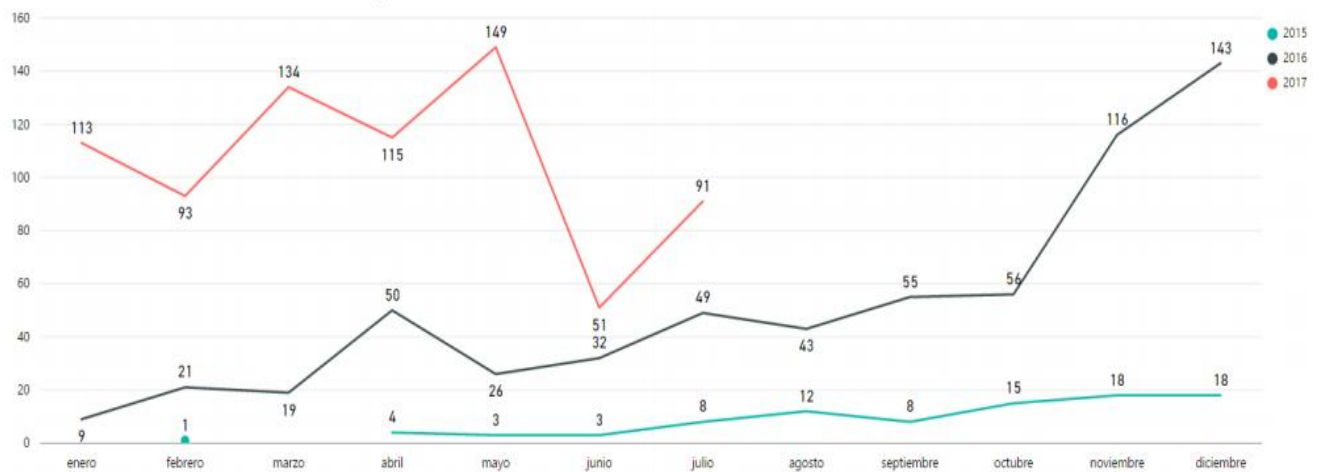
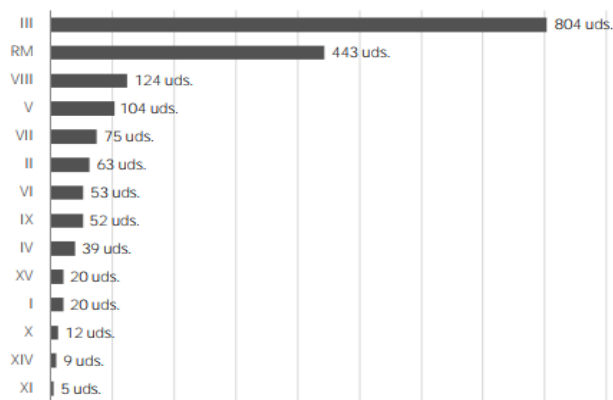


Figura 6: Instalaciones residenciales declaradas por año (Ley 20.571)

Fuente (SEC, 2017)

Total de Instalaciones Declaradas por Región



Detalle Total de Instalaciones Declaradas por Región

Región	Cantidad [uds.]	Potencia [kW]
III	804	1713
RM	443	3591
VIII	124	561
V	104	1267
VII	75	1268
II	63	964
VI	53	811
IX	52	283
IV	39	796
XV	20	133
I	20	379
X	12	103
XIV	9	35
XI	5	58
Total	1.823	11.962

Evolución Potencia Declarada en los últimos 13 meses

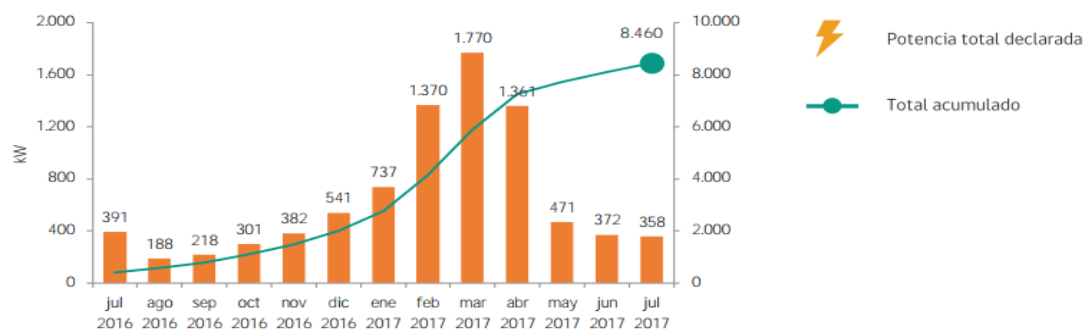


Figura 7: Instalaciones residenciales declaradas por región y por potencia

Fuente (SEC, 2017)

Se muestra que ha tenido una fuerte penetración en comparación con los años anteriores, a la fecha de Julio 2017, se tiene que 746 unidades ya sobrepasó al año anterior (619 unidades), lo cual se espera que siga este aumento y mas aún por la llegada del auto eléctrico.

En California, Estado Unidos ya está pasando esta tendencia, al comprarse un auto eléctrico, la gente se preguntan cómo podrían ahorrar los costos de energía y la respuesta a esto, son las energía renovables, principalmente la energía solar (paneles fotovoltaicos).

La posibilidad de llevar a cero el consumo eléctrico del automóvil y vivienda es un atractivo que crece, según bajan los precios de la tecnología. Algo que está llevando a cada vez más gente a buscar alternativas. Una persona en la ciudad de Fremont, California, cuya vivienda cuenta con cuatro autos eléctrico. Un Nissan LEAF, un Chevrolet Spark, y dos Tesla Model S. Aprovechando las leyes de California en términos de energía renovales y dada una inversión en paneles fotovoltaicos, ha logrado que la cuenta de la luz, incluyendo el consumo de la vivienda, sea de 0,06 dólares el kWh a 6 años el retorno, que supone la mitad del costo de la tarifa nocturna de la compañía distribuidora (Foro Coches Eléctricos, 2017). Este ejemplo llevado a Chile, se puede costear por el ahorro de combustible que se poseerá al tener el auto eléctrico.

4. MARCO TEÓRICO

4.1. Radiación Solar

La radiación solar es la energía radiante emitida por el sol en forma de energía electromagnética, la cual proviene de una reacción de fusión nuclear. El espectro de la radiación solar es cercana a la de un cuerpo negro con temperatura cercana a los 5800 K. Cerca de la mitad de la radiación corresponde a la zona visible de onda corta del espectro, mientras que la otra mitad corresponde a partes cercanas al infrarrojo, junto con partes del ultravioleta. Su unidad de medida son los Watts por metro cuadrado (W/m^2). La Figura 8 muestra en detalle el espectro solar y su similitud con el espectro de un cuerpo negro a 6000 K calculado con la ley de Planck.

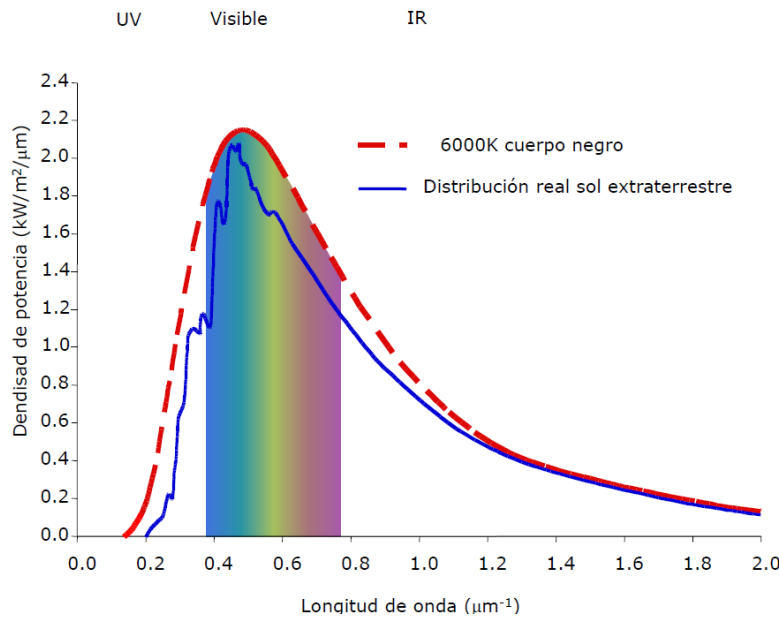


Figura 8: Distribución Espectral de la radiación solar

Fuente (Diplomado en Energía Solar, PUC, 2017)

Cuando se habla del espectro radiativo se hace la diferencia entre el espectro extraterrestre y el espectro radiativo terrestre. La diferencia entre ambos espectros radica en que el espectro extraterrestre no ha sido afectado por la atmósfera terrestre. Para estimar la irradiancia solar extraterrestre se integra el espectro extraterrestre o por encima de la atmósfera a una distancia de una unidad astronómica (UA), obteniendo la constante solar (G_{sc}), la cual se acerca los 1367 W/m². Para dar cuenta de la variación de la constante solar producto de la órbita elíptica que sigue la tierra alrededor del sol, se calcula la distancia media Sol-Tierra, que se muestra en la ecuación:

$$G_{on} = G_{sc} * \left(1 + 0,033 * \cos \left(\frac{360n}{365} \right) \right), (1 < n \leq 365)$$

El espectro radiativo terrestre por otro lado es aquel que incide en la superficie, y por ende es afectado por la atmósfera terrestre en su paso. En su recorrido, la radiación solar sufre por distintos cambios debidos principalmente a la absorción, al scattering (dispersión) y a la reflexión por las distintas partículas presentes en la atmósfera terrestre. La radiación solar que incide en la superficie dependerá de diversos factores, tales como el tipo de partícula que atraviesa, su distribución, propiedades ópticas, concentración, la profundidad de la masa de aire que debe atravesar la radiación, la cantidad de agua presente en la columna, etc.

Al llegar a la superficie, y por efecto de la atmósfera, se tienen normalmente tres componentes de la radiación. Una componente directa (DNI o direct normal irradiance por sus siglas en inglés) que fue capaz de sortear los efectos ópticos de la atmósfera y que llega sin modificación en su dirección, una parte difusa (DHI o diffuse horizontal irradiance por sus siglas en inglés) que fue afectada por la dispersión producto de la atmósfera o la

superficie, y una parte absorbida por la atmósfera y la superficie (Diplomado en Energía Solar, PUC, 2017).

4.1.1. Geometría solar y componentes de la radiación

Antes de entrar a la geometría solar y las componentes se deben definir dos conceptos que a veces producen confusión entre sí, estos son Irradiancia e Irradiación.

- Irradiancia: es la tasa a la que la radiación incide sobre una superficie, comúnmente se conoce con la letra G y se mide en W/m^2 .
- Irradiación: es la cantidad de irradiancia que se recibe en un determinado lapso de tiempo, habitualmente horas o días. Para la irradiación de energía solar en un día, se usa el símbolo H (también se la llama “exposure”) y se mide en Wh/m^2 o J/m^2 .

A continuación se muestra en la figura 9 la diferencia en forma gráfica de cada una de ellas:

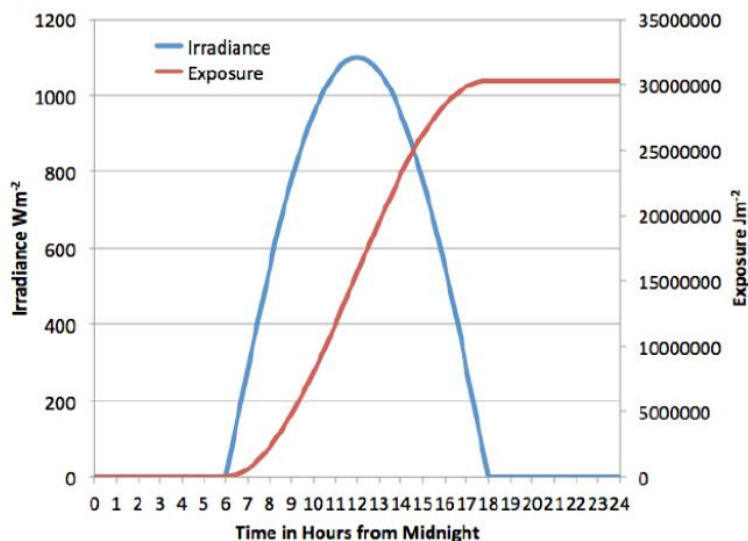


Figura 9: Irradiancia e Irradiación

Fuente (Diplomado en Energía Solar, PUC, 2017)

Se sabe que la Tierra describe una trayectoria elíptica alrededor del sol. La traslación y la inclinación de la Tierra es la causante de las estaciones del año, mientras que la rotación genera el día y la noche. Para determinar matemáticamente la posición del sol con respecto a un observador en la superficie a lo largo del año es necesario comprender los distintos ángulos que describen su trayectoria. El ángulo que describe la posición actual del sol con respecto a la tierra es la declinación (δ), el cual se define como el ángulo que existe entre el ecuador terrestre y el vector tierra-sol. Luego se tiene el ángulo horario (ω), el cual describe la posición relativa del sol con respecto a la posición del observador (captador) en el meridiano local. Los otros dos ángulos que describen la posición del sol son el cenit (θ_z) y el azimut (ψ). El primero es el complemento de la altura solar, o bien el ángulo que se forma entre la normal de la superficie y la línea que une al sol y al observador. El segundo corresponde a la proyección en el plano horizontal del sol y el meridiano del captador. La Figura 10, muestra los distintos ángulos solares respecto a un captador.

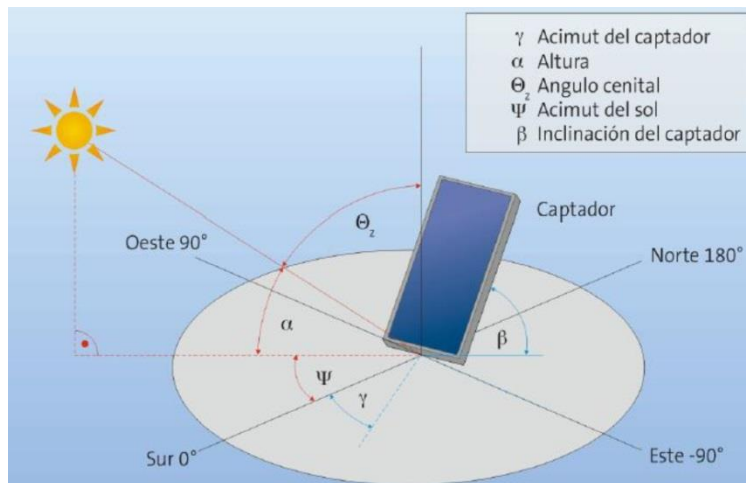


Figura 10: Distintos ángulos respecto a un observador

Fuente (Diplomado en Energía Solar, PUC, 2017)

La relación entre distintas componentes de la radiación solar en un plano horizontal se describe por la siguiente ecuación:

$$GHI = DNI * \cos(\theta_z) + DHI$$

Con: $\cos(\theta_z) = \text{sen}(\phi)\text{sen}(\delta) + \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega)$, con ángulo ϕ correspondiente a la latitud que se encuentra el observador (captador).

Para cada una de las componentes que se describen en la ecuación de radiación se define, (ver figura 11):

- GHI: Irradiancia Global Horizontal (W/m²): La radiación global incidente corresponde a la suma de estas 2 formas de radiación, que se indican a continuación.
- DNI: Irradiancia Directa Normal (W/m²): es la que proviene directamente del Sol y se caracteriza por generar sombras definidas.
- DHI: Irradiancia Difusa Horizontal (W/m²): es la radiación absorbida y dispersada por la atmósfera que llega a la superficie terrestre (Duffie, John A. , 2013).

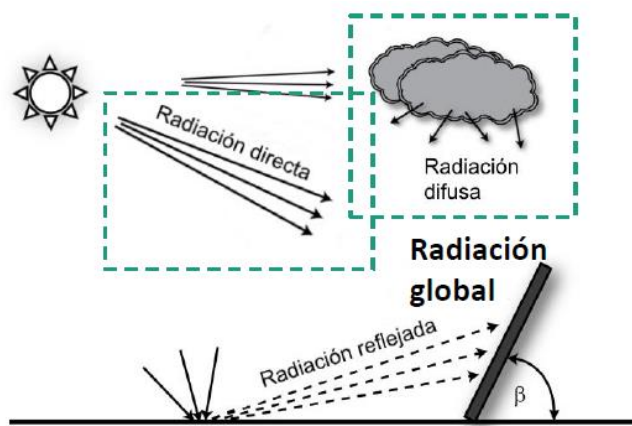


Figura 11: Tipos de irradiación en el recurso solar

Fuente (Diplomado en Energía Solar, PUC, 2017)

4.2. Sistema de generación solar fotovoltaica

La energía solar es una de las fuentes de energía renovable no convencional que más auge ha tenido en los últimos años, debido a la rápida investigación y mejora de los dispositivos encargados de capturar y transformar la radiación solar incidente. Actualmente se puede aprovechar la energía solar mediante dispositivos térmicos (colectores solares), mediante dispositivos semiconductores (células fotovoltaicas), o bien mediante sistemas de concentración (sobre algún fluido de trabajo o celda fotovoltaica). Para nuestro caso, se centrará en explicar la generación en la tecnología fotovoltaica.

4.2.1. Celdas FV (Fotovoltaicas)

Las celdas fotovoltaicas son junturas PN de gran área, diseñadas para recibir la luz solar en el lado N. Cuando ésta incide sobre la celda, algunos electrones de la banda de valencia del lado N, pasan a la de conducción y son atraídos por el campo eléctrico, avanzando hacia el lado P, con lo que se puede crear una corriente eléctrica al conectar una carga. Las celdas cuentan con filamentos de cobre u otro conductor, para capturar los electrones liberados y dirigirlos hacia la salida del panel para utilizar la corriente generada.

Los electrones que no son convertidos en corriente se recombinan, transformándose en pérdidas por recombinación, que pueden ser minimizados disminuyendo el espesor de las celdas.

Por otro lado, la “eficiencia cuántica” es la probabilidad de que un fotón sea absorbido por un electrón y disminuye a medida que es más delgada la celda, influyendo en el rendimiento de la celda, dejando en evidencia que existe un compromiso entre las pérdidas por recombinación y el aumento en la eficiencia cuántica. Para aumentar la eficiencia

cuántica sin aumentar las pérdidas por recombinación, se cubre la capa P con material reflectante doblando el espesor de la celda, de manera que el fotón tenga una segunda posibilidad de ser absorbido (Miranda, M., 2016). En la figura 12 se muestra esta juntura PN.

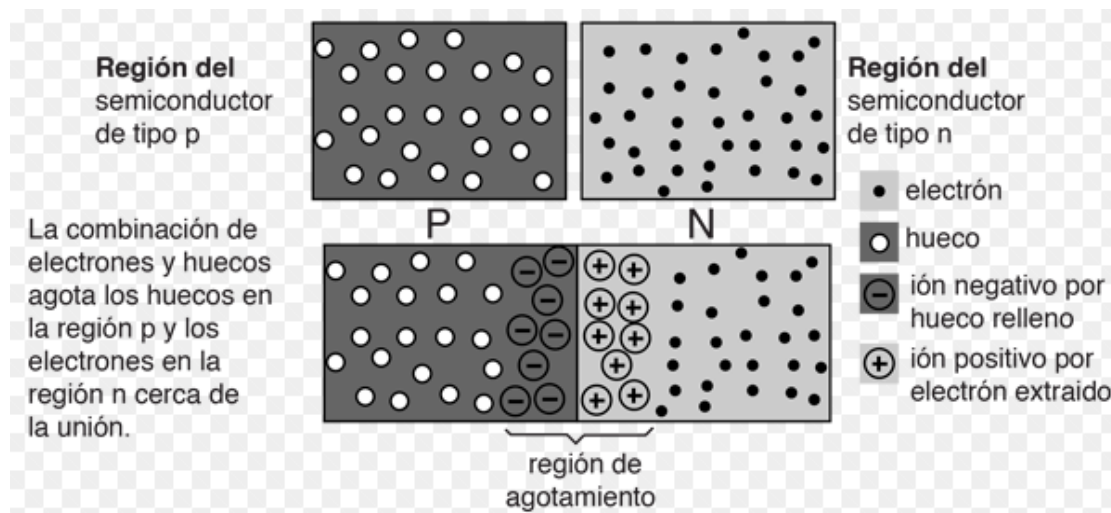


Figura 12: Juntura P-N

Fuente (Department of Physics, Georgia State University, 2017)

Cuando los materiales de tipo p y tipo n se colocan en contacto uno con otro, la unión se comporta de manera muy diferente a como lo hacen cada uno de los materiales por si solos. Específicamente, la corriente fluirá fácilmente en una dirección (polarización directa) pero no en la otra (polarización inversa), creando un diodo básico. Este comportamiento no reversible, surge de la naturaleza del proceso de transporte de carga en los dos tipos de materiales.

Los círculos vacíos en el lado izquierdo de la unión de arriba a la derecha (ver figura 12), representan "huecos" o deficiencias de electrones en la red, que pueden actuar como portadores de carga positiva. Los círculos sólidos a la derecha de la unión representan los electrones disponibles desde el dopante de tipo n. Cerca de la unión, los electrones se difunden a su través y se combinan con los agujeros, creando una "región de depleción (agotamiento)". Cuando se forma una unión p-n, algunos de los electrones libres en la región n, se difunden a través de la unión y se combinan con los huecos para formar iones negativos. De esta manera dejan detrás iones positivos en los lugares donantes de impurezas (Departament of Physics, Georgia State University, 2017). Al crear una unión de materiales tipo N y P en una juntura de silicio, la diferencia de potencial de equilibrio tiene un valor de 0,7 [V] aproximadamente, al aplicar una tensión externa, donde el lado N tiene mayor potencial que el lado P, los electrones libres son alejados de la unión, lo que se traduce en ausencia de flujo de cargas, pero si se conecta de forma inversa, los portadores son empujados hacia el lado opuesto de la juntura, dándose la conducción de corriente.

4.2.2. Tipos de celdas FV

Actualmente existen varios tipos de celdas fotovoltaicas, por nuestro estudio se centrará solo en los tipos de celdas de silicio (SunFields, 2017).

- Celdas monocristalinas de silicio (m-Si): Son aquellas en que el silicio se encuentra en un solo plano cristalino, sin bordes de grano y casi sin imperfecciones. Son aquellas con mayor eficiencia. Su apariencia es lisa y sin tonalidades como se muestra en la figura 13, debido a que el silicio se encuentra en un solo plano cristalino. Junto con esto su vida útil es mayor, ya que al tener menos imperfecciones se tiene menor recombinación. Las células con esta estructura

cristalina suelen mostrar buenas eficiencias del orden del 21%, pero tiene un costo mayor de fabricación que las policristalina.

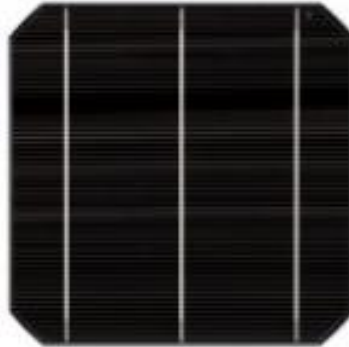


Figura 13: Celda Monocristalina

Fuente (SunFields, 2017)

- Celdas policristalinas de silicio (p-Si): A diferencia de las celdas monocristalinas, las celdas policristalinas poseen en su estructura distintos planos cristalinos, con varios bordes de grano, lo que entrega una serie de propiedades anisotrópicas. Esto se debe a su manufactura, debido a que el silicio es fundido en un solo bloque. Posee menor vida útil y rendimiento, pero por su proceso de manufactura son más económicas que las celdas monocristalinas. Su apariencia no es lisa, con manchas provocadas por los distintos planos cristalinos del material. Su rango de respuesta espectral es muy similar a las celdas monocristalinas, con peaks en las zonas cercanas al infrarrojo. Dicho lo anterior, la orientación cristalina de estos granos es totalmente aleatoria, lo que reduce su costo de fabricación. La eficiencia esta por el orden del 18%, (ver figura 14).



Figura 14: Celda Policristalina

Fuente (SunFields, 2017)

- Celdas amorfas de silicio (a-Si): La tecnología del silicio amorfo a-Si tiene una eficiencia considerablemente menor que las basadas en silicio cristalino, debido principalmente a la mala calidad del silicio utilizado. Las células de silicio amorfo han sido las primeras células de capa fina que se comenzaron a comercializar, sin embargo, debido a la baja de precios experimentado por los paneles solares cristalinos, han ido perdiendo posición en el mercado y actualmente su implantación es muy reducida, (ver figura 15). Actualmente se están realizando basados en CdTe (telururo de cadmio), las cuales tienen eficiencias del orden de 17% (SunFields, 2017).



Figura 15: Celda de capa fina (a-Si)

Fuente (SunFields, 2017)

A continuación se muestra la diferencia de cada tecnología en la figura 16:




Silicio Cristalino PV		TF PV
c-Si PV tipo (p+)	c-Si PV tipo (n-)	Capa Fina TF PV
		
Si poli/mono (p+)	Si mono (n-)	CdTe, CiGs, a-Si
Effi. 18%	Eff. 21%	Eff.18%, 17%, 11%
(w/wo tracking)	(w/wo tracking)	(w/wo tracking)
Low cost	Medium cost	Low cost

Figura 16: Tipos de Tecnologías Fotovoltaicas

Fuente (Urrejola E., Diplomado en Energía Solar, PUC, 2017)

4.2.3. Componentes principales de una planta fotovoltaica residencial

Para una planta residencial principalmente se pueden tener 2 esquemas de configuración:

- Instalaciones FV aisladas (Off grid): Un sistema Off Grid, es un sistema de generación que no se encuentra conectado a la red eléctrica. tienen como objeto cubrir las necesidades de energía eléctrica en un lugar determinado normalmente aislado de la red eléctrica convencional. Los componentes comúnmente utilizados en estas instalaciones son: módulos FV, baterías, controlador de carga, inversor y

cableado del sistema. Entre las instalaciones fotovoltaicas aisladas las aplicaciones más frecuentes son:

- Suministro eléctrico para bombeo de agua para riego, ganado o abastecimiento humano.
- Electrificación rural para casas en el campo.
- Suministro eléctrico para instalaciones de telecomunicaciones, señalización e iluminación, tanto terrestres (carreteras, túneles, etc.) como marítimas (faros, boyas y balizas).
- Pequeños suministros eléctricos en juguetería, relojería, etc.

Estas instalaciones aisladas disponen de módulos fotovoltaicos o células solares y además suelen incluir otros equipos como baterías, inversores y reguladores de tensión.

La existencia de estos equipos en una instalación aislada depende fundamentalmente de la aplicación a la que se destina, por lo que hace posible que se den diferentes configuraciones. Teniendo en cuenta, entre otras consideraciones, el tipo de corriente que se requiere (continua, alterna o ambas) será o no necesaria la incorporación de un inversor. Otro aspecto importante es analizar la autonomía de la instalación, que determinará si es necesario el uso de acumuladores o baterías.

- Instalaciones FV de conexión a la red eléctrica (On grid): Es un sistema con conexión a la Red eléctrica, que además vende los excedentes de generación al sistema (solo en donde se encuentra legislado), en caso de Chile se encuentra con la ley netbilling (20.571). Para nuestro estudio detallaremos esta instalación, debido a

que se modelará la pérdida de soiling que se tienen en los paneles solares y es aplicable para cualquier modelo.

Componentes principales de una instalación On Grid:

- Paneles fotovoltaicos: Ya explicado en punto 4.2.2.
- Inversor: Dispositivo electrónico encargado de convertir la corriente continua que entregan los paneles, en corriente alterna. El inversor está diseñado para suministrar energía a la vivienda (y ajustar la magnitud y frecuencia del voltaje alterno que entrega) y para inyectar energía en la red pública. Para escoger el inversor se debe considerar la potencia máxima generada por el conjunto de paneles. Normalmente cuentan con una protección contra el cortocircuito en la salida, y detectan caídas de voltaje a la entrada, desconectándolo cuando llegan a un valor crítico.

El lugar de instalación del inversor idealmente debe ser fresco y seco, protegido contra polvo, vapores, radiación directa y lluvia, y tener buena accesibilidad para hacer mantención en caso de necesitarse (Miranda, M., 2016).

- Medidor bidireccional: Es el encargado de medir las energías consumida e inyectada a la red, mediante la integración de la potencia activa en periodos de tiempo de 15 minutos (como se usa en Chile), valores de energía que se van almacenando. Los medidores bidireccionales estáticos son los autorizados por la SEC para el cumplimiento de la ley 20.571, en los que la corriente y la tensión actúan sobre elementos electrónicos para obtener una salida de impulsos proporcional a la energía activa. Los medidores de última

generación permiten leer tanto la energía inyectada como la consumida por separado (no sólo la resta entre ambas), con lo cual se puede realizar el cálculo del pago por energía sin problemas para la distribuidora, cuando el precio del kWh comprado a la distribuidora es diferente al precio del kWh vendido a ésta. Además, algunos tienen la capacidad de detectar fallas y entregar información a la empresa distribuidora (Miranda, M., 2016).

4.3. Funcionamiento de un módulo solar

Un módulo FV es un conjunto de celdas fotovoltaicas conectadas en serie o en serie-paralelo para producir voltajes y corrientes específicas. La mayoría de las celdas produce medio voltio (0,5 V). Por lo tanto un módulo típico de 36 celdas tendrá un voltaje de salida de 18 VCC, medido bajo condiciones estándares de prueba, STC (Standard Test Conditions).

Cuando se habla de STC, son condiciones estándares usadas en la industria para medir, especificar y comparar las capacidad de los componentes de un sistema FV. Estos son a irradiación de 1000 W/m², 25 °C de temperatura de celda y 1,5 AM (atmosferas).

4.3.1. Descripción de las curvas I-V

La potencia eléctrica total de salida de un módulo fotovoltaico es el producto del voltaje operativo por la corriente operativa. Los módulos FV pueden producir corriente en un amplio rango de voltajes, a diferencia de fuentes como las baterías, que producen corriente a un voltaje relativamente constante. Las características de salida (voltaje V y corriente I) de un módulo dado están representadas por una curva característica, llamada curva I-V (corriente-voltaje), que muestra la relación entre la salida de corriente y de voltaje para dicho modulo.

En la figura 17 se muestra una curva I-V típica (en rojo). El voltaje (V) se representa a lo largo del eje horizontal y la corriente (I) a lo largo del eje vertical. La mayoría de las curvas I-V, se expresan bajos condiciones estándares de prueba (STC).

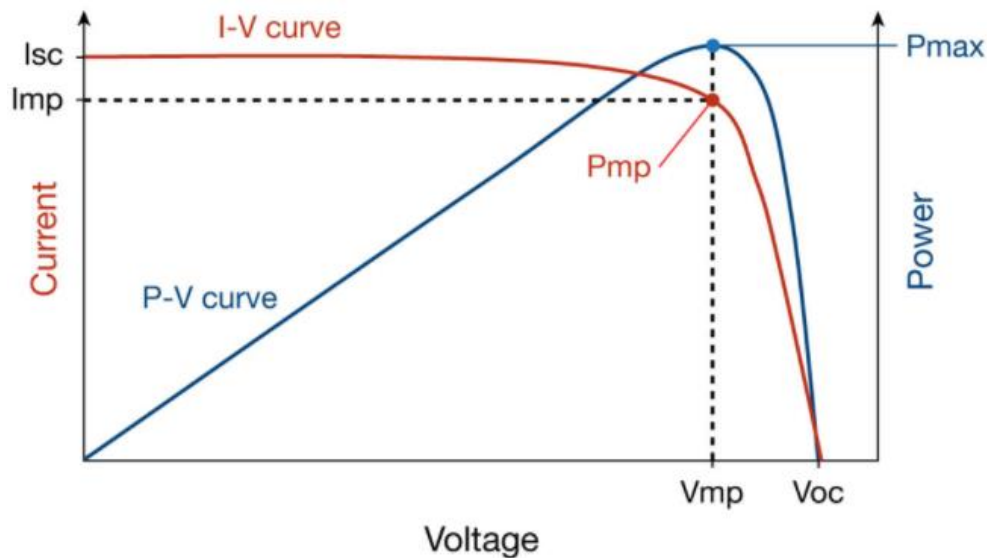


Figura 17: Curva I-V Típica de un módulo solar

Fuente (SolarPro Staff, 2017)

Además en azul en la figura 17, se muestra esta misma curva representada ahora con las variables potencia (P) y voltaje (V).

4.3.2. Parámetros principales de las curvas I-V

- Voltaje de circuito abierto (V_{oc}): Es el voltaje (tensión) máximo obtenido cuando no se está extrayendo corriente del módulo. Se representa con V_{oc} por las siglas en inglés open circuit. Como no hay corriente ($I = 0$ [A]), el módulo tendrá un voltaje máximo.
- Corriente de corto circuito (I_{sc}): La corriente de corto circuito es la máxima corriente de salida que puede entregar un módulo, y se produce cuando hay un cortocircuito, es decir sin una resistencia. Por lo tanto, sin tensión por la ley de ohm. Se representa como I_{sc} , por sus siglas del inglés short circuit.
- Punto de máxima potencia (P_{mp}): La máxima potencia de salida se alcanza con el máximo voltaje (V_{mp}) y la máxima corriente (I_{mp}) posible bajos las condiciones de temperatura e irradiación que se encuentra en operación. Para la curva I-V característica de un módulo, estas condiciones de operación son STC, y el punto de máxima potencia tiene las coordenadas (V_{mp} , I_{mp}). Si las condiciones cambian, los valores V_{mp} e I_{mp} pueden medirse cuando el sistema está operando bajo carga en condiciones reales, y bajo STC (García, P., 2014).

La potencia en el punto de máxima potencia (P_{mp}) se determina multiplicando el V_{mp} por la I_{mp} , esta potencia está representada por el área del rectángulo delimitada con líneas punteadas en la figura 18.

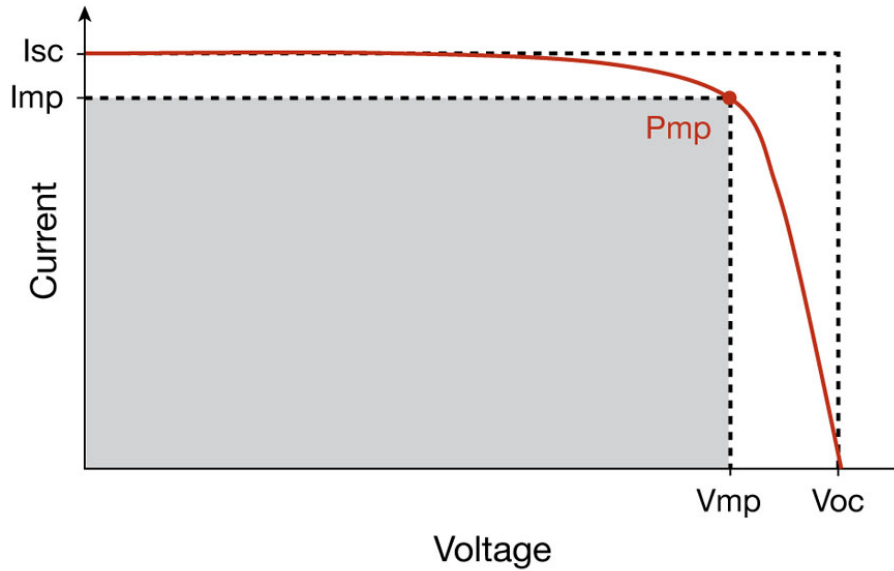


Figura 18: Potencia (Pmp) de un módulo solar

Fuente (SolarPro Staff, 2017)

- Factor de Forma (FF): Es el valor correspondiente al cociente entre el punto de máxima potencia y el producto de I_{sc} x V_{oc} . Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Nos da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste mejor cuándo más alto sea su factor de forma.

Normalmente en los módulos que se venden, este factor se encuentra en 0,7 y 0,8 teniendo las de silicio monocristalino, por regla general, mejor valor que las fabricadas con silicio policristalino. La fórmula con que se calcula está representada como:

$$FF = \frac{P_{mp}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

4.3.3. Factores de desempeño que afectan a las curvas características I-V

- Intensidad de la irradiación solar: La corriente que entrega un módulo es proporcional a la intensidad de la irradiación a la que está expuesto. Una mayor radiación solar, dará lugar a una mayor corriente de salida del módulo, y como la potencia es el voltaje por la corriente, también habrá una mayor salida de potencia del módulo. Como se muestra en la figura 19, según varía la irradiación solar, la forma de la curva I-V permanece casi igual, pero se desplaza verticalmente. El voltaje es poco afectado por cambios en la intensidad de irradiación, y en términos prácticos es posible asumir que tiene un comportamiento casi constante antes cambios en intensidad de irradiación.

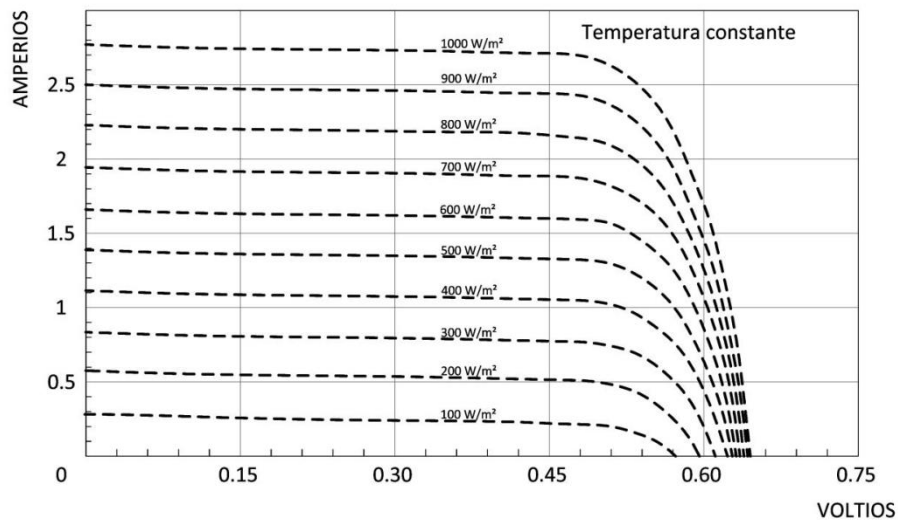


Figura 19: Efecto de irradiación en el desempeño del modulo

Fuente (García, P., 2014)

- Temperatura de la celda: Al variar la temperatura de la celda, el voltaje de salida varía también. Se puede decir que dentro de cierto rango, el voltaje de salida es inversamente proporcional a la temperatura de la celda. Como se muestra en la figura 20, al subir la temperatura de la celda por encima de 25°C, la curva I-V se desplaza horizontalmente hacia la izquierda cuando hay mayores temperaturas y hacia la derecha a menores temperaturas, indicando un cambio inverso en el voltaje de salida. El calor se puede considerar como una resistencia eléctrica que presenta el panel. Notar que el silicio, material que está hecho los microcomponentes, no le gusta la temperatura.

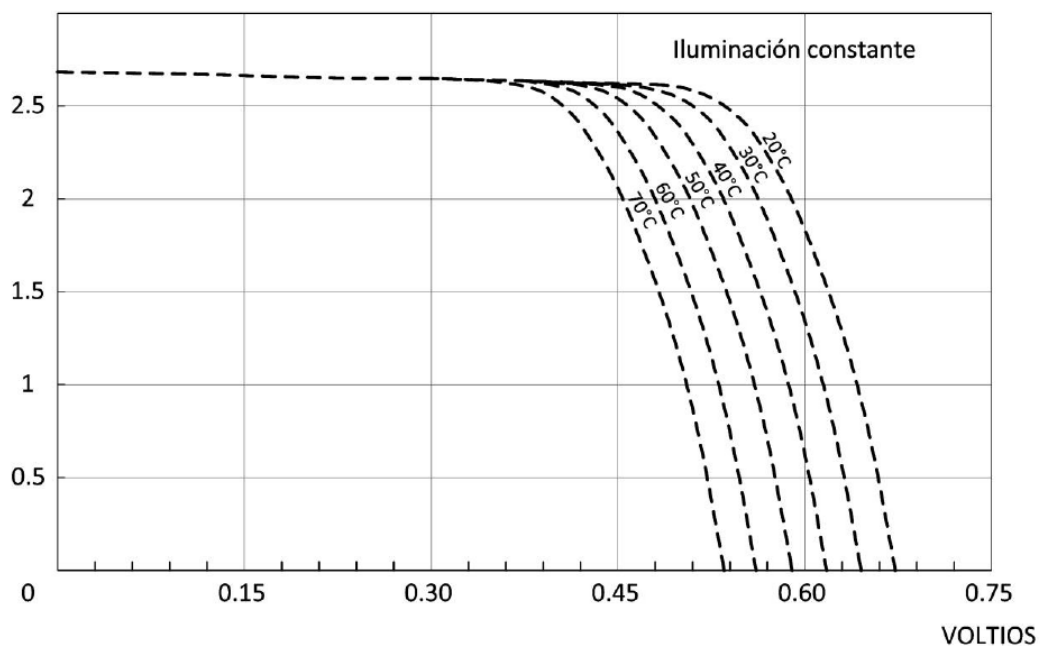


Figura 20: Efecto de Temperatura en el desempeño del modulo

Fuente (García, P., 2014)

Por cada grado que se incremente o disminuya la temperatura de la celda, el voltaje del módulo disminuirá o aumentará respectivamente, y ese valor generalmente es en $\%/^{\circ}\text{C}$.

Por lo que un valor de $\pm 0,5\%$ / $^{\circ}\text{C}$ significa que según se incrementa la temperatura del módulo por encima de 25°C , el voltaje del módulo disminuye en aproximadamente $0,5\%$ por cada grado Celsius de variación. Lo opuesto también se cumple, y dependerá del fabricante.

- Sombreado: Un sombreado parcial de los módulos FV puede resultar en una reducción sustancial de la salida de potencia. La figura 21 muestra el dramático efecto de las sombras sobre una celda en la salida de todo un módulo monocristalino. Se observa en la tabla 1, como una celda completamente sombreada reduce la potencia de salida del módulo hasta un 75% . Algunos módulos son menos sensibles a las sombras que lo visto en esta figura.

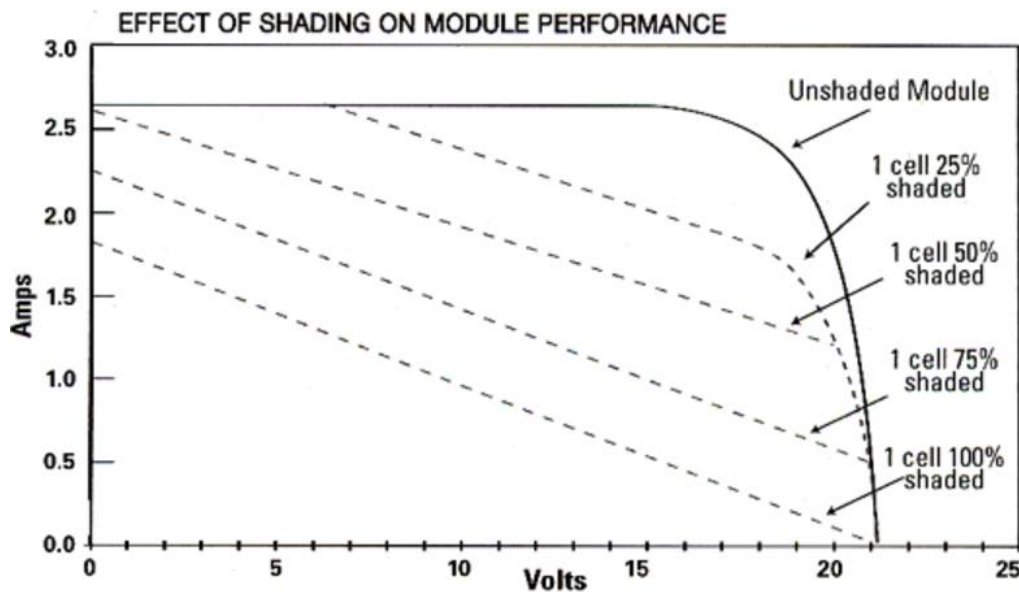


Figura 21: Efecto de sombreado en el desempeño del módulo

Fuente (García, P., 2014)

Tabla 1: Efecto de sombras de las celdas sobre la potencia del módulo

Efecto de sombras de las celdas sobre la potencia del módulo	
Porcentaje de sombra de una celda	Pérdida porcentual de potencia en el módulo
0%	0%
25%	25%
50%	50%
75%	66%
100%	75%
3 Celdas sombreadas	93%

Fuente (Solar Energy International, 2015)

Un sombreadamiento parcial en el módulo que puede ser producido por mugre, excrementos de aves u otros, se pueden generar grandes problemas, debido a la resistencia interna que se producen en las celdas, bloqueando la corriente eléctrica. Al haber una mayor resistencia, hay una mayor temperatura, lo que incluso puede producir incendios en los arreglos FV. Para evitar esta situación, existen los diodos de bypass, que protegen cierta zona del módulo. La mayoría de los fabricantes están usando diodos de derivación o de bypass dentro del módulo para reducir el efecto de sombras. Estos diodos permiten que la corriente evite la celda afectada por la sombra.

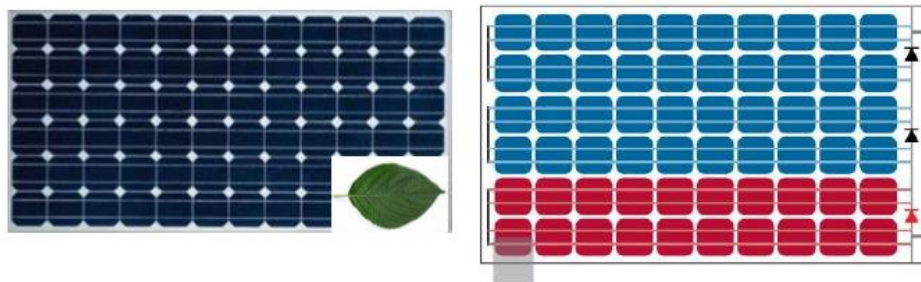


Figura 22: Diodos Bypass en Módulos FV

Fuente (Urrejola E., Diplomado en Energía Solar, PUC, 2017)

El diodo de bypass independiza en dos o tres zonas el módulo, como se muestra en la figura 22, ya que si una deja de producir electricidad, las otras partes sigan funcionando de manera normal y así no anula la generación eléctrica completa del módulo.

Los diodos de bypass se encuentran en la parte posterior del módulo en la caja de conexiones, llamada Junction Box.

4.3.4. Factores de interés que afectan a las curvas características I-V

A parte de los factores de desempeño que son efectos comunes en las pérdidas de potencia y afectación de las curvas I-V, se tienen otros factores que son de nuestro interés ver figura 23, que se mostrarán a continuación (García, P., 2014):

- Pérdidas de la serie (series losses): Se produce una disminución de la pendiente, una inclinación hacia dentro cerca del punto V_{oc} , un ejemplo de este efecto se puede observar cuando parte de un módulo está sombreado, en el caso de las celdas sombreadas pasarían de ser generadoras a elementos de resistencia, el diodo bypass hace que este efecto no se produzca en el panel y por tanto no se caliente pero hace que la tensión disminuya. Estas pérdidas se pueden dar también mediante las interconexiones de cableado.
- Derivación de pérdidas (shunt losses): Se muestra un aumento de la pendiente de la curva cerca del I_{sc} . A medida que aumenta la tensión celular, la corriente a través de esta resistencia de derivación también aumenta, lo que reduce la salida del módulo de corriente y potencia correspondientemente, provocados por fallos de aislamiento y daños de las células.

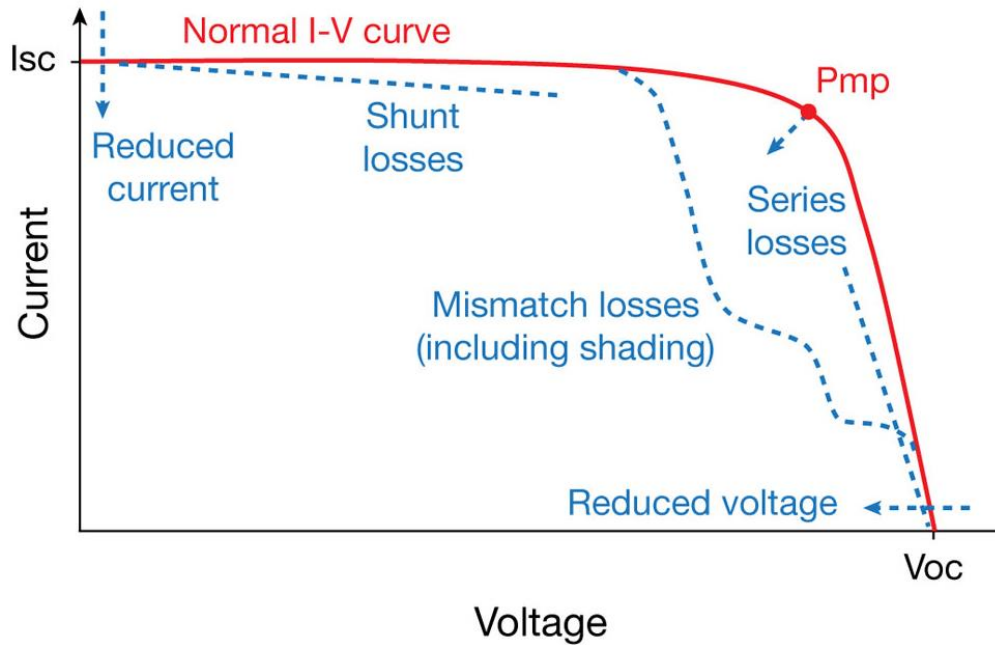


Figura 23: Factores que influyen en las Curvas I-V

Fuente (SolarPro Staff, 2017)

- Pérdidas de desequilibrio (Mismatch losses): Aparecen como dobleces en la curva I-V, los efectos más moderados se muestran como cambios de pendiente en la Isc. Dentro de las causas posibles están el sombreado, ensuciamiento, células fotovoltaicas agrietadas, diodos de derivación en cortocircuito y módulos coincidentes.
- Reducción de corriente (Reduced current): Reducción de la altura de la curva I-V provocado por la degradación de los módulos o condiciones climáticas que reducen la radiación de entradas. La suciedad afecta directamente a la altura de la curva, ya que reduce la irradiación incidente en la figura 23.

- Reducción de voltaje (Reduced voltage): La anchura de la curva I-V se ve afectada por temperatura del módulo. La mala circulación de aire, puede elevar la temperatura del módulo y reducir sustancialmente V_{oc} y V_{mp} . Otros problemas que también afectan a estos campos pueden ser la degradación del módulo, y diodos o la derivación en cortocircuito.

Como se mostró anteriormente, se tienen cinco tipos de impedimentos de rendimiento en los módulos solares fotovoltaicos. Dos tipos afectan la altura o el ancho de la curva I-V y los restantes afectan la forma de la global de la curva I-V.

Cabe destacar que para nuestro estudio se examinará principalmente la reducción de corriente y pérdidas de desequilibrio.

4.3.5. Configuración de los módulos solares

Hay 2 formas de conectar los módulos fotovoltaicos, en serie y en paralelo.

- Conexión en serie: Cuando las características I-V de las células que componen un módulo, o los módulos que forman un generador, no son idénticas, entonces aparecen problemas de mismatch o desacoplo. Cuando se conectan dos células idénticas en serie se suman los voltajes, y la corriente que fluye por las células es la misma. Para la representación en las curvas I-V se sumarán los voltajes, como se muestra en la figura 24.

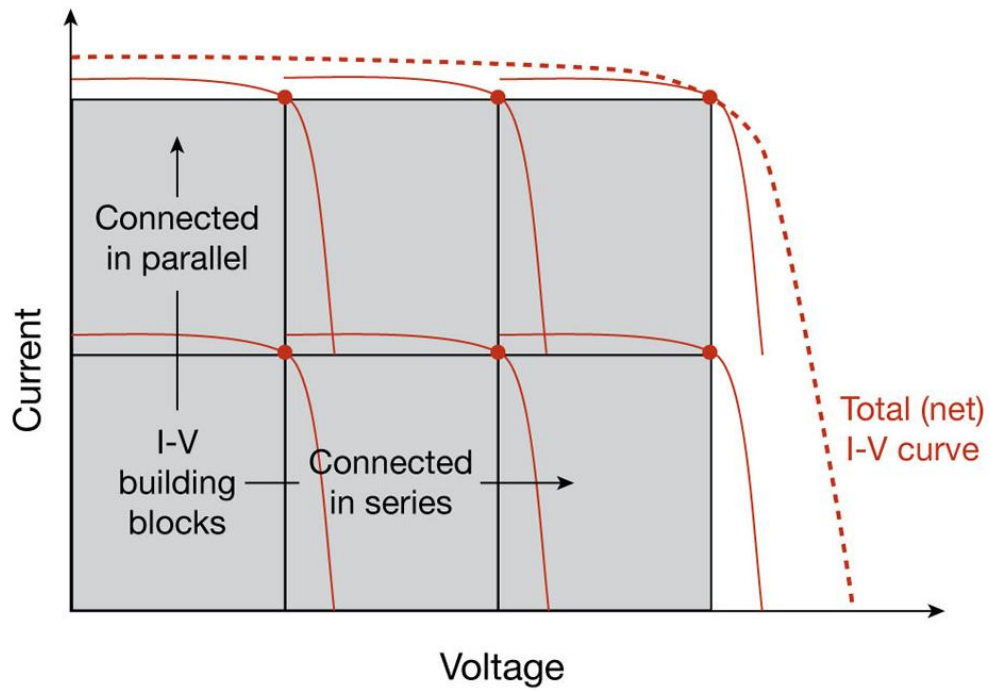


Figura 24: Serie y paralelo en curvas I-V

Fuente (SolarPro Staff, 2017)

- **Conexión en paralelo:** En el caso de dos células idénticas conectadas en paralelo, el voltaje resultante es el mismo para cada célula y la corriente resultante será la suma de las corrientes de cada una, ver figura 24. La interconexión de células con diferentes características I-V da como resultado una potencia de módulo (o generador) inferior a la suma de la potencia de cada una de las células (o módulos) individuales. Estas pérdidas son denominadas pérdidas por dispersión o de mismatch.

4.3.6. Performance ratio en módulos o plantas solares

El Performance Ratio ha sido introducido en la tecnología fotovoltaica como un parámetro de confianza el cual caracteriza a las plantas solares. El performance ratio está definido como el porcentaje que describe la relación entre la producción eléctrica real de una planta fotovoltaica y su correspondiente producción eléctrica teórica (condiciones ideales sin ensuciamiento, sin pérdidas por temperatura, etc).

Mientras más cercano el PR al 100%, más eficientemente se encuentra funcionando la planta fotovoltaica. Por supuesto, en condiciones reales jamás alcanzará un PR del 100%, plantas solares de muy alto desempeño tienen valores cercanos al 85%.

Se define como la diferencia de producción de electricidad real e ideal.

La producción eléctrica ideal de una planta fotovoltaica depende de la radiación incidente global efectiva en el plano del arreglo fotovoltaico y las de condiciones ideal, son donde se realizan en condiciones estándares (STC). La forma de calcularlo es:

$$PR = \frac{\sum_i EN_{AC_i}}{\sum_i [P_{STC} \left(\frac{G_{POA_i}}{G_{STC}} \right)]}$$

ENAC_i : Producción eléctrica generada en corriente alterna

P_{STC} : Potencia nominal del arreglo fotovoltaico

G_{POA_i} : Medición de la radiación solar en el plano del arreglo fotovoltaico

G_{STC} : Radiación solar en standard test conditions (1000 W/m²)

5. CASOS DE ESTUDIO DE SOILING EN CHILE Y EN EL MUNDO

Se mostrará un resumen de diferentes artículos relacionados con el estudio y análisis de la suciedad (polvo) o soiling sobre diversos parámetros que afectan al comportamiento de módulos fotovoltaicos.

Primero se mostrará los estudios de soiling realizados en el mundo y posteriormente en Chile.

5.1. Principales estudios de soiling para módulos fotovoltaicos de silicio en el mundo

5.1.1. Burgdorg - Berna, Suiza:

Este estudio analiza el efecto de la polución debido a las partículas de hierro en suspensión del laboratorio de energía solar fotovoltaica de HTA (Hochschule für Technik und Architektur). Este laboratorio se puso en marcha en 1993 con 60 kWp y tras 5 años de operación no se realizó ninguna limpieza externa. En 1998 se centra este estudio que analiza la pérdida de producción eléctrica por encima del 10%.

Los investigadores observaron que la fuente externa más importante de contaminación inusual era una línea principal de ferrocarril (Berna-Zurich) que se encontraba a una distancia de sólo unos 50m. En la figura 25, se muestra la diferencia entre los paneles recién limpios y sucios que se tenían acumulados desde 1993 hasta 1997 (H. Haeberlin and J. D. Graf, 1998).



Figura 25: Laboratorio Solar de Hochschule für Technik und Architektur

Fuente (H. Haeberlin and J. D. Graf, 1998)

Con el analizador de curvas I-V de la Universidad HTA de Burgdorf, determinaron las curvas del antes (a la izquierda) y después (a la derecha), figura 26:

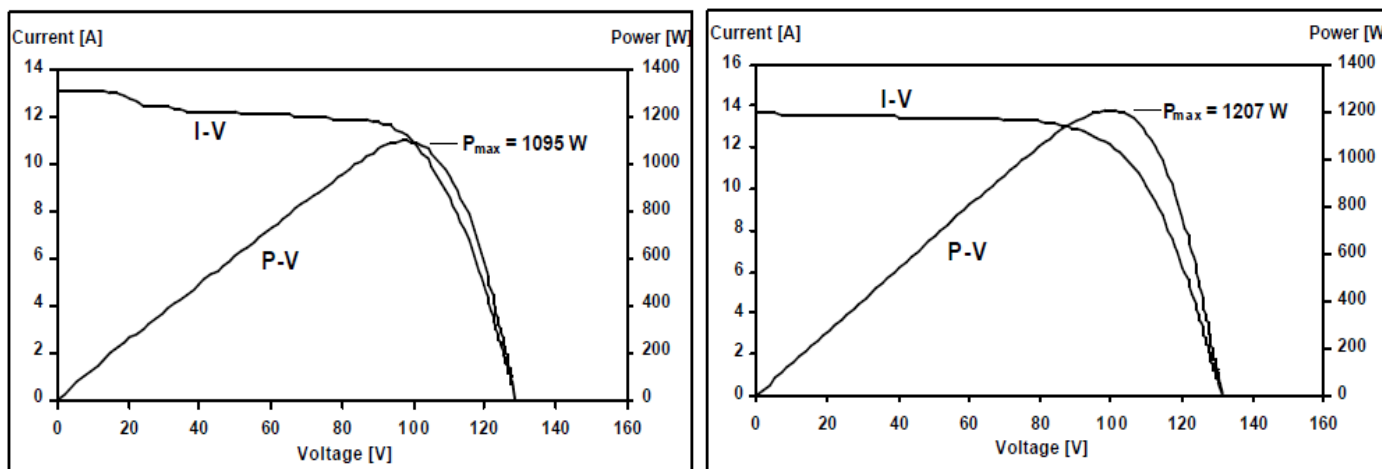


Figura 26: Antes y después de la limpieza en Laboratorio HTA

Fuente (H. Haeberlin and J. D. Graf, 1998)

Se puede destacar dos cosas de la curva con el sistema FV sucio, la primera es la pérdida de reducción de corriente y lo segundo, las pérdidas de desequilibrio. Además de esto, el resultado de una deformación claramente visible de la curva I-V y una reducción de la potencia MPP (Maximum Power Point), debido al sombreado parcial por la capa de contaminación. El sistema FV fue limpiado en junio de 1998 y mostró un aumento de inmediato de la potencia MPP del 8 al 10%, lo que la pérdida de potencia resultó ser reversible y es atribuido a este problema de soiling.

5.1.2. Ciudad de Kuwait, Kuwait:

En este caso de estudio, el principal objetivo es investigar el efecto de la cantidad de polvo acumulada en la eficiencia de un módulo FV en el clima de Kuwait. Este clima se caracteriza por la existencia de polvo y tormentas de arena, especialmente en los meses de verano que favorece la acumulación de partículas en la superficie de los módulos, y por consiguiente causan degradación en su eficiencia. Para estudiar este efecto, se instala un sistema fotovoltaico en el techo del edificio College of Technologies Studies de Kuwait. El sistema consta de dos módulos FV inclinados en 30° montados hacia el sur, uno junto al otro, la cual cada uno está conectada a una resistencia eléctrica variable para medir las características I-V. Las células FV han sido expuestas al ambiente durante un cierto periodo de tiempo, y la característica I-V ha sido medida y comparada con la de una célula limpia. La cantidad de polvo acumulado se ha determinado por diferencia de peso entre las muestras limpia y sucia. En la figura 27, se muestra que para una cantidad de polvo acumulado de 1.5 g/m^2 , el resultado es el siguiente:

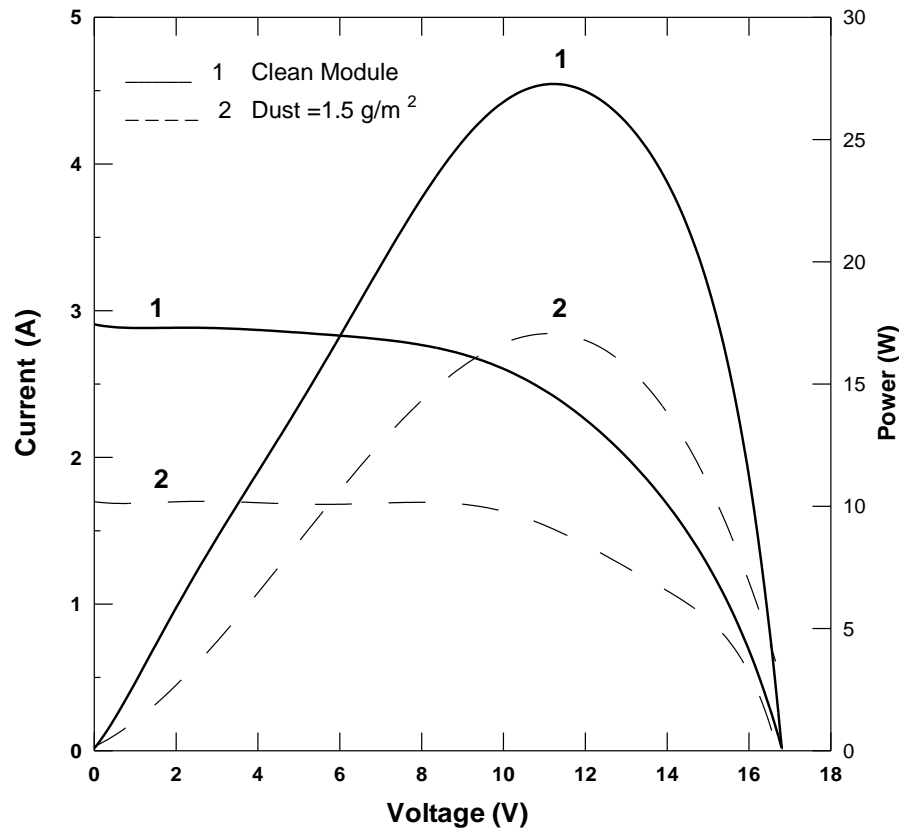


Figura 27: Comparación de Curvas I-V en College of Technologies Studies de Kuwait

Fuente (Al-hasan, A. Y., & Ghoneim, A. A., 2005)

La figura 27 muestra una comparación entre las curvas I-V para los módulos fotovoltaicos limpio y con soiling para una muestra de mediciones. Se obtiene de la figura, que el voltaje de circuito abierto para ambos módulos es la misma. Por otro lado, la corriente de cortocircuito y por consiguiente la potencia de salida máxima disminuyen significativamente para el módulo con presencia de soiling. La reducción de la corriente de cortocircuito es de aproximadamente 40%, mientras que de 34% en la potencia de salida máxima. Esta reducción fue atribuida a la disminución de la transmitancia. Se realizaron varios ensayos con distintas acumulaciones de polvo, lo cual los autores graficaron este rendimiento, que se muestra en la figura 28:

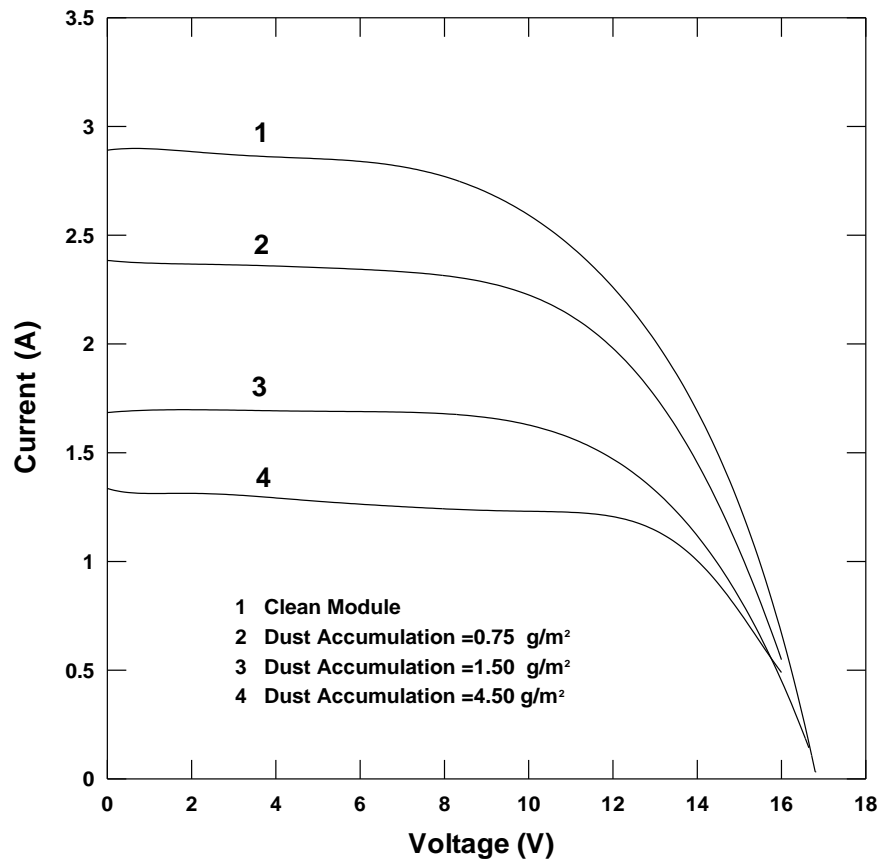


Figura 28: Variación de curvas I-V para diferentes concentraciones de polvo

Fuente (Al-hasan, A. Y., & Ghoneim, A. A., 2005)

Se observa que el voltaje de cortocircuito no se ve afectado por el polvo acumulado. En contraste, la corriente de cortocircuito disminuye con la concentración de polvo, sin embargo para una acumulación de polvo mayor de 1.5 g/m², la corriente de cortocircuito cae de manera menos pronunciada, debido a que a mayores cantidades de partículas de polvo tienden a acumularse unas encima de otras antes que cubrir más área del módulo FV.

La eficiencia disminuye cuando la cantidad de polvo acumulado aumenta. Este resultado indica que la corriente de cortocircuito es el factor dominante en la eficiencia del módulo. Sin embargo, la curva comienza a disminuir con mucha menos pendiente para acumulaciones de polvo mayores de 1.5 g/m² (es decir, para eficiencias normalizadas menores de 0.5). La curva patrón de los resultados encontrados en este trabajo está de acuerdo con los resultados pronosticados por el mismo autor en su artículo "*A New Correlation For Direct Beam Solar Radiation Received By Photovoltaic Panel With Sand Dust Accumulated On Its Surface*". Otra conclusión que se llegó, fue que la eficiencia del módulo FV se degrada con la acumulación de polvo. Esta degradación se produce con menor pendiente, cuando la cantidad de polvo es mayor debido a que las partículas comienzan a depositarse unas encima de otras. Además de esto, se encuentra una correlación entre la degradación de la eficiencia y la cantidad de polvo acumulada en la superficie de un módulo FV, la cual es la siguiente:

$$\Delta\eta = 0,33 * \Delta M,$$

donde $\Delta\eta$ es el decremento en la eficiencia del módulo fotovoltaico y ΔM es el incremento en la cantidad de partículas de polvo. En la figura 29 se muestra esta relación:

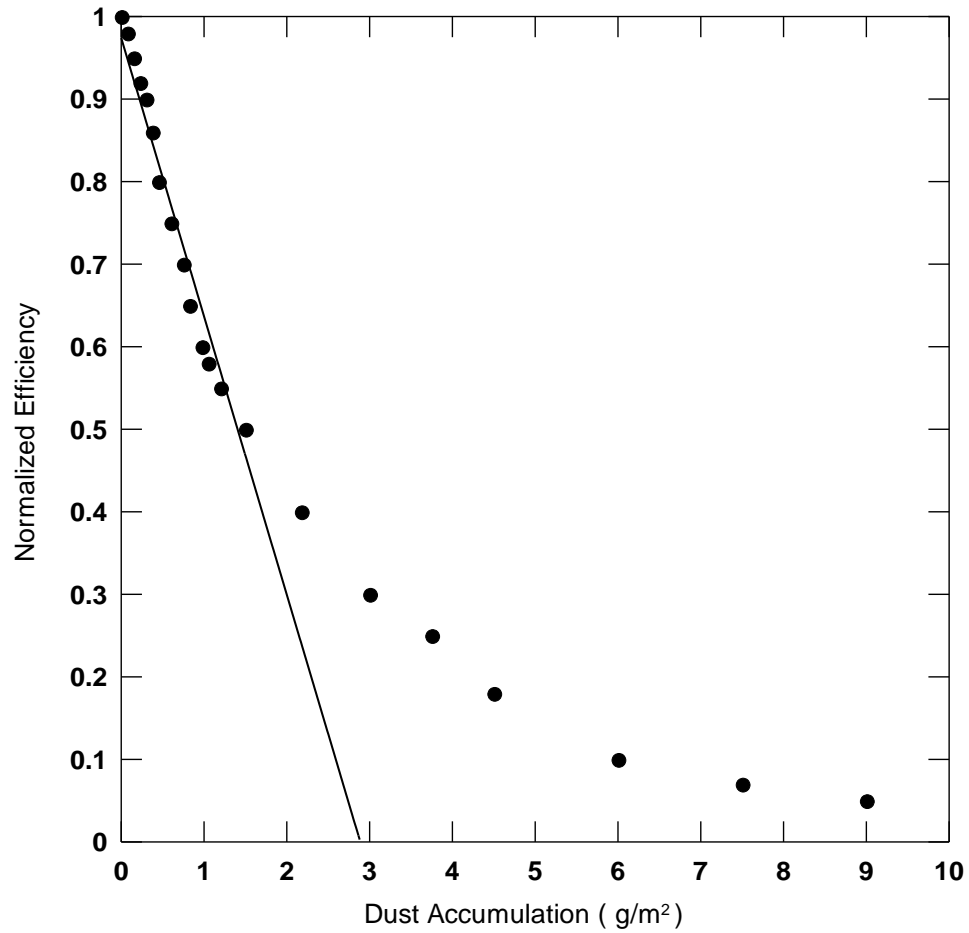


Figura 29: Correlación de Eficiencia del módulo vs acumulación de polvo

Fuente (Al-hasan, A. Y., & Ghoneim, A. A., 2005)

Los autores indican que esta relación se pronostica en el clima de Kuwait. Sin embargo, esta relación es independiente del sitio y que para otros lugares, se debe obtener la misma tendencia y ecuación.

5.1.3. Málaga, España:

Este artículo presenta las pérdidas en la potencia generada por la acumulación de polvo en la superficie de un módulo fotovoltaico. Indica además que no sólo reduce la irradiación en el módulo solar, sino que también cambia la dependencia del ángulo de incidencia de dicha irradiación. Este estudio ha sido llevado a cabo en el techo del laboratorio fotovoltaico de la Universidad de Málaga en el sur de España. El campus está situado entre una zona residencial e industrial rodeada de campos abiertos con arbustos, hierbas y algunos olivos. Además se indica que existen autopistas con alto tráfico cerca del Edificio y algunas excavaciones que se han realizado, que ha aumentado la cantidad de partículas de polvo inorgánico presente en el aire atmosférico. Los módulos han sido instalados en referencia en 30° a un piranómetro Kipp y CMP21 Zonen. Una de las celdas de referencia ha sido limpiada a diario, mientras que el otro no se ha limpiado en un año, (ver figura 30).

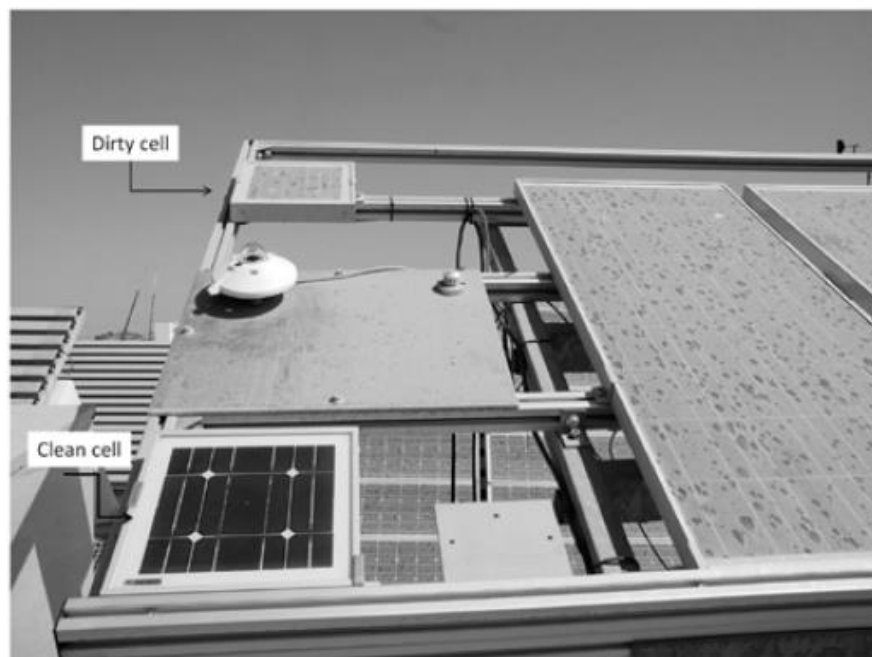


Figura 30: Laboratorio fotovoltaico de la Universidad de Málaga, España

Fuente (Zorrilla-Casanova J. et al., 2011)

El periodo de medición comprende desde diciembre del 2008 a diciembre del 2009. A lo largo de ese período, el verano fue seco, sin lluvia, el invierno y la primavera con lluvias más frecuentes de lo normal para este período. Un otoño con escasas precipitaciones completa el período. La disponibilidad de datos para el período estudiado fue del 96,4%.

La evolución de las pérdidas de radiación de todos los días a lo largo de los años de medición se muestra en la figura 31. Estas pérdidas (HL) representan la fracción de la energía diaria que un módulo FV no recibirá, como consecuencia del polvo depositado en su superficie.

$$HL (\%) = 100 * \left(\frac{H_{cc} - H_{dc}}{H_{cc}} \right),$$

donde H_{cc} es la irradiación diaria medida por célula solar limpia (Wh/m²) y H_{dc} es la irradiación diaria medida por la sucia (Wh/m²). Las pérdidas producidas por la presencia de polvo son fuertemente dependientes de las lluvias. En períodos de lluvia, se produce una buena limpieza de la celda, incluso una ligera lluvia por debajo de 1 mm es suficiente para limpiar el cristal de la cubierta. En periodos largos sin lluvia, como el verano, la acumulación de polvo puede causar pérdidas diarias de potencia de más de 20%.

Estas pérdidas no deben ser constantes durante el día, pero tiene que ser dependiente del ángulo de incidencia de la radiación. Para el estudio de esta dependencia, los valores de radiación detectada células limpias y sucias durante todo el día se comparan. En este caso, las pérdidas relativas de irradiación se calculan como:

$$GL (\%) = 100 * \left(\frac{G_{cc} - G_{dc}}{G_{cc}} \right),$$

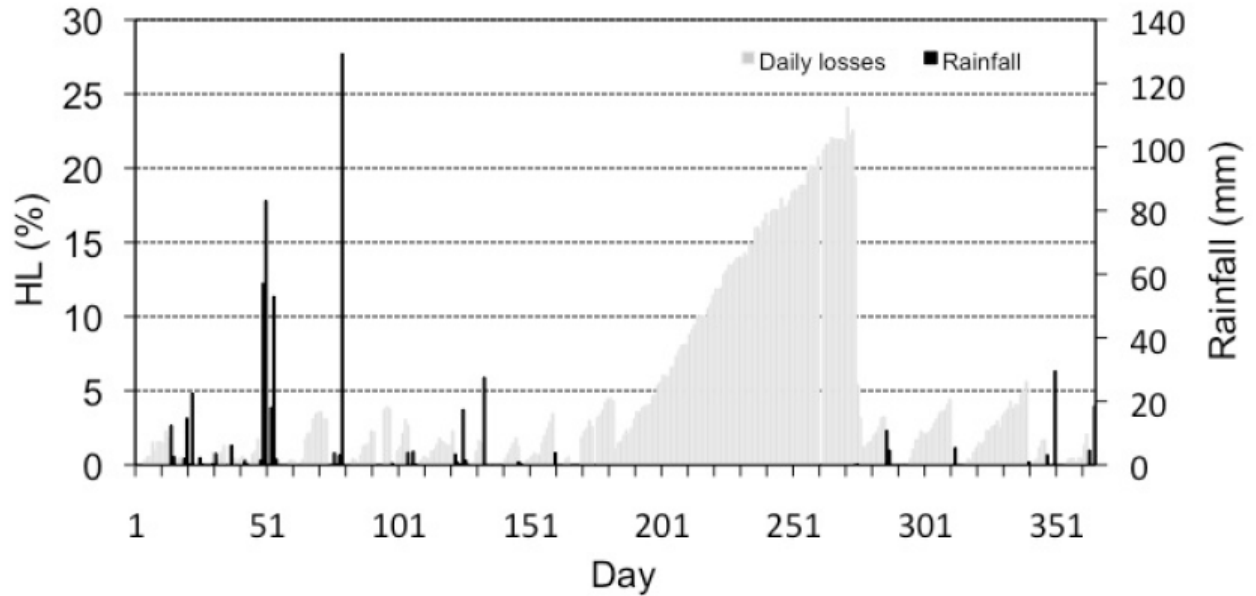


Figura 31: Medidas de pérdidas diarias y de las precipitaciones en Lab. FV Malaga

Fuente (Zorrilla-Casanova J. et al., 2011)

donde G_{cc} es el valor de la irradiancia de la célula solar limpia (W/m^2) y G_{dc} es el valor de la irradiancia medida por la de la célula solar sucia (W/m^2). Sin embargo, la presencia de polvo modifica la dependencia angular de la radiación, que es diferente en la célula limpia respecto la sucia y, precisamente este efecto se mide con GL.

Estas pérdidas representan la fracción de la radiación que las células no reciben, y en el caso de los módulos fotovoltaicos, las pérdidas de energía. Cuando las células están limpias, las pérdidas son más o menos constantes durante el día. Cuando el polvo se deposita en la célula sucia, el comportamiento de las pérdidas no es constante durante todo el día en días claros sin nubes, dependiendo del ángulo de incidencia, ver figura 32.

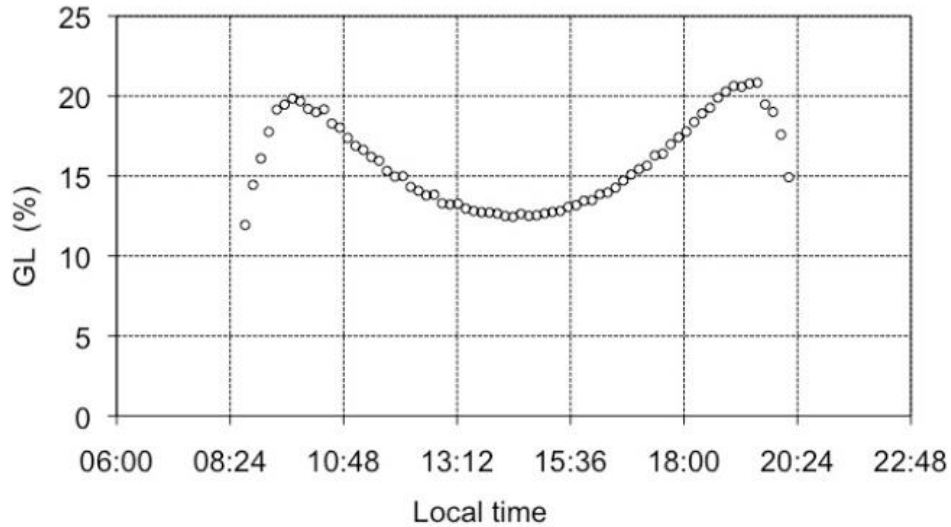


Figura 32: Irradiancia relativa para un día de Agosto '09 en Lab. FV Málaga

Fuente (Zorrilla-Casanova J. et al., 2011)

La evolución diaria de las pérdidas de polvo de un día 6 de Agosto se muestra en la figura 32. Este es un día de cielo despejado de temporada de verano, casi dos meses después de las últimas lluvias, como consecuencia, el nivel de polvo depositado en la superficie del módulo sucio es alto, causando pérdidas diarias de 14,8%. En el artículo se explica que se producen pérdidas debidas a las sombras que producen los granos de polvo del panel lo que reduce la radiación que le llega. Sin embargo, una parte no se pierde si se refleja y puede ser parcialmente recuperado por el panel. Ambos efectos, sombras y la recuperación de la radiación, dependen del ángulo de incidencia de la radiación directa (I_o) y por lo tanto varía a lo largo del día. Por otro lado, no hay tal dependencia de la radiación difusa (I_d) ya que se asume que es constante a lo largo del día según la ecuación global de irradiación ya mencionada en el marco teórico.

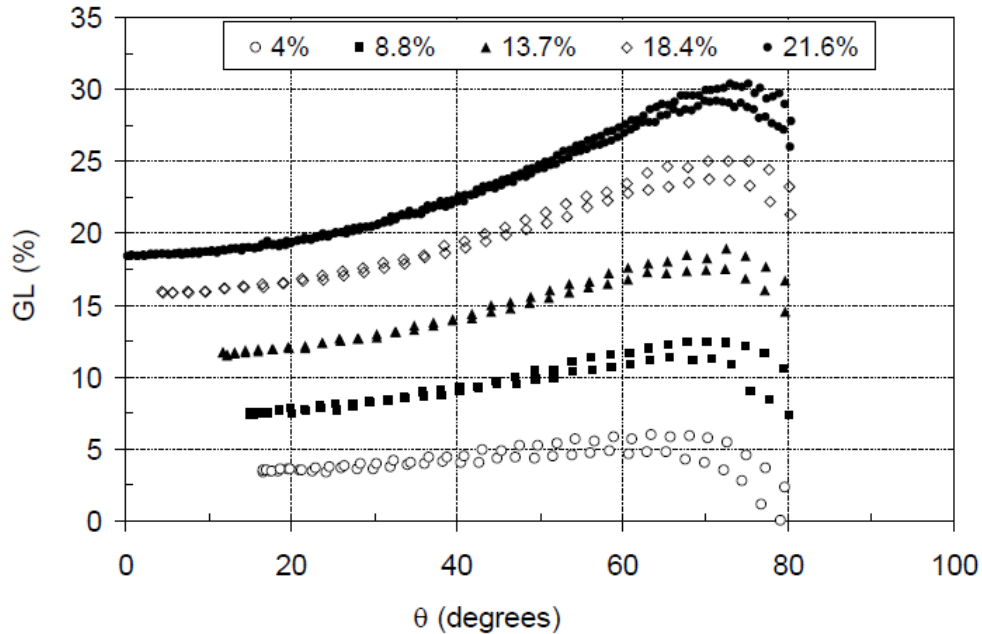


Figura 33: Irradiancia relativa para distintos ángulos en Lab. FV Málaga

Fuente (Zorrilla-Casanova J. et al., 2011)

Esta ecuación en el artículo la describen como $G_{cc} = I_o * \cos(\theta) + I_d$. Para describir mejor este efecto, los autores realizaron varias pruebas a distintos ángulos, lo cual se muestra en la figura 33. En esta figura, se trazan las curvas de GL de varios días con diferentes valores de HL (es decir, con diferentes cantidades de polvo). Como era de esperar, las pérdidas son muy dependientes del ángulo de incidencia de la radiación. Un mínimo de pérdidas de transmisión se producen al mediodía (12,4%) cuando el ángulo de incidencia es mínimo. A medida que aumenta el ángulo de incidencia, las pérdidas se incrementan lentamente. Sin embargo, desde un ángulo de 60°, las pérdidas siguen siendo casi constante y luego, tras un máximo de alrededor del 21%, disminuyen. Esto ocurre a primeras y últimas horas del día, cuando el ángulo de incidencia es de entre 60-80° y el valor de la radiación es de 200 W/m² (Zorrilla-Casanova J. et al., 2011).

Como conclusión, se muestra que la media de la pérdida diaria de energía a lo largo de un año causado por el polvo depositado en la superficie del módulo fotovoltaico es de alrededor del 4,4%. En períodos largos sin lluvia, las pérdidas diarias de energía pueden ser superiores al 20% como se mostró en la figura 31.

5.1.4. Selangor, Malasia:

En este caso de estudio a diferencia de los anteriores, no muestra un estudio en particular, sino que realiza un compendio de estudios de pérdidas por soiling, además describe un mapa de soiling de Sanaz Ghazi et al, que realizó en 2014 que se muestra en la figura 34. Los separa en 4 zonas, las cuales la zona 1, significa una baja intensidad de polvo medida en $\mu\text{g}/\text{m}^3$ y una zona 4, una alta intensidad. Cabe decir que la zona sur es la que presenta la mayor intensidad de polvo a nivel mundial, llegando a niveles altos como en Arabia Saudita, por la existencia de las tormentas de arena.

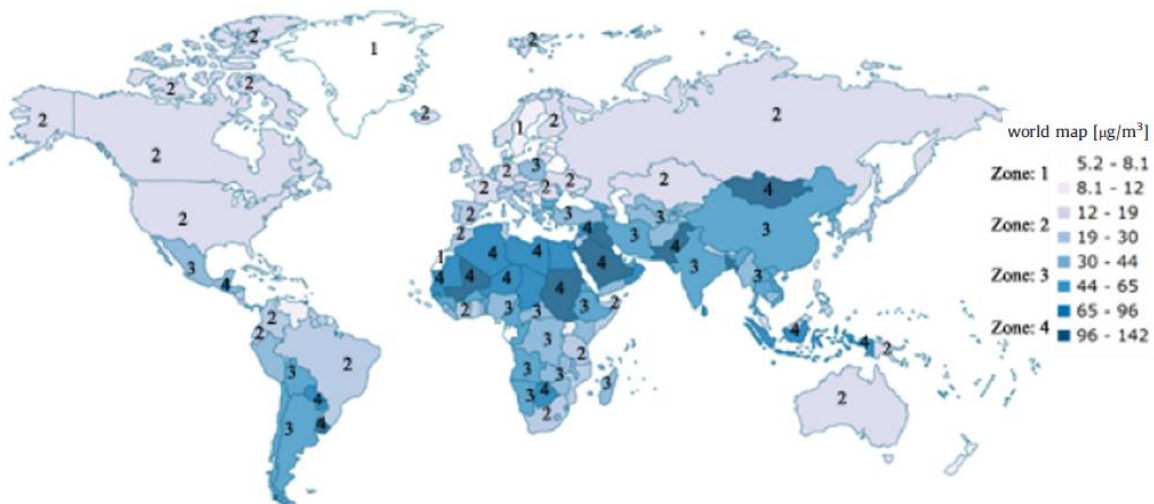


Figura 34: Mapa de intensidad de polvo en el mundo

Fuente (Mohammad. R, et al, 2016)

Como conclusión indican que la cantidad de polvo acumulado afecta la superficie del módulo FV sobre la base diaria, mensual y anualmente y es dependiente a la estación. También que existen dos parámetros interdependientes las cuales caracterizan la acumulación del soiling en los módulos solares, el tipo del polvo y el ambiente que se encuentra emplazado la instalación FV. Además de esto, que el excremento de pájaros y la acumulación de hojas han tenido un efecto más grave que el propio soiling (Mohammad. R, et al, 2016).

5.1.5. Dubai, Emirato Árabes Unidos:

Existe un estudio de soiling de la Empresa DDSOLAR que fue realizado en Febrero del 2016, llamado “*Soiling Monitoring Solution & Field Test Results in MENA Regions.*”



Figura 35: Laboratorio en Dubai, Emirato Árabes Unidos

Fuente (DDSolar, 2016)

Los autores indican en la presentación que el ensuciamiento es el mayor problema para las plantas FV en la región MENA (Middle East and North Africa). La instalación de prueba se situó en el techo de la fábrica, el cual ya existían 200 kW de fotovoltaica. El arreglo DDS-mini tiene 2 módulos FV, uno con sistema de limpieza que ellos comercializan y el otro sin este sistema. En la figura 35, se puede apreciar donde estará ubicado el arreglo. La duración del estudio fue desde el mes Febrero hasta Octubre del 2016. Durante los meses de Marzo a Abril, hubieron eventos de lluvia lo cual mantuvieron bajo el 10% de pérdida de soiling. En la figura 36, se observa que desde los meses de Junio a Agosto del 2016, la pérdida por ensuciamiento fue de 2% a 56% (DDSolar, 2016).

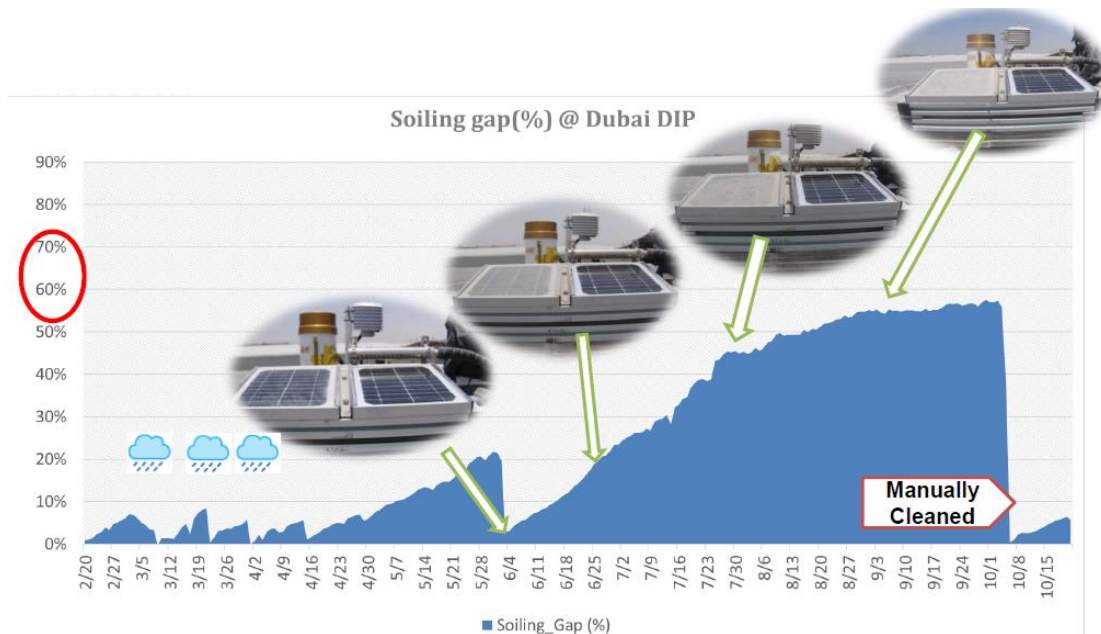


Figura 36: Perdida diaria por soiling en Dubai

Fuente (DDSolar, 2016)

Los autores observaron varias tasas de ensuciamiento (soiling rates), por lo que se puede apreciar que no es un valor constante, aparentemente se explicaría por el factor de

correlación que existe con la alta humedad del lugar, esto se presenta en la figura 37 del caso de estudio. Cabe decir que el soiling rate es la relación de las corrientes I_{sc} del panel sucio con respecto al limpio [$I_{sc\text{ dust}}/I_{sc\text{ clean}}$].

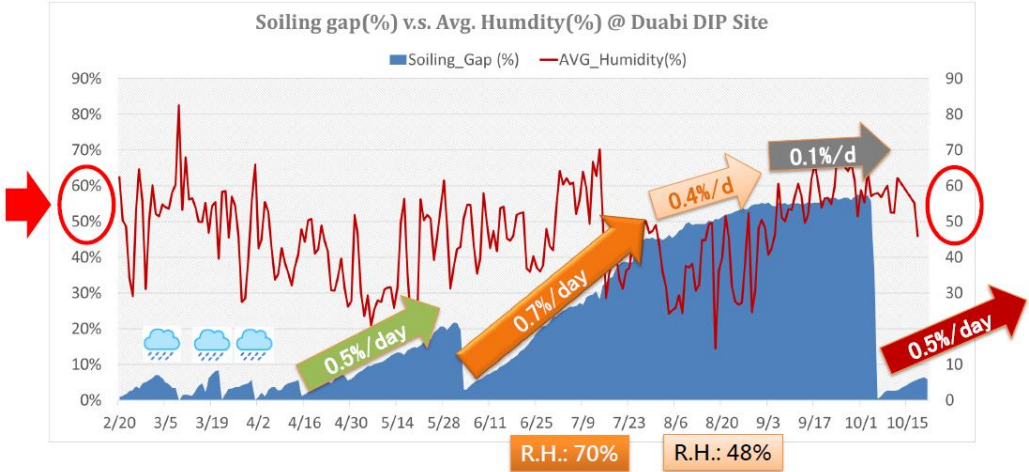


Figura 37: Tasas de ensuciamiento vs humedad en Dubai

Fuente (DDSolar, 2016)

El artículo presentado indica que existe formación de rocío, la cual es observada temprano en la mañana, pero no es suficiente para poder limpiar el ensuciamiento. En la figura 38, se visualiza este comportamiento para el día 26 de septiembre del 2016.



Figura 38: humedad para el día 26/09 en Dubai

Fuente (DDSolar, 2016)

5.1.6. Santa Clara - California, Estados Unidos:

Este estudio de soiling está enfocado en un sitio ubicado en Santa Clara. Fue elegido por la Universidad de California de San Diego, ya que hay una estación meteorológica (CIMIS, California Irrigation Management Information Systems) cercana al sitio que proporcionará datos precisos que se utilizarán para este análisis. En la figura 39, se muestra el emplazamiento del sitio (Mejia F., et al, 2013).

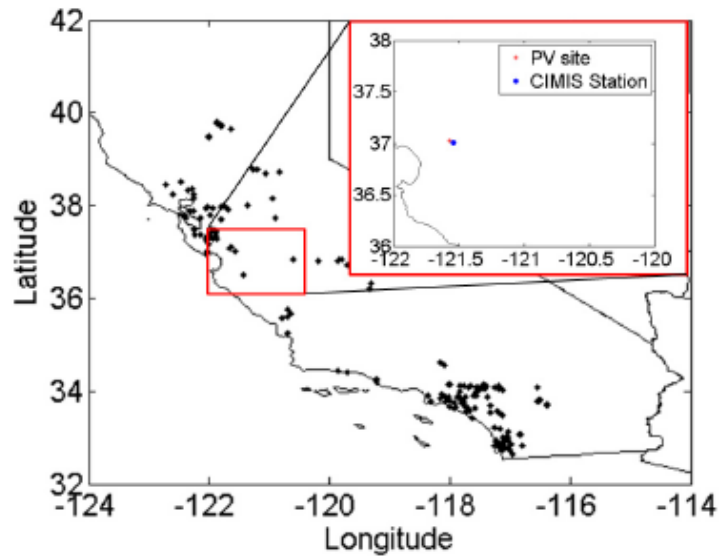


Figura 39: Localización del sitio FV y estación CIMIS

Fuente (Mejia F., et al, 2013)

La irradiación solar estimada fue obtenida de Solar Anywhere (SAW), la cual usa imágenes satelitales para obtener la irradiación global (GHI) y directa normal (DNI) cada 30 minutos a resolución de 1 km. Para calcular la eficiencia diaria solar (η) se obtiene de la siguiente forma:

$$\eta = \frac{P_{avg}}{P_{saw}}$$

P_{avg} corresponde a la energía promedio producida del sitio FV y P_{saw} es la energía promedio modelada por SAW, para mayor información del cálculo de las potencias se puede ver en el artículo. En la figura 40a, se observa una fuerte disminución en la eficiencia durante el periodo que no se presentó lluvia. En la figura 40b, se muestra como la degradación sigue una tendencia lineal. También es claro que los ligeros eventos de lluvia durante el verano, no pueden limpiar el panel.

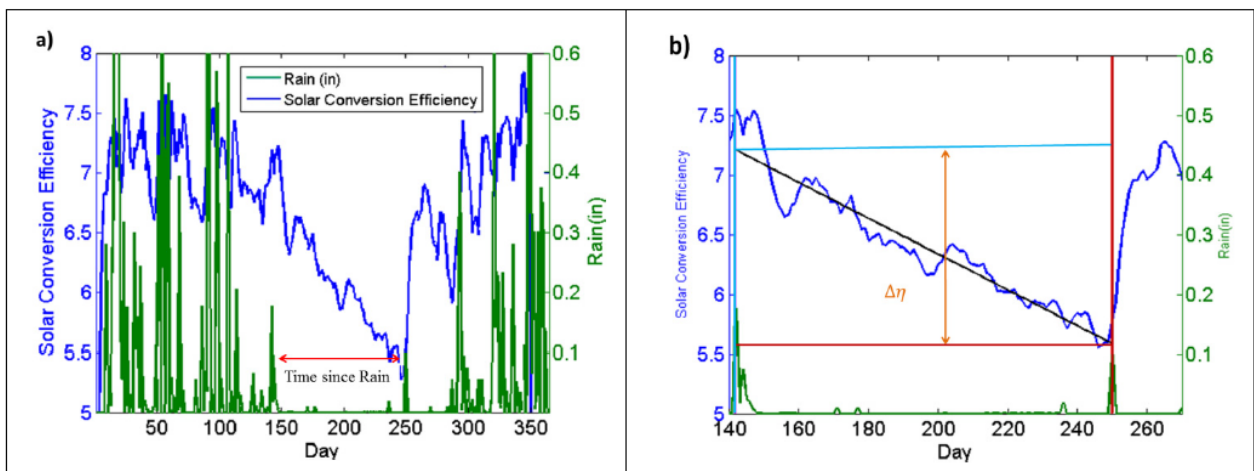


Figura 40: Planta Solar Santa Clara en California, USA.

Fuente (Mejia F., et al, 2013)

Con respecto a la cuantificación de soiling, se ve en la figura 40a que el sitio comienza con una eficiencia del 7,2% y después de 108 días (3,6 meses) pierde 22% por ensuciamiento (soiling) dejando una eficiencia de 5,6%. Cabe decir que en el artículo, los autores señalan que los principales supuestos de este método, es que los cambios de eficiencia son causados por la suciedad y no por otros factores, como podría ser la degradación del panel y los datos obtenidos de irradiación del modelo SAW. Como conclusión indican que los efectos de suciedad dependen fuertemente del tiempo de exposición cuando no se tienen lluvias.

5.2. Principales estudios de soiling para módulos fotovoltaicos de silicio en Chile

Cabe mencionar que se han encontrado muy pocos estudios de soiling en nuestro país, esto es debido a la reciente explosión que ha tenido la energía solar fotovoltaica. A continuación se mostrará tres estudios encontrados.

5.2.1. Desierto de Atacama (1), Chile:

Este estudio fue realizado por la empresa Mainstream Renewable Power que fue presentado en el año 2014, el cual está comenzando a realizar casos de usos en distintas partes del mundo referente al soiling.

Este laboratorio (ver figura 41), se encuentra ubicado en el desierto de atacama (800 km al norte de Santiago, más de 1000 m de altura), las mediciones que se realizaron fueron desde el año 2014 de irradiación, velocidad y dirección de viento, humedad, presión y temperatura (*Darez. P, Darr. C, 2014*).



Figura 41: Laboratorio solar Desierto de Atacama, Chile.

Fuente (Darez. P, Darr. C, 2014)

Los autores definieron la tasa de ensuciamiento (soiling ratio) como la relación de irradiación efectiva de un módulo sucio con respecto a uno de referencia (limpio). Es decir, como se tienen 2 módulos a 20° de inclinación, se procederá de la siguiente forma para obtener el soiling ratio, módulo sucio sobre el módulo de referencia (M2 sobre M1). Un soiling ratio de 1 (100%) significa que no hay diferencias de rendimiento. El dato a comparar será el promedio cada 10 minutos de la corriente de corto circuito I_{sc} de cada módulo.

Los autores indican que los datos obtenidos de I_{sc} , fueron para una irradiación mayor a 400 W/m² de incidencia en los módulos. Los resultados se resumen en la figura 42, la cual se muestran para el modulo sucio esta relación. La peor tasa de ensuciamiento fue de 0,20% por día.

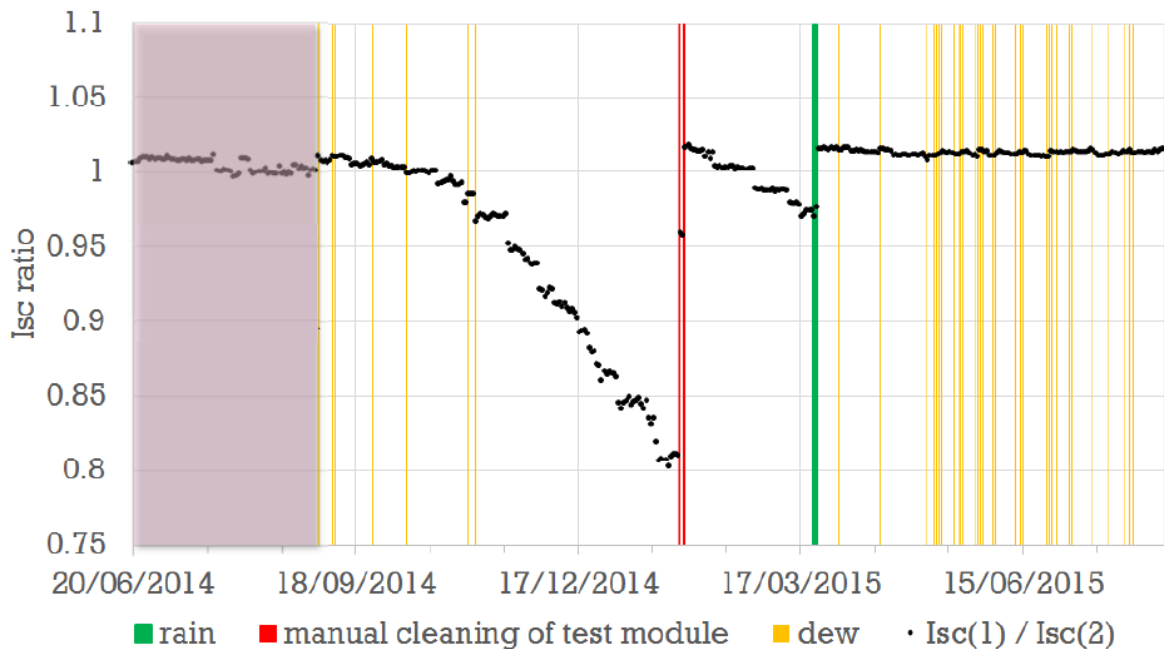


Figura 42: Resultados Soiling en el Desierto de Atacama, Chile

Fuente (Darez. P, Darr. C, 2014)

En la tabla 2, se indican los soiling rates para cada intervalo de fecha, los cuales se ven que son distintos debido al rocío que existe en el lugar, se puede decir que esta correlacionado a la pendiente definida que se muestra en la figura 42.

Tabla 2: Limpieza de módulos en el Desierto de Atacama, Chile

Fecha Inicio	Fecha Termino	% Soiling / Día
01-08-2014	08-11-2014	0,03
08-11-2014	27-01-2015	0,20
01-02-2015	24-03-2015	0,08
25-03-2015	14-08-2015	0,00

Fuente (Darez. P, Darr. C, 2014)

Se puede ver en la figura 43, como la acumulación de polvo es afectada al panel FV por la orientación del módulo.



Figura 43: Modulo a prueba en Desierto de Atacama (15-01-15)

Fuente (Darez. P, Darr. C, 2014)

La relación de Isc decrece durante el verano a aproximadamente a 0,8 a finales de Enero 2015. En el periodo de invierno se ve que aparentemente el rocío (camanchaca) es un autolimpiante.

Como conclusión el autor indica que las pérdidas de ensuciamiento para proyectos fotovoltaicos en el desierto de Atacama varían significativamente según el emplazamiento y la estación en que se encuentre. Los desarrolladores que invierten en medidas de prevención de suciedad obtienen información para el proceso de diseño para la posterior mantención de la planta. Se puede reducir incertidumbres de medición mediante el monitoreo de parámetros, tales como la potencia a medir, la verificación de la curva I-V, que en este estudio no se realizaron.

5.2.2. Desierto de Atacama (2), Chile:

A continuación se presentará un reciente estudio del Desierto de Atacama que fue realizado en el mes de Abril del presente año, liderado por el Centro de Desarrollo Energético Antofagasta (CDEA), de la Universidad de Antofagasta en conjunto con Engie Lab y el Instituto alemán ISC (International Solar Energy Research Center Konstanz), el cual abordó la problemática del soiling principalmente con la pérdida de transmitancia¹ del vidrio del módulo solar.

Se analizaron en cuatro ubicaciones las cuales se muestran en la figura 44. Estas las llamaron L1, L2, L3 y L4, las cuales en cada una de ellas recogieron polvo del suelo y de la superficie del módulo. Estas fueron analizadas a través de distintos métodos para realizar la comparación del tamaño y composición de cada partícula de polvo (Ferrada. P, et al, 2017).

¹ Transmitancia: magnitud que expresa la cantidad de energía que atraviesa un cuerpo.

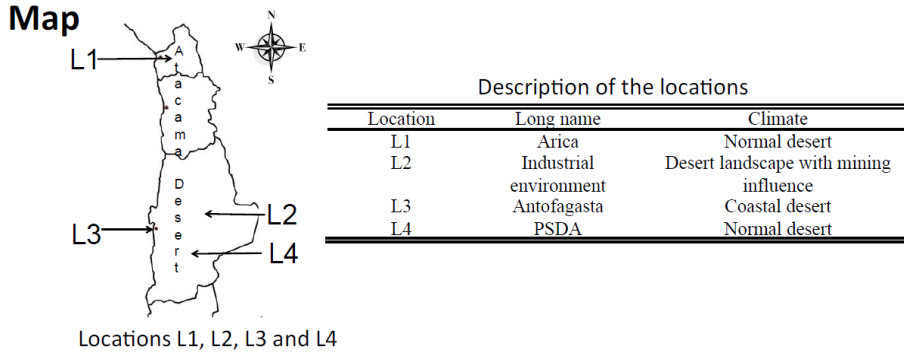


Figura 44: Ubicaciones en el Desierto de Atacama

Fuente (Ferrada. P, et al, 2017)

Se llega a la conclusión que el tamaño de las partículas de polvo que se deposita en los módulos FV del desierto de Atacama, son menores a 63 μm . La morfología que presenta las partículas de polvo depositado presenta una tendencia geométrica esférica. La composición del polvo en los diferentes lugares de pruebas puede diferir, por ejemplo, la cupitrua es un mineral propio de la influencia minera, además de esto, se encuentran para cada lugar, los mismos minerales pero en distinta intensidad, como se muestra en la figura 45.

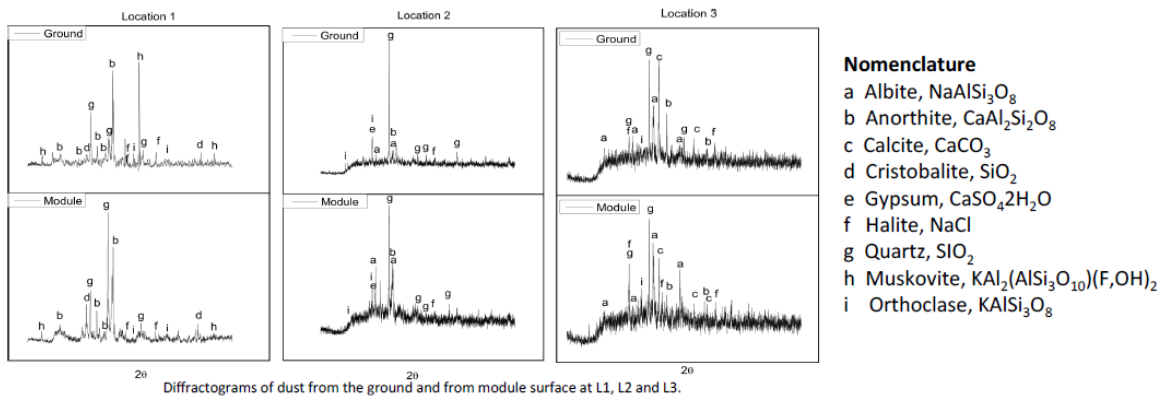
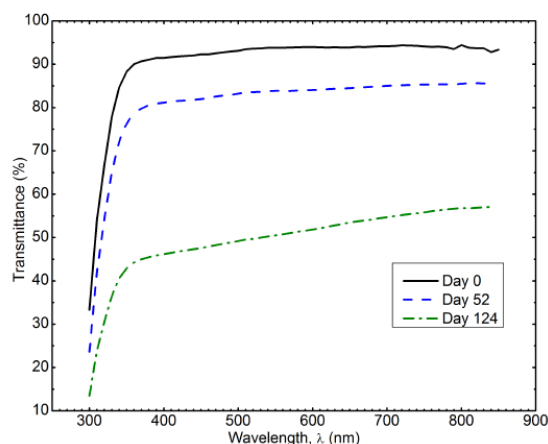


Figura 45: Composición del mineral para los lugares L1, L2 y L3

Fuente (Ferrada. P, et al, 2017)

En particular para el sitio L4, se realizó un análisis de transmitancia, el cual después de 4 meses de dejar que se acumulara, se procedió a medir (ver figura 46). Notar que se realizó esta prueba con un espectrofotómetro portátil de longitud de onda de 250 a 850 nm.



Day	Date	Avg. Transmittance (250-850) nm	Rel. Transmittance loss
0	20/10/2015	85%	
52	21/01/2016	76%	10.6%
124	1/04/2016	47%	55.0%

Figura 46: Perdida relativa de transmitancia para un vidrio FV

Fuente (Ferrada. P, et al, 2017)

5.2.3. Laboratorio UC, Comuna de Macul, Chile:

Este estudio realizado por la Pontificia Universidad Católica de Chile (PUC) y Fraunhofer Institute, muestra la degradación por soiling de distintos paneles fotovoltaicos instalados en el laboratorio de la Universidad, en la comuna de Macul. Se puede decir que a la fecha es el único estudio de soiling que se tiene, que es realizado dentro de la Región Metropolitana.

El periodo del estudio fue contemplado para el periodo de dos años y fue realizado comparando tres tecnologías, monocristalino, policristalino y capa fina, todas ellas con sus PRs (Performance Ratio). Como bien explican en su artículo, el PR es un coeficiente fiable de comparación, debido a que es la eficiencia de un panel solar después de sus pérdidas, este parámetro depende de la temperatura del módulo, la potencia, el sistema de medición y el soiling o polvo que presentará el panel. Como en este estudio se estudia el soiling el parámetro a considerar fue el PR corregido por clima (principalmente por la temperatura del panel), el cual fue introducido por NREL (National Renewable Energy Laboratory), este parámetro refleja un valor consistente de rendimiento, independiente de la temperatura. Como ya se mencionó, el montaje de este experimento contienen sistemas FV de tres tecnologías diferentes (mono, poly y cf), (ver figura 47). El sistema FV se controló a partir de diciembre del 2013 a noviembre del 2015, lo que significa un período de 24 meses.



Figura 47: Planta FV en Laboratorio Solar UC, San Joaquín, Chile.

Fuente (Urrejola, E.; et al, 2016)

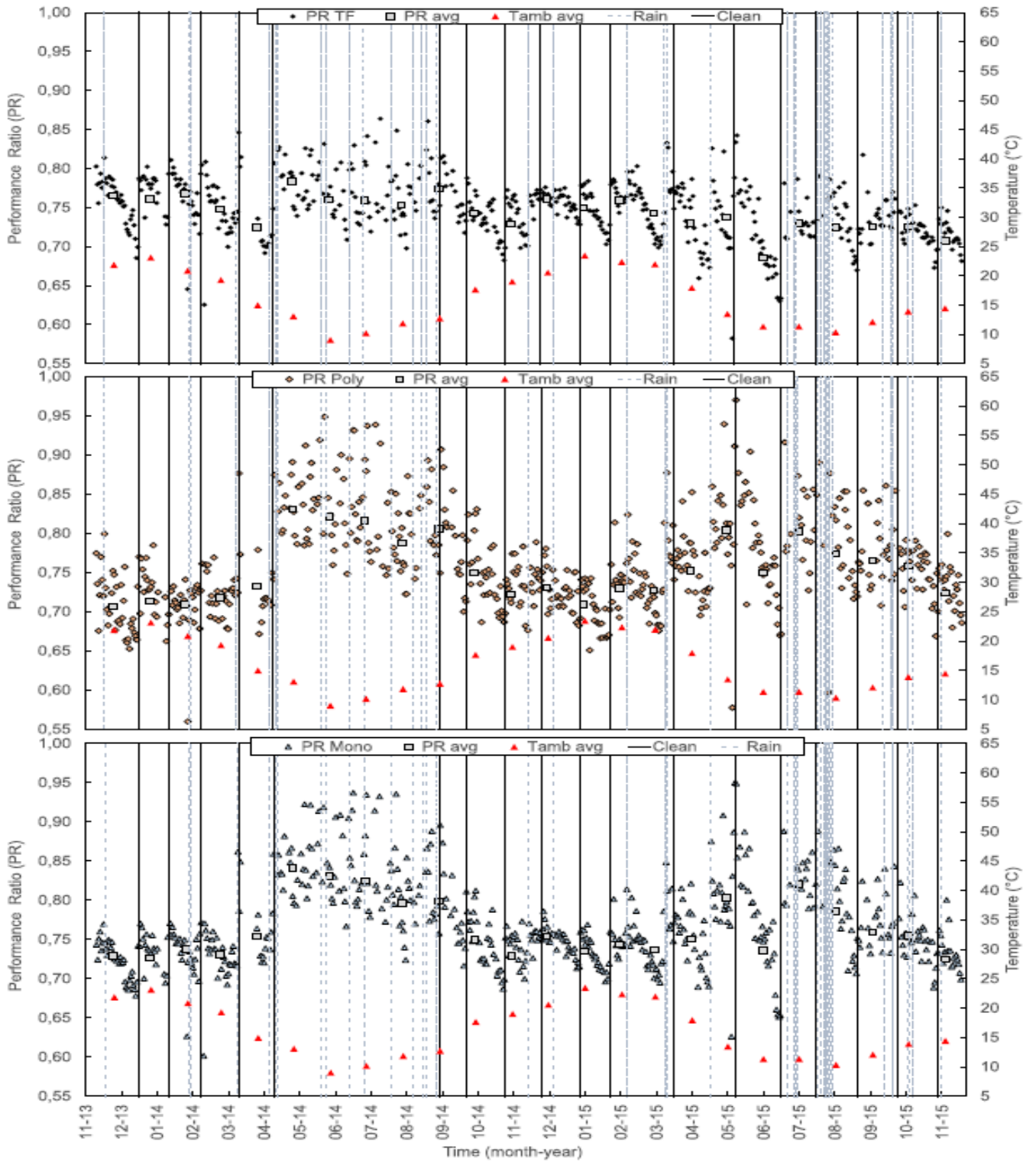


Figura 48: Performance ratio para las 3 tecnologías (mono, poly y cf)

Fuente (Urrejola, E.; et al, 2016)

Una estación meteorológica se instaló junto al sistema FV, para medir la dirección y velocidad del viento, temperatura, lluvia, humedad relativa, irradiación directa normal, difusa y global.

Para simular los beneficios de un proceso de limpieza industrial, los sistemas fotovoltaicos se limpiaron secuencialmente. De manera similar, los eventos de lluvia se registraron durante un periodo de 18 meses.

Para las 3 tecnologías se muestra los resultados de rendimiento PR (ver figura 48) y del PR corregido (ver figura 49), la cual muestra la pérdida de rendimiento por soiling. Como se observa en la figura 48, las líneas punteadas en azul son las lluvias a más de 0,3 mm, lo que claramente realiza un efecto limpiante. Los valores superiores a 1 son posibles en intervalos cortos de tiempo debido a cuando se tiene alta irradiación y baja temperatura, que en este caso no se presentaron.

Otro punto a comentar, que el PR tiene una fuerte dependencia a la temperatura del panel, no así en PR corregido. La variabilidad de PR corregido se redujo en comparación con PR, dando un aplanamiento a los valores extremos (Urrejola, E.; et al, 2016).

Los resultados de la figura 48, muestran que especialmente en las estaciones de invierno, la lluvia fue eficaz en Santiago para la limpieza de los paneles solares. Durante el invierno de 2014, con muchos días de lluvia bien distribuidos, no se pudo apreciar la suciedad en el rendimiento del PR. Sin embargo, en el invierno de 2015, con períodos de lluvia más separados en el tiempo, se pudieron observar fuertes pérdidas de rendimiento debido al soiling.

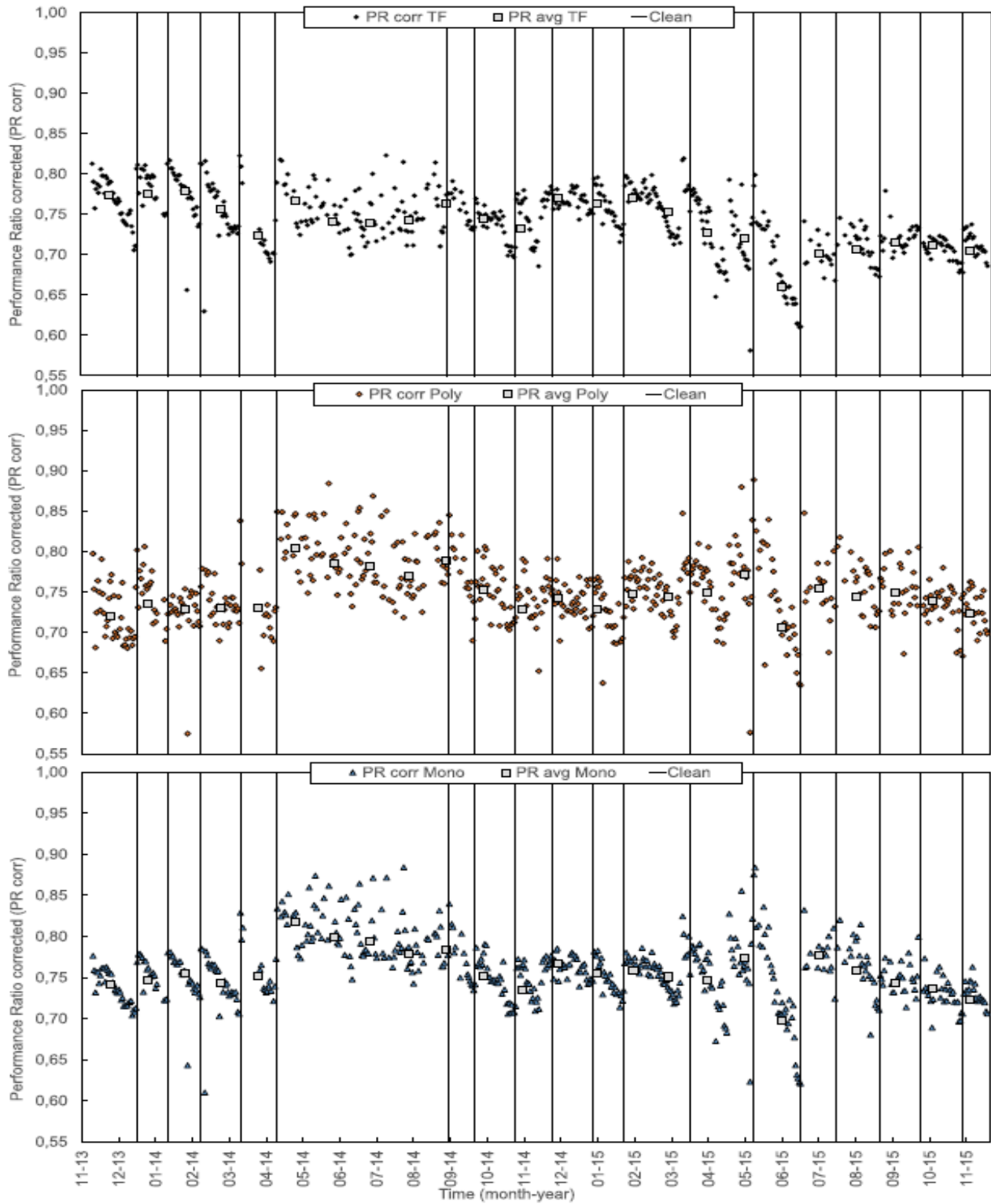


Figura 49: Performance ratio corregido para las 3 tecnologías (mono, poly y cf)

Fuente (Urrejola, E.; et al, 2016)

En la tabla 3, se muestra un resumen global por tecnología de la diferencia de pérdida anual (años 2014 y 2015) producto del soiling presentada en el artículo, lo que cabe considerar que la tecnología FV policristalina es la menos afectada por el soiling anual (Urrejola, E.; et al, 2016).

Además, en el artículo se indica que el rango de pérdida diario por soiling está dentro del rango -0,13% y -0,56% por la alta polución en Santiago.

Tabla 3: Resumen global por tecnología, Laboratorio UC

Año	Tecnología		
	<i>CF</i>	<i>Poly</i>	<i>Mono</i>
2014	75,31 ± 1,86	75,49 ± 2,96	76,66 ± 2,68
2015	72,54 ± 2,14	74,20 ± 3,04	74,92 ± 2,95
<i>Diferencia</i>	2,77	1,29	1,74

Fuente (Urrejola, E.; et al, 2016)

5.3. Conclusiones a los casos de estudio por pérdidas de ensuciamiento (soiling)

En los capítulos anteriores, se han presentado distintos casos de estudio en varios puntos del mundo y de Chile, los cuales si bien son realizados en distintos lugares, tienen comportamientos similares que se describirán a continuación:

- Los módulos FV que presentan algún tipo de suciedad (soiling) tienen una disminución en su corriente de corto circuito (I_{sc}), y por ende en su corriente de punto máxima de potencia (I_{mp}). Además el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) permanece constante y existe una deformación en la curva I-V.
- La disminución de corriente (I_{sc}) no es directamente proporcional a la disminución de potencia en el punto óptimo (P_{mp}).
- Como se observó en los estudios anteriores, hay diferentes formas de medir la pérdida por soiling, como por ej. Transmitancia, relaciones de PRs, relaciones de I_{sc} , eficiencia con respecto a la ganancia de irradiancia, etc, pero todos ellos describen una tendencia rectilínea (pendiente).
- El efecto del rocío actúa como efecto auto limpiante cuando en los módulos FV se tiene bajas cantidades de soiling.
- El estudio de Ferrada P. et al, confirma que a distintos emplazamientos de la instalación FV se tienen distintas composiciones del mismo polvo. Por lo que confirma lo que se ha dicho en estudios anteriores, que la pérdida de soiling varía según el lugar que se encuentra emplazada la instalación fotovoltaica, por lo que no se puede generalizar un solo estudio de soiling para diferentes lugares. El estudio de soiling, es para un punto específico, y se debe tratar de forma particular, va de acorde a la temporalidad que se esté analizando, por ejemplo en verano, habrá más

ensuciamiento porque es más seco que en el invierno, por lo que se necesitará limpiar más, en cambio en el invierno no habrá que limpiar mucho por las lluvias que habrán, pero habrá una menor irradiación, por ende una menor generación de electricidad hacia la red.

En resumen se tienen diferentes tasas de soiling para distintos lugares, y también se comprueba que para un mismo lugar presentará tasas desiguales por los factores indicados en los puntos anteriores. En consecuencia al realizar estos estudios de diferentes formas como hemos visto, todos ellos llegan a una misma conclusión, que el polvo afecta el rendimiento de los módulos solares y es un problema que preocupa la operación y mantención de las plantas fotovoltaicas y está vigente, es por ello y dada la gran explosión que se viene para el uso residencial, es que se va a estudiar el comportamiento del soiling en un sitio particular residencial de la región metropolitana y se analizará su costo monetario de este efecto.

6. IMPLEMENTACIÓN DEL LABORATORIO RESIDENCIAL

6.1. Ubicación del sistema FV y perfiles de radiación solar

El emplazamiento del sistema FV de prueba se instalará en una zona residencial ubicada en la comuna de Pudahuel. En la figura 50, se muestra la ubicación obtenida de Google Maps (Latitud: -33,45; Longitud: -70,84 y altura de 500 msnm²).



Figura 50: Ubicación Laboratorio FV residencial

Fuente Elaboración propia

En la figura 51, se observa un mapa topográfico del entorno del Laboratorio residencial obtenidos del Explorador Solar de la Universidad de Chile, los cuales se visualiza que se encuentra emplazado dentro de un barrio residencial al frente de un cerro (ubicado al sur de la instalación FV) en el barrio de Ciudad de los Valles. Debido al lugar del sistema que se seleccionó, este no tendrá sombras producidas por edificios y/o casas que se encuentren en su cercanía.

² msnm: metros sobre el nivel del mar

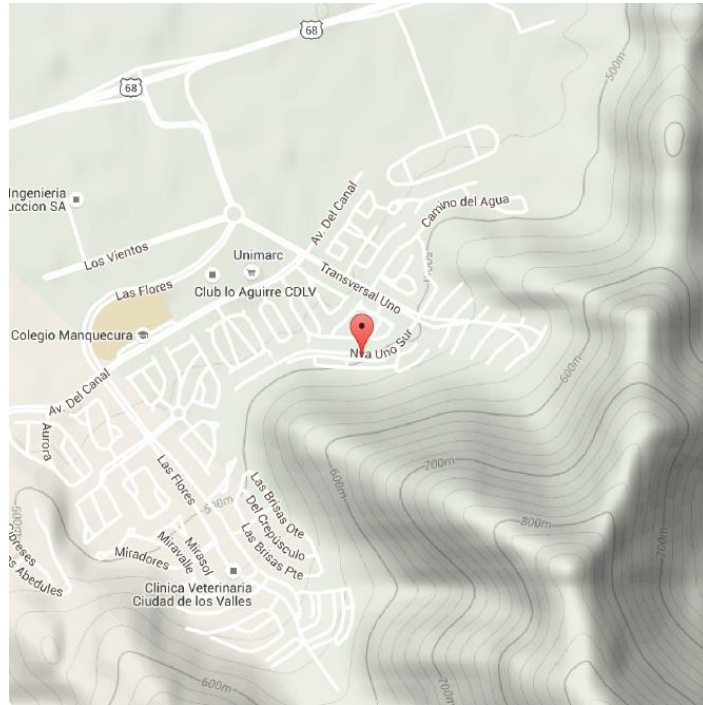


Figura 51: Mapa Topográfico de la ubicación del Laboratorio residencial

Fuente Elaboración propia

Consideraciones del diseño del Laboratorio:

- Orientación: Se instalará el sistema FV con orientación al norte (0°), anclaje fijo y sin seguimiento.
- Inclinación: Se instalará para una inclinación de 30° , para aprovechar una mayor irradiación solar.

Con la información del Explorador Solar de la Universidad de Chile, se obtienen datos de los años 2004 a 2016 de irradiación anual en sus tres componentes (Global, Normal y Difusa) y datos meteorológicos del lugar, que se mostrarán a continuación:

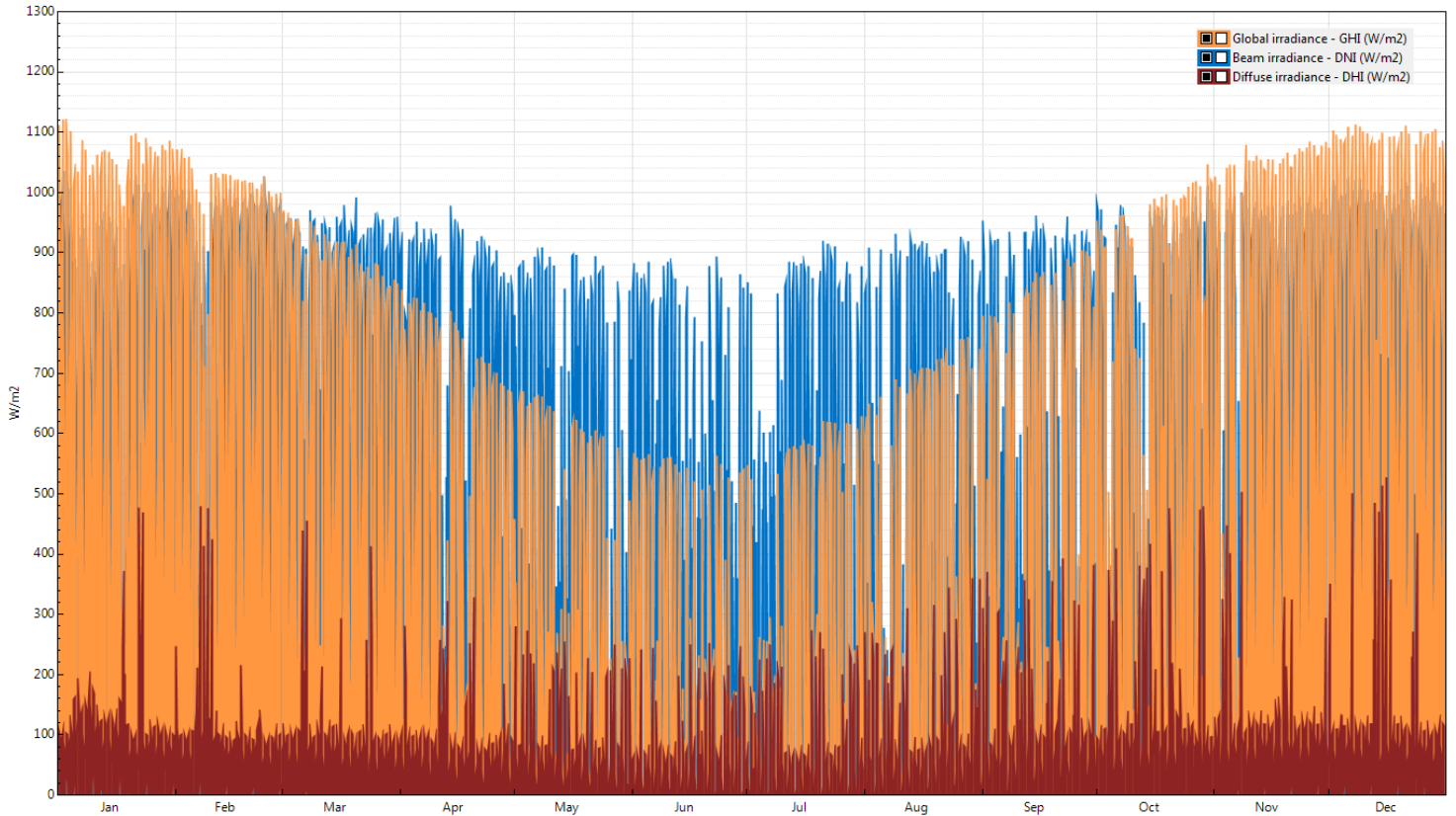


Figura 52: Irradiación de GHI, DNI y DHI en W/m2

Fuente Elaboración propia

En la figura 52 se muestran las irradiaciones en horas promedio para cada una de las tres componentes, como es de esperar en los meses de invierno tenemos una menor irradiación.

Con respecto a la irradiación directa normal, si la representamos en un mapa de las horas al día que hay mayor irradiación (ver figura 53), se observa que las horas picks a medir son entre las 12:00 a 16:00 hrs. Esto se aprecia mejor cuando se muestra el mapa de irradiación de la componente GHI, (ver figura 54).

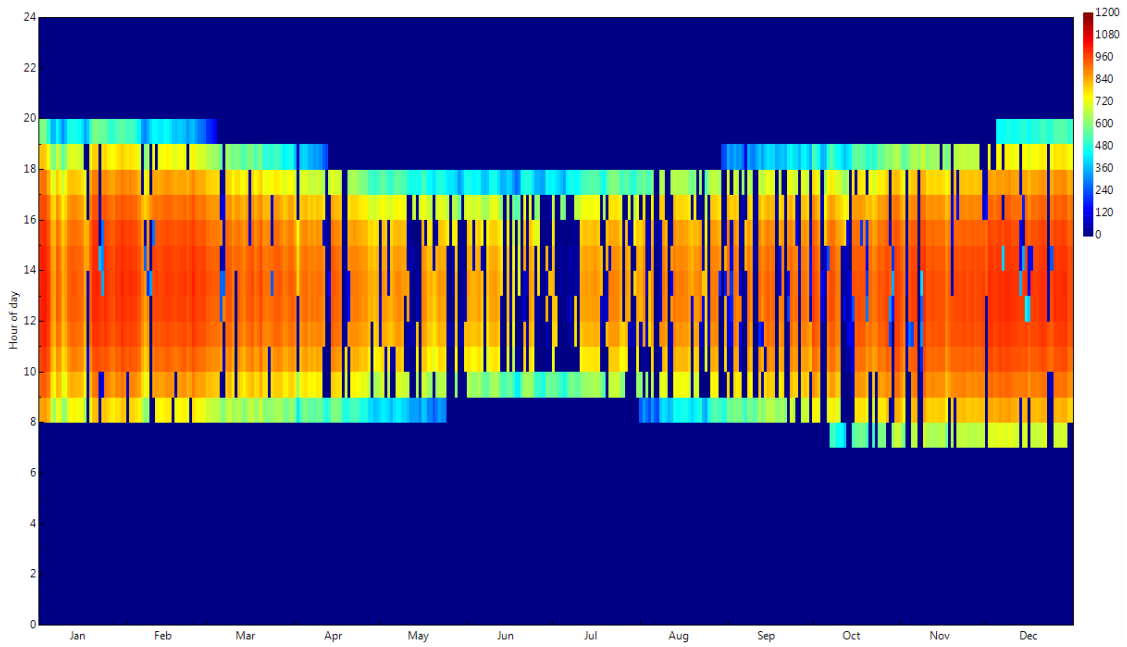


Figura 53: Mapa de Irradiación de DNI [W/m^2] en horas al día

Fuente Elaboración propia

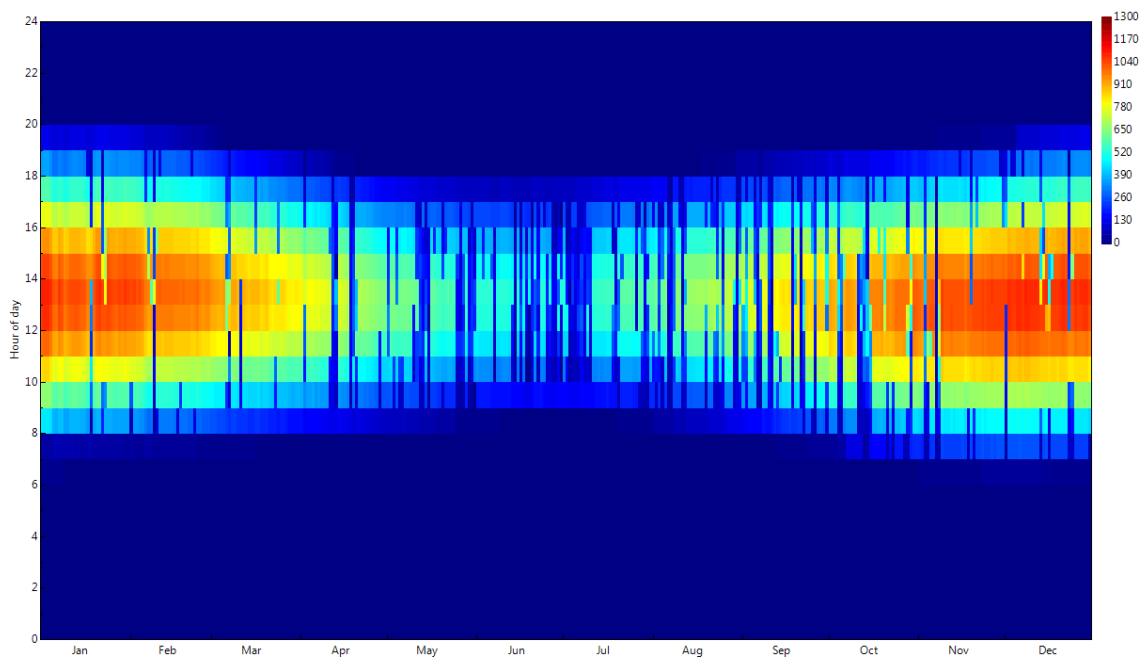


Figura 54: Mapa de Irradiación de GHI [W/m^2] en horas al día

Fuente Elaboración propia

Para las temperaturas del sector que se encuentra emplazado, se comparan las temperaturas en seco³ (dry bulb temperatura) y cuando se encuentra húmedo (wet buld temperatura), que se muestra en la figura 55.

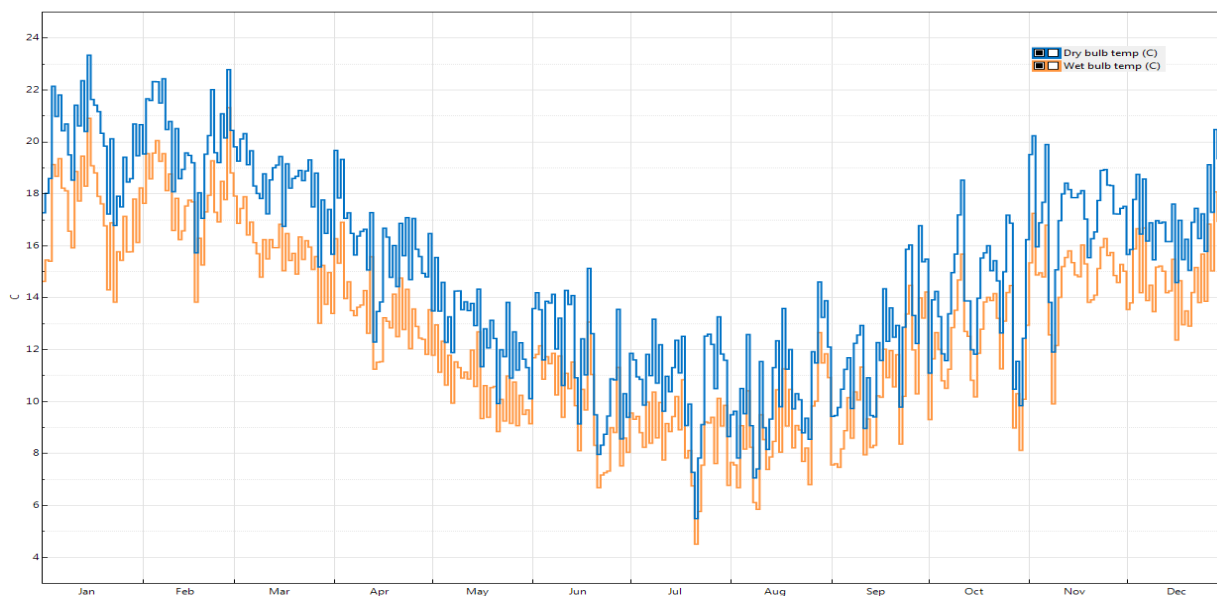


Figura 55: Temperaturas en seco y húmedo del Laboratorio residencial

Fuente Elaboración propia

Estas temperaturas ambientales, se encuentran en promedio anual de 15 °C y están graficadas a partir de datos obtenidos diariamente.

Con respecto a la humedad relativa, se muestra en la figura 56, que es variada a lo largo del año de 44% a 100%, con una media de 80% de humedad, con mayor presencia en los meses de invierno. Recordar que estos datos son obtenidos del Explorador Solar de la Universidad de Chile desde el 2004 al 2016 y no significa que se tendrá este mismo comportamiento para el presente estudio y año.

³ Conociendo la temperatura del bulbo seco (temperatura normal) y la temperatura del bulbo húmedo se puede conocer las condiciones ambientales de humedad. Esto se logra, con la ecuación psicrométrica que se obtiene de un balance de energía entre la energía ocupada en la evaporación y la energía extraída al enfriar la masa de aire en el entorno del bulbo húmedo.

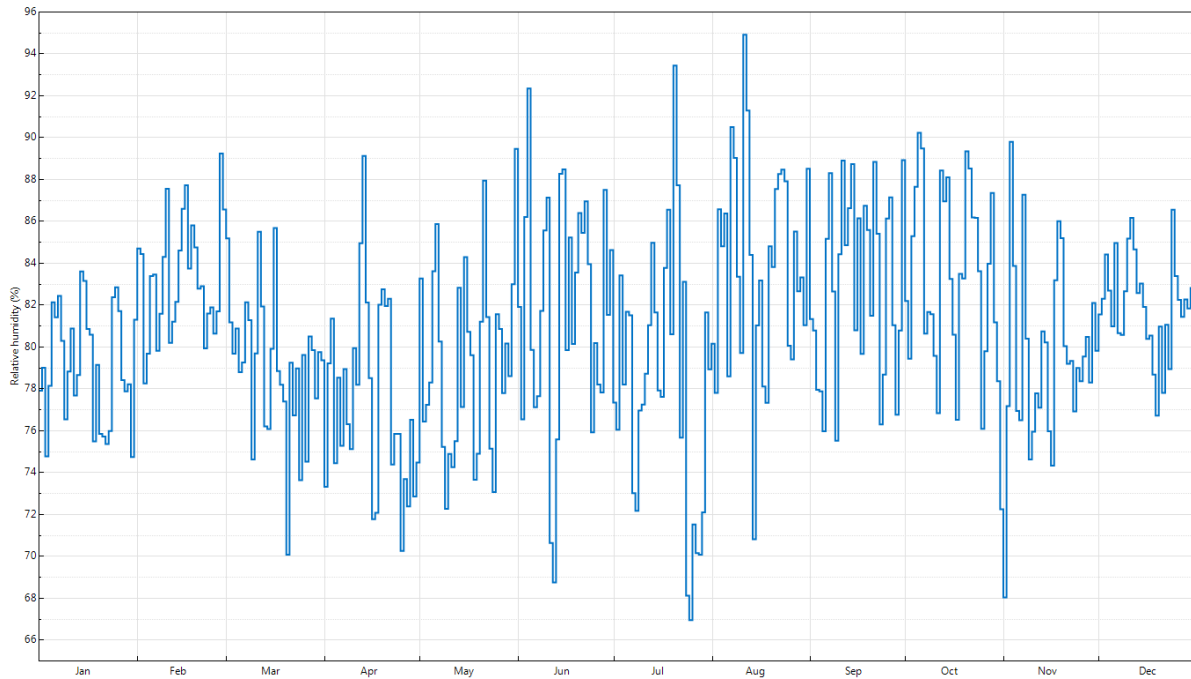


Figura 56: Porcentaje de humedad relativa por día del Laboratorio residencial

Fuente Elaboración propia

Con respecto a la velocidad del viento interviene en el enfriamiento de las celdas fotovoltaicas, y por lo tanto en su eficiencia, además puede afectar la integridad del montaje de los paneles. Las estimaciones de viento presentadas en la figura 57, se derivan de los resultados del Explorador Eólico para una altura de 5 metros.

Los datos del Explorador Eólico se basan en las simulaciones hechas con el modelo meteorológico WRF⁴ a 1 km de resolución. El promedio anual de la velocidad del viento en el sitio es de 2,3 m/s, llegando a máximas diarias de 9,9 m/s.

⁴ El modelo Weather Research and Forecasting (WRF) es un sistema de cálculo numérico para simulación atmosférica, diseñado para satisfacer las necesidades tanto de investigación como de predicción atmosféricas.

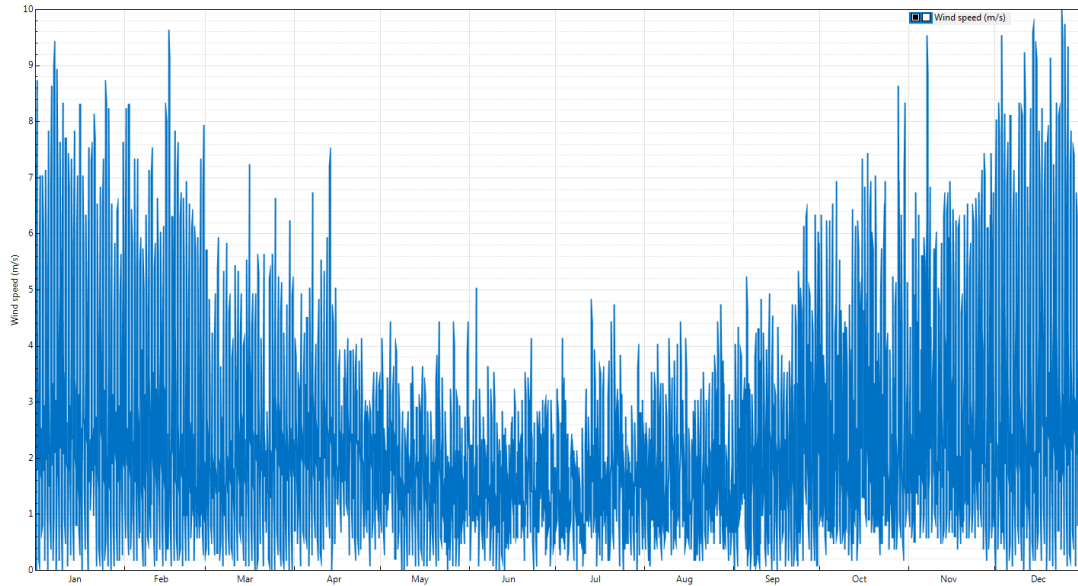


Figura 57: Velocidad del viento por hora del Laboratorio residencial

Fuente Elaboración propia

La nubosidad es el componente de la atmósfera que remueve la mayor cantidad de radiación incidente. A partir de las imágenes del satélite geostacionario GOES se ha calculado la frecuencia de nubosidad para cada hora y mes. En la figura 58, se muestra la variabilidad de la nubosidad a lo largo del año.

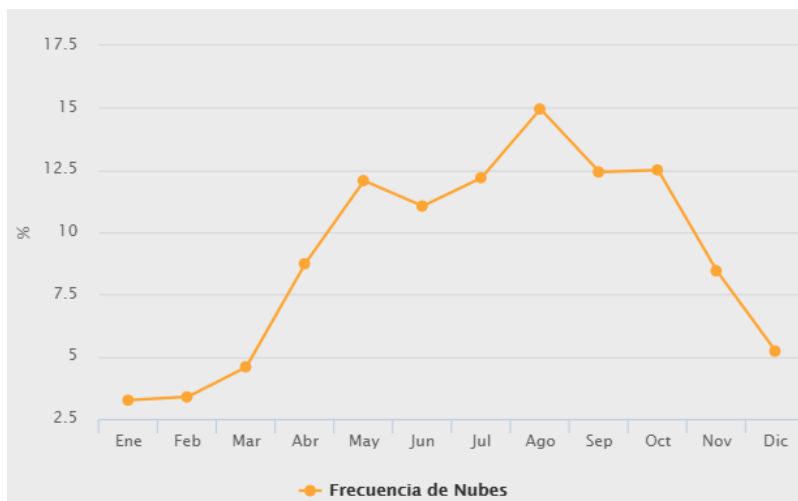


Figura 58: Frecuencia de nubosidad del Laboratorio residencial

Fuente Explorador Solar de la Universidad de Chile

6.2. Metodología e instrumentos a utilizar para el desarrollo de las pruebas

El estudio comprende entregar información respecto a los efectos del polvo en el rendimiento de los paneles solares situados en la región metropolitana. Para esto se desarrollará un laboratorio residencial, que comprende realizar monitoreo a un módulo solar limpio y a otro sucio. El objetivo es cuantificar las pérdidas causadas por la acumulación de polvo en la superficie de los módulos fotovoltaicos evaluándolo con relación característica de corriente y voltaje (I-V).

6.2.1. Módulos FV para el Laboratorio

Se dispondrá de dos paneles fotovoltaicos idénticos entre sí, instalados en el techo de una vivienda en la comuna de Pudahuel, Ciudad de los Valles. Estos módulos serán marca Kuhn, los cuales se encuentran certificados por la SEC, modelo PS-160MJ de 160Wp de 36 celdas monocristalinas. En la tabla 4, se muestra sus principales características, para mayor información se adjunta datasheet en los anexos.

Tabla 4: Principales parámetros de los módulos, Laboratorio residencial

Module type	PS-160MJ
Pm(W)	160W
Cell Dimension (mm)	156
Vm(V)	18,5
Im(A)	8,51
Voc(V)	22,9
Isc(A)	8,94
Temperature coefficients of Isc (%)	+0.1%/°C
Temperature coefficients of Voc (%)	-0.38%/°C
Temperature coefficients of Pm (%)	-0.47%/°C
Temperature coefficients of Im (%)	+0.1%/°C
Temperature coefficients of Vm (%)	-0.38%/°C
Temperature Range	-40°C---85°C
Tolerance Wattage (e.g. +/-5%)	± 3%

Junction Box Type	PPO, black
Cell Efficiency (%)	≥ 18.5%
Glass	High transmissivity low-iron 3.2 mm toughened glass
Standard Test Conditions	AM1.5 1000 W/m2 25°C
Guarantee of power	90% power for 12years, 80% power for 25years
FF (%)	≥73.3%
Module Net Weight	12.0(kg)
Module Size (MM)	1480*670*35

Fuente Elaboración propia

Se puede apreciar que son paneles que presentan una alta eficiencia mayor a 18,5%. Además el fabricante solo asegura su potencia nominal al 90% hasta los 12 años, después el 80% por 25 años, esto es debido a la degradación que se tiene debido al material silicio que está construido y del propio marco y encapsulado que posee el módulo.

Como se mencionó en el capítulo anterior, estos módulos se instalarán en la misma orientación e inclinación, como se muestra en la figura 59.



Figura 59: Módulos FV mono-si del Laboratorio residencial

Fuente Elaboración propia

6.2.2. Instrumento trazador de curvas I-V

Para nuestro estudio se utilizará el trazador de curvas I-V llamado TRI-KA. El cual posee un sistema de medición del ambiente llamado TRI-SEN. Con el sistema se pueden realizar las siguientes mediciones por cada instrumento, los cuales se muestra en la figura 60.

TRI-KA

- Tensión de circuito abierto U_{OC}
- Corriente de cortocircuito I_{SC}
- Diagrama de curvas características I/U
- Tensión MPP U_{MPP}
- Corriente MPP I_{MPP}
- Potencia MPP P_{MPP}
- Curva característica STC
- Valores STC
- Factor de plenitud
- Curva característica ideal del fabricante de paneles

TRI-SEN

- Radiación global al nivel de los paneles
- Temperatura de celdas
- Ángulo de inclinación del sensor



Figura 60: Trazador de Curvas I-V

Fuente Elaboración propia

En la tabla 5, se muestra las especificaciones técnicas de cada instrumento.

Cabe decir que la calibración del instrumento está garantizada por 2 años, después de ese tiempo, se debe volver a calibrar con el proveedor.

Para realizar las mediciones, en el manual del instrumento se indica una serie de pasos que se describirán en un resumen a continuación:

Tabla 5: Especificaciones técnicas del trazador de curvas I-V

Model	TRI-KA	TRI-SEN
Scope of applications	Monitoring	Monitoring
Measuring	I/U characteristic curve, short-circuit current, open-circuit voltage, MPP current, MPP voltage	Global irradiation, module temperature, angle of inclination
Voltage measuring range	1.0 - 1000 V ($\pm 1\%$) ($U_{oc} > 5\text{ V}$)	-
Current measuring range	0.1 - 15.0 A ($\pm 1\%$)	-
Temperature measuring range	-	0 - 100 °C ($\pm 3\%$ in relation to a black body)
Irradiation measuring range	-	100 - 1200 W/m ² ($\pm 5\%$)
Measuring connection	Measuring cable	Non-contact measurement
Characteristic curve measuring duration	15 - 30 seconds	-
Save slots for measured curves	Depending on size of SD memory card (> 1000 measured curves with 1 GB)	-
Reference cells	-	1 x monocrystalline cell, 1 x polycrystalline cell
Display	3.2 inch colour LCD touch screen (240 x 320 pixels, RGB)	B/W LC display (2-line, 16 characters)
Power supply	Lithium polymer accumulator, run-time app. 8 hours	Lithium polymer accumulator, run-time app. 8 hours
Auto power-off	Adjustable (1 - 15 minutes)	-
Interface	2 measuring cables to PV string, wireless connection to TRI-SEN, SD/SDHC memory card for PC	Wireless connection to TRI-KA
Ambient temperature	0 to +50 °C	0 to +60 °C
Protection mode	IP20	IP20
Insulation	Protection class II	-
Measuring category	CAT II 1000 V, CAT III 600 V	-
Dimensions (L / W / H)	210 mm / 105 mm / 41 mm	160 mm / 82 mm / 41 mm
Weight	500 g	200 g
Warranty	2 years	2 years
Norms	EN 61010-1, EN 61010-2-030, EN 61010-031, CE mark	EN 61010-1, CE mark

Fuente Elaboración propia

1. Se debe instalar el soporte del instrumento TRI-SEN en el panel, para que tenga la misma posición del sistema fotovoltaico (*POA, Plane Of Array*), con esto se obtendrá la misma irradiación de los módulos a medir.
2. Con el mismo instrumento TRI-SEN se debe medir la temperatura de las celdas del panel FV. Se recomienda por lo menos 5 veces en varios puntos del módulo.

3. Se monta el instrumento TRI-SEN en el soporte, para que comience a medir el ángulo de inclinación y la irradiación global (POA) al cual está sujeto el sistema FV.
4. Se comienza a medir con el instrumento TRI-KA la tensión de circuito abierto (V_{oc}) y la corriente de cortocircuito (I_{sc}) se determina la curva característica I-V del sistema de prueba. En ese instante el instrumento TRI-SEN le comienza a dar en forma inalámbrica los datos de temperatura, inclinación e irradiación al instrumento TRI-KA.

Cabe decir que solo se utilizaran el trazador de curvas I-V para realizar la medición de soiling y registros de irradiación, temperatura y potencia de los módulos. No habrá inversores, dataloggers, ni otros instrumentos de medición (como por ej. piranómetros⁵), por el alto costo que poseen. En la figura 61, se muestra el Laboratorio residencial.



Figura 61: Laboratorio residencial con instrumento de curva I-V

Fuente Elaboración propia

⁵ Piranómetro: es un instrumento utilizado para medir con alta precisión la irradiación solar incidente sobre la superficie de la Tierra.

6.2.3. Objetivos del Laboratorio residencial

1. Medir la relación característica de corriente y voltaje (I-V) a 2 módulos FV usando un instrumento I-V Tracer.
2. Entender como la radiación solar y la temperatura de la celda afecta la potencia eléctrica de salida de un módulo FV.
3. Estimar la pérdida semanal por soiling on-site, determinación de las tasas de ensuciamiento y frecuencia de limpieza.

6.2.4. Metodología de desarrollo de las pruebas

Para determinar el porcentaje de pérdida de captación de irradiación como consecuencia de la suciedad acumulada sobre los paneles de la instalación fotovoltaica, se realizarán las siguientes actividades previas:

1. Una vez ya instalada la maqueta, se dejará un periodo de ensuciamiento a uno de los dos módulos FV, un total de dos meses y diez días comenzando desde el 29 de Junio hasta el 10 de Septiembre del 2017. Esto corresponde un tiempo total de 73 días de prueba.
2. La ejecución de la limpieza de uno de los paneles será cada 1 semana, realizándose unas 2 hrs antes de la medición, para no provocar diferencias de temperaturas entre cada panel y así evitar posibles modificaciones en la irradiación y sobre todo en el voltaje. El otro panel FV se dejará sucio.
3. Se realizará mediciones de curva I-V a cada panel fotovoltaico cada una semana, de preferencia los días domingos de las 12:00 a 16:00 hrs, debido a la alta irradiación

que se tiene en el día según la figura 54. con esto se realiza la siguiente planificación de mediciones:

Tabla 6: Mediciones (planificación), Laboratorio residencial

Fecha	Mediciones
02-07-2017	1° Medición
09-07-2017	2° Medición
16-07-2017	3° Medición
23-07-2017	4° Medición
30-07-2017	5° Medición
06-08-2017	6° Medición
13-08-2017	7° Medición
20-08-2017	8° Medición
27-08-2017	9° Medición
03-09-2017	10° Medición
10-09-2017	11° Medición

Fuente Elaboración propia

4. Durante toda la medición deberán ser constantes las condiciones meteorológicas. En caso de fuertes cambios climáticos no serán de gran valor informativo los resultados de medición de las curvas características. Se dejará esta medición catalogada como MNS (Medida No Significativa).
5. La norma EN 61829 (medición de las curvas características de corriente y voltaje en el lugar de empleo) prescribe una radiación mínima de 700 W/m² para obtener resultados de gran valor informativo. Cuanto mayor sea la irradiación, la medición de curvas características será más precisa. Las mediciones a realizar se harán tomando irradiación en lo posible mayor a 700 W/m², y con una temperatura ambiente mayor a 10 °C. Si la medición es bajo los 700 W/m² de irradiación se catalogará como Medición OK con baja Irradiación (MOI).

6. Se realizarán mediciones a cada panel por separado, debido a que solo se tiene un analizador de curva I-V, tratando en lo posible de obtener la misma irradiación a cada módulo FV, si esto no es posible debido a factores climáticos, la tolerancia que se dará será de $\pm 1\%$. Si varía más de este rango, como se mencionó en el punto 4, se dejará la medida como MNS (Medición No Significativa).
7. Si las mediciones se realizan con la tolerancia impuesta de irradiación $\pm 1\%$, para realizar la comparación y es mayor a 700 W/m^2 y por ende las condiciones climáticas, son constantes serán catalogadas como MO (Medición OK).
8. Se compararán semana a semana estas mediciones y sus diferencias, obteniendo la calidad de la curva I-V y sus parámetros para establecer las siguientes relaciones:

- *Isc Ratio*: Es la relación de la corriente de corto circuito “sucia” con respecto a la “limpia”, medida en cada módulo FV. Se calculará de la siguiente manera:

$$Isc \text{ Ratio } \% = \left(\frac{Isc (FV \text{ sucio})}{Isc (FV \text{ limpio})} - 1 \right) * 100\%$$

- *Imedia Ratio*: Es la relación de la corriente promedio “sucia” con respecto a la “limpia”. Para entender mejor se explicará a continuación en la figura 62:

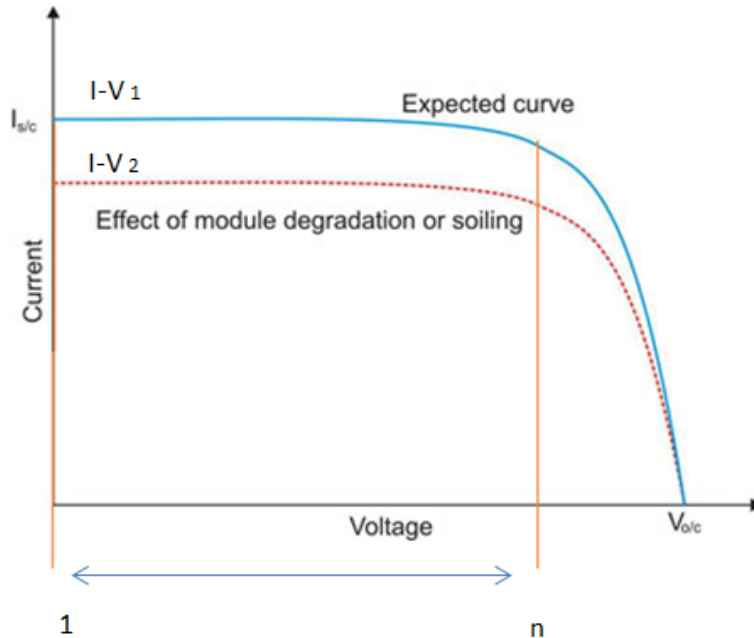


Figura 62: Corriente promedio (I_{media}) de cada Curva I-V

Fuente Elaboración propia

En la figura 62 se visualiza que para la curva 1 (limpia) y 2 (sucia) se tienen diferentes valores de corriente que van desde i hasta n . La corriente promedio (I_{media}) será el promedio de esos valores hasta un cierto voltaje de referencia. Este voltaje de referencia en donde se obtendrá el valor de la corriente n (I_n), será el mismo para cada curva a comparar, pero puede ser diferente para cada tipo de irradiación. La fórmula matemática se expresará de la siguiente manera:

$$I_{media} (FV \text{ limpio}) = \sum_{i=1}^n I_i \text{ limpio}, \text{ homologado para:}$$

$$I_{media} (FV \text{ sucio}) = \sum_{i=1}^n I_i \text{ sucio}.$$

Por lo que la relación queda de la siguiente manera:

$$Imedia\ Ratio\ \% = \left(\frac{Imedia\ (FV\ sucio)}{Imedia\ (FV\ limpio)} - 1 \right) * 100\%$$

6.3. Mediciones

A continuación se mostrará para cada medición las curvas I-V que se obtuvieron y los parámetros más importantes. Para cada día se tiene una fotografía del estado del panel FV sucio.

6.3.1. 1° Medición

- Fecha: 02 de Julio del 2017
- Clima: Despejado
- Días sin lluvia: 3
- Temperatura ambiente de medición: 17° C
- Temperatura Modulo: 48,6 °C
- Irradiación: 893 W/m²
- Isc Ratio: -0,43%
- Imedia Ratio: -0,50% (voltaje referencia: hasta 13 V)
- Clasificación: MO (Medición Ok)

En la figura 63 y 64 se muestra la curva I-V y su estado (apariencia) respectivamente de ambos paneles.

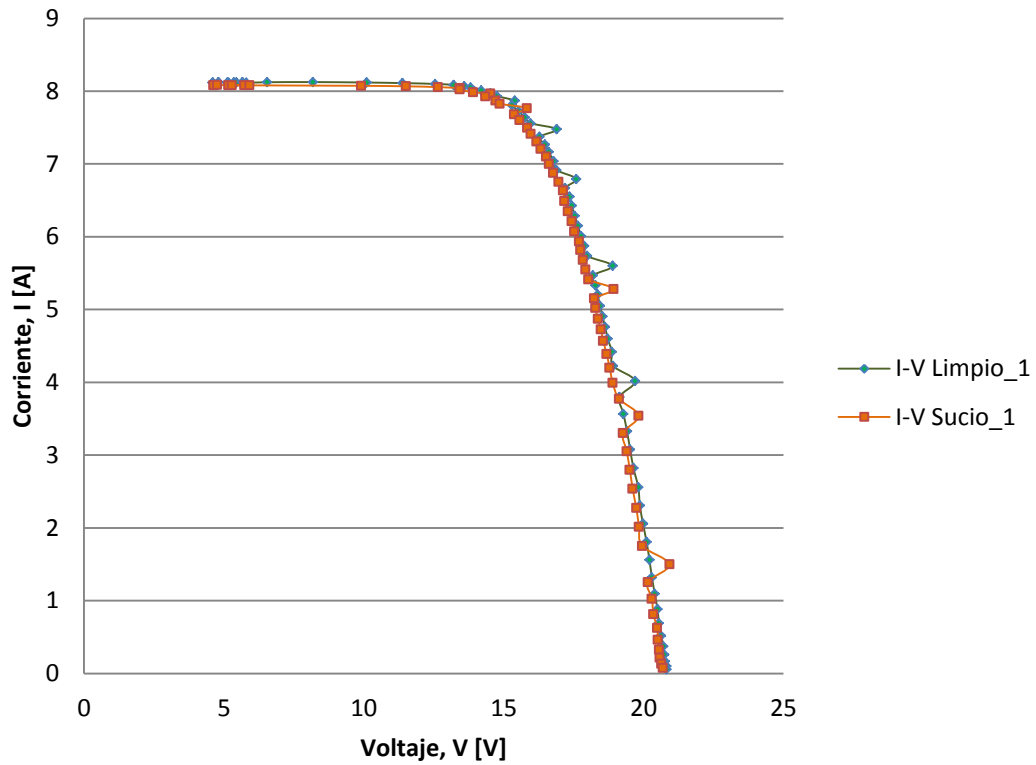


Figura 63: 1° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia



Figura 64: Fotografía 1° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

6.3.2. 2° Medición

- Fecha: 09 de Julio del 2017
- Clima: Nubes aisladas
- Días sin lluvia: 5
- Temperatura ambiente de medición: 10° C
- Irradiación: Variable
- Clasificación: MNS (Medida no significativa, debido a que el día estaba nublado, irradiación con mucha intermitencia).

6.3.3. 3° Medición

- Fecha: 16 de Julio del 2017
- Clima: Despejado
- Días sin lluvia: 1
- Temperatura ambiente de medición: 14° C
- Temperatura Modulo: 34,1 °C
- Irradiación: 872 W/m²
- Isc Ratio: -0,27%
- Imedia Ratio: -0,40% (voltaje referencia: hasta 15 V)
- Clasificación: MO (Medición Ok)

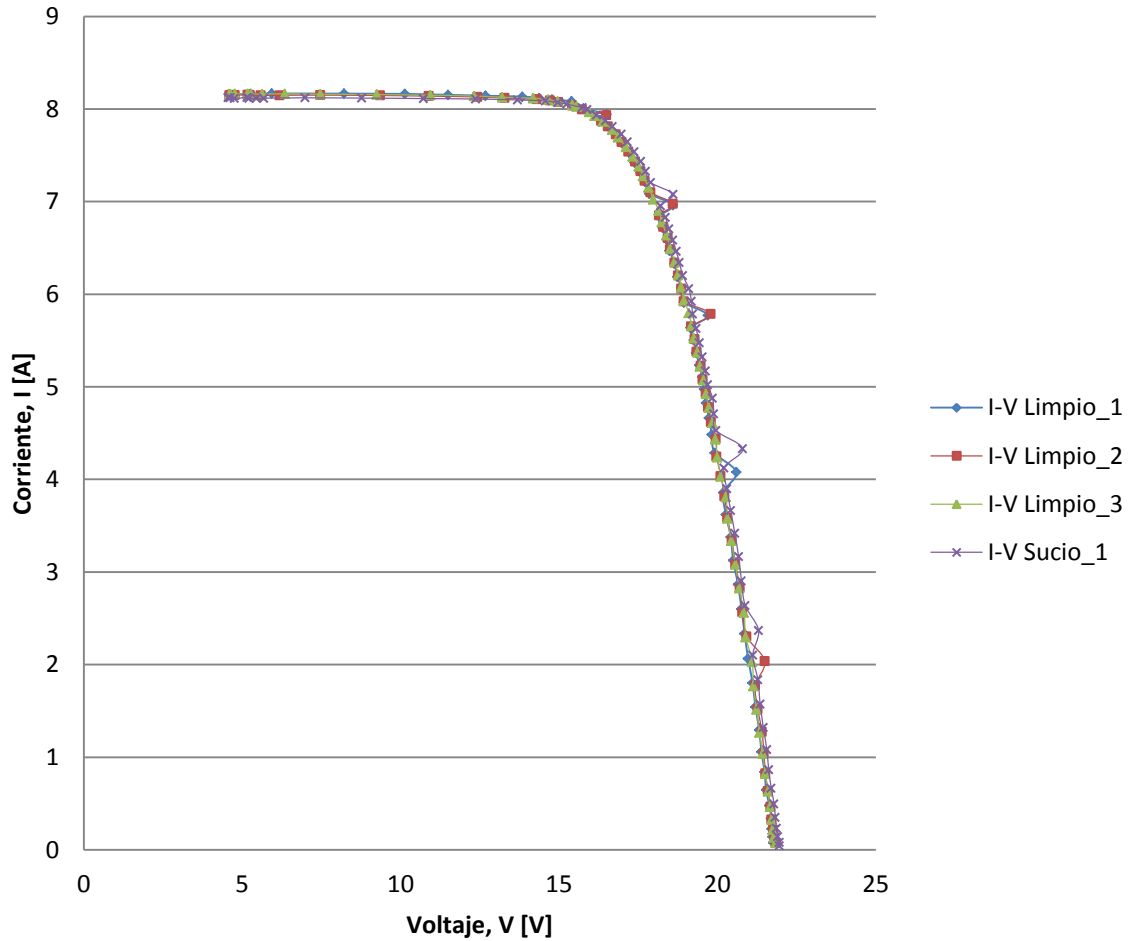


Figura 65: 3° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

En este caso no se mostrará una fotografía del módulo FV “sucio”, debido que es muy parecida a la figura 64. Existe un efecto de auto limpieza, ya que se tuvo 4 días de lluvias comenzando el 12 de Julio del 2017. Cabe decir que el día 14 de Julio, las lluvias fueron de aproximadamente de 10 mm en la zona que se encuentra emplazado, (ver figura 65).

6.3.4. 4° Medición

- Fecha: 23 de Julio del 2017
- Clima: Nublado intenso
- Días sin lluvia: 1
- Temperatura ambiente de medición: 10° C
- Temperatura Modulo: 19,9 °C
- Irradiación: 163 W/m2
- Isc Ratio: -1,25%
- Imedia Ratio: -0,75% (voltaje referencia: hasta 16 V)
- Clasificación: MOI (Medición OK con baja Irradiación, debido a que el instrumento asegura la medición con una irradiancia mayor a 700 W/m2).

Se puede visualizar en la figura 67, que aunque haya presencia de polvo, este es muy poco para dar una afectación a la curva I-V (sucio), mostrada en la figura 66.

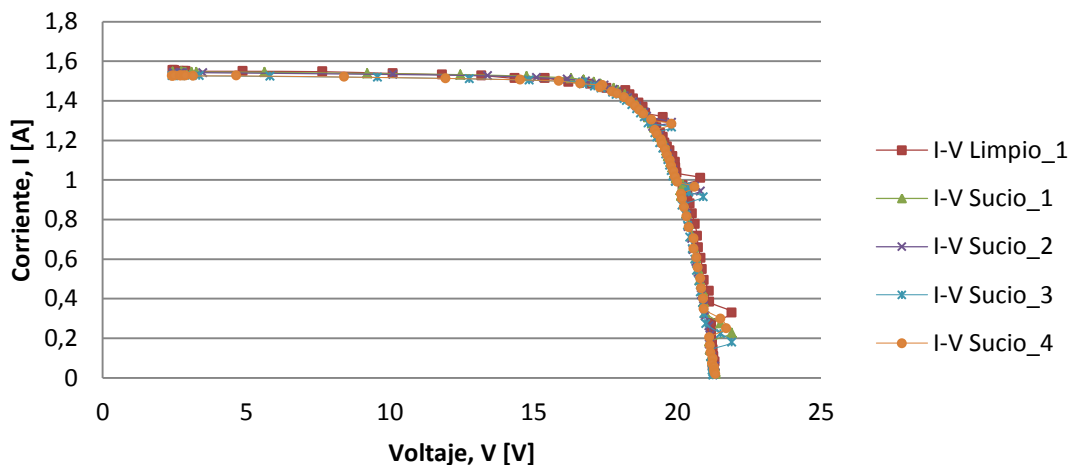


Figura 66: 4° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

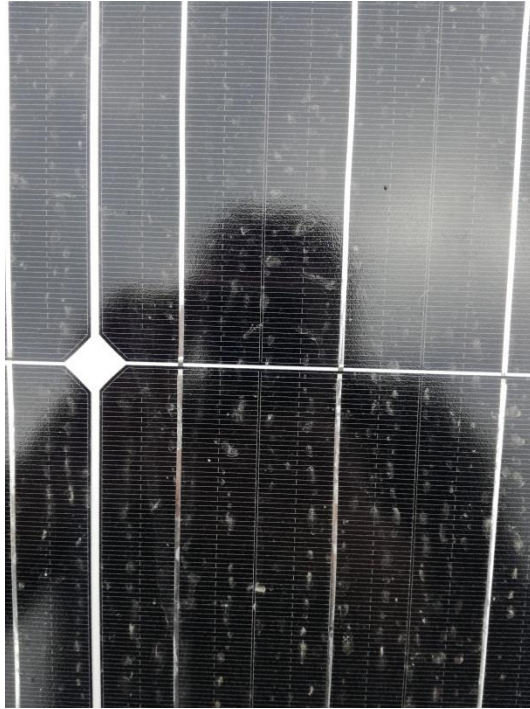


Figura 67: Fotografía 4° Medición - Panel FV Sucio

Fuente Elaboración propia

6.3.5. 5° Medición

- Fecha: 30 de Julio del 2017
- Clima: Nubes aisladas
- Días sin lluvia: 8
- Temperatura ambiente de medición: 14° C
- Irradiación: Variable
- Clasificación: MNS (Medida no significativa, debido a que el día estaba nublado, irradiación con mucha intermitencia).

En la figura 68, se puede notar los días sin lluvia (8 días) debido al polvo presente en el panel FV.

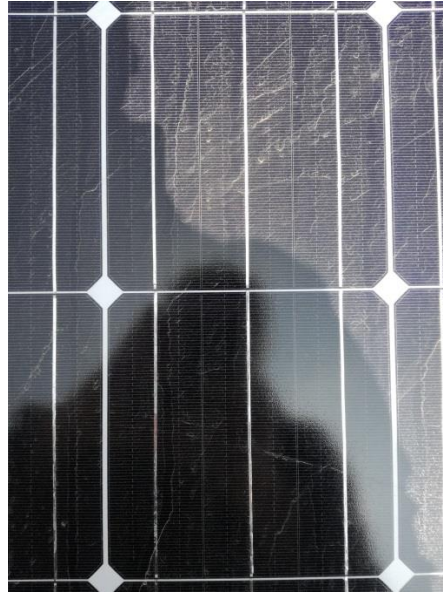


Figura 68: Fotografía 5° Medición - Paneles FV Sucio

Fuente Elaboración propia

6.3.6. 6° Medición

- Fecha: 06 de Agosto del 2017
- Clima: Despejado
- Días sin lluvia: 1
- Temperatura ambiente de medición: 14° C
- Temperatura Modulo: 44,9 °C
- Irradiación: 872 W/m²
- Isc Ratio: -1,23%
- Imedia Ratio: -1,55% (voltaje referencia: hasta 14 V)
- Clasificación: MO (Medición Ok)

En la figura 69 y 70 se muestra la curva I-V y su estado (apariciencia) respectivamente de ambos paneles, con un día de lluvia anterior a la medición de 0,6 mm de agua caída.

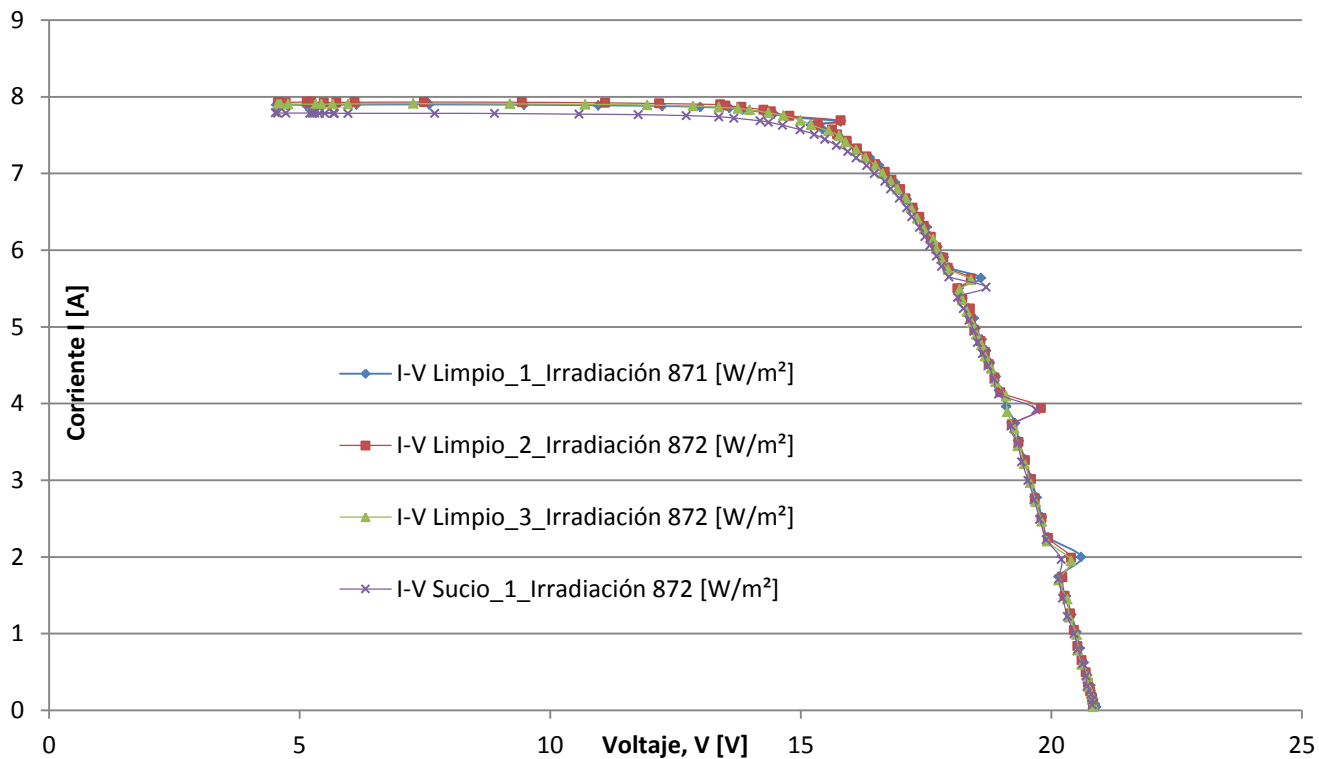


Figura 69: 6° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia



Figura 70: Fotografía 6° Medición - Paneles FV Sucio

Fuente Elaboración propia

6.3.7. 7° Medición

- Fecha: 13 de Agosto del 2017
- Clima: Nublado intenso
- Días sin lluvia: 1
- Temperatura ambiente de medición: 8° C
- Temperatura Modulo: 15,2 °C
- Irradiación: 163 W/m²
- Isc Ratio: 0,12%
- Imedia Ratio: 0,41% (voltaje referencia: hasta 17 V)
- Clasificación: MOI (Medición OK con baja Irradiación). Nótese que ambos ratios son positivos, (ver figura 71), esto es debido a que los tres días anteriores llovió más de 6 mm por día, el cual se nota claramente la limpieza del módulo FV “sucio”, (ver figura 72).

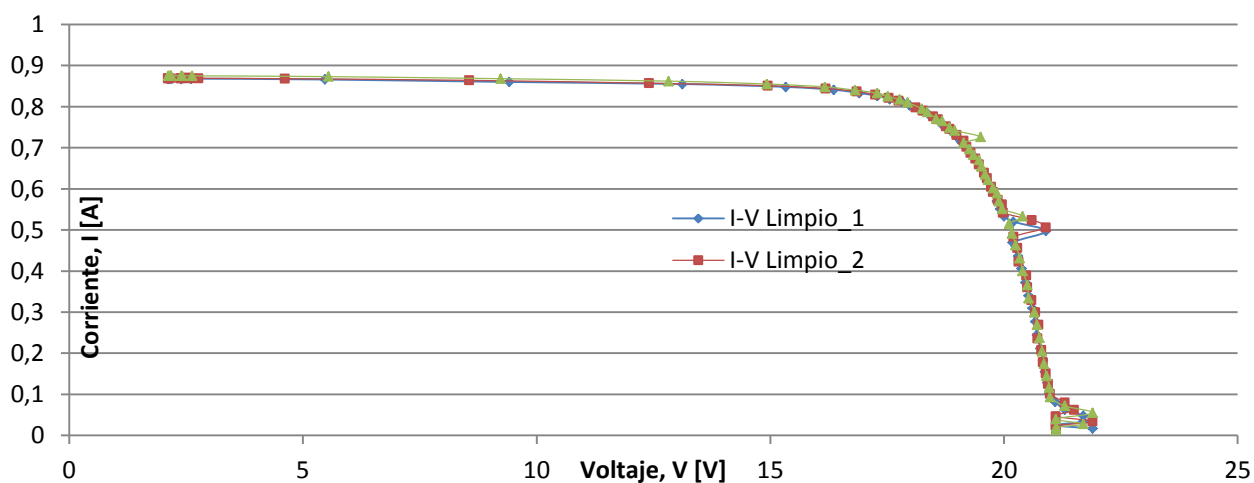


Figura 71: 7° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia



Figura 72: Fotografía 7° Medición - Paneles FV Sucio

Fuente Elaboración propia

6.3.8. 8° Medición

- Fecha: 20 de Agosto del 2017
- Clima: Despejado
- Días sin lluvia: 2
- Temperatura ambiente de medición: 15° C
- Temperatura Modulo: 50 °C
- Irradiación: 938 W/m²
- Isc Ratio: -0,55%
- Imedia Ratio: -0,72% (voltaje referencia: hasta 13 V)
- Clasificación: MO (Medición Ok)

En la figura 73 y 74 se muestra la curva I-V y su estado (aparición) respectivamente de ambos paneles, con un dos de lluvia anteriores a la medición de 11 mm de agua caída.

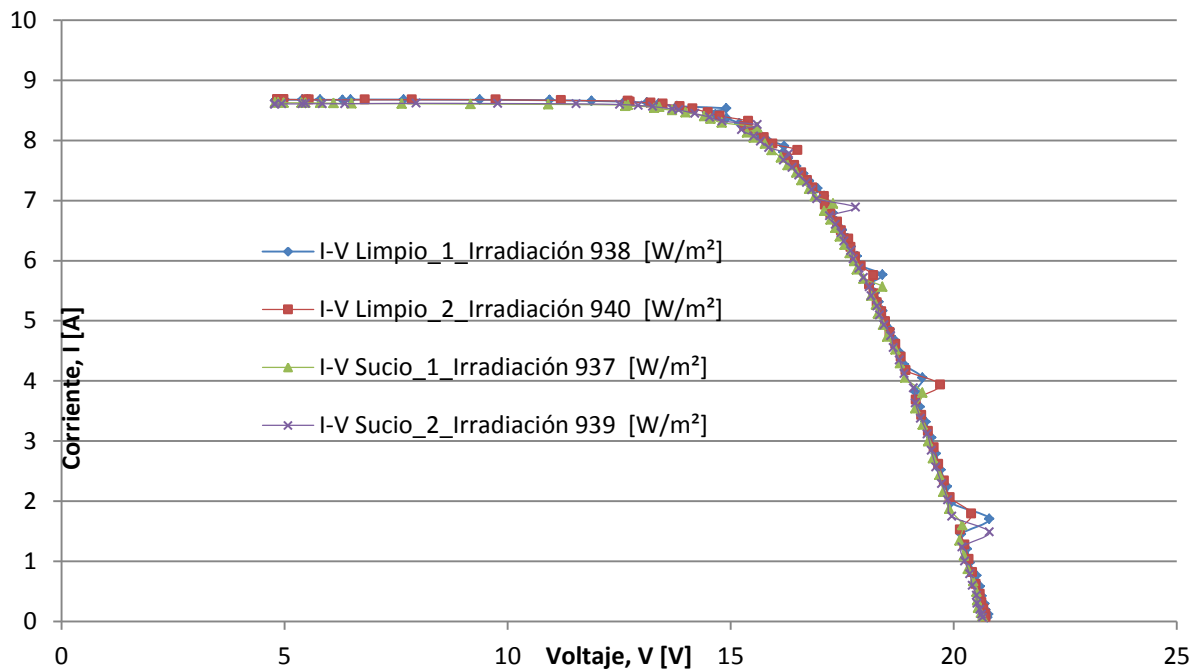


Figura 73: 8° Medición Curvas I-V – Paneles FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

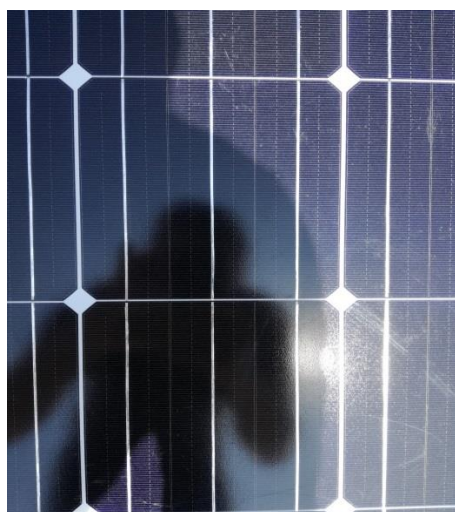


Figura 74: Fotografía 8° Medición - Paneles FV Sucio

Fuente Elaboración propia

6.3.9. 9° Medición

- Fecha: 27 de Agosto del 2017
- Clima: Nublado
- Días sin lluvia: 3
- Temperatura ambiente de medición: 13° C
- Irradiación: Variable
- Clasificación: MNS (Medida no significativa).

Dado que el módulo FV “sucio” presenta excremento de pájaros en dos zonas (ver figura 75 y 76) y por la alta variabilidad de la irradiación no se pueden realizar mediciones a comparar, solo se realiza 1 medición al módulo FV “sucio” para comprobar con la curva I-V si hay una afectación en algunas de sus celdas.



Figura 75: Fotografía (1) 9° Medición - Paneles FV Sucio

Fuente Elaboración propia

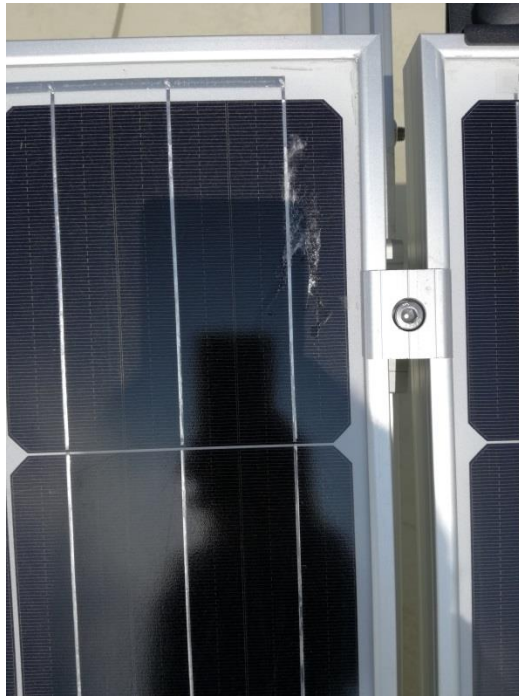


Figura 76: Fotografía (2) 9° Medición - Paneles FV Sucio

Fuente Elaboración propia

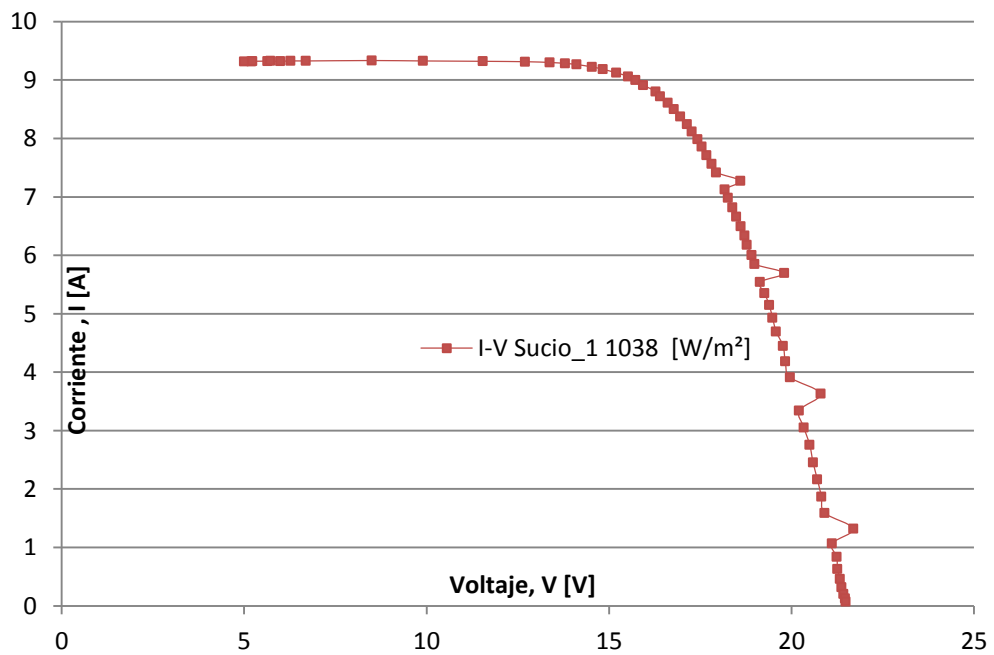


Figura 77: 9° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio

Fuente Elaboración propia

Cabe destacar que el excremento situado en ambas zonas no hace ninguna alteración al módulo FV mostrada en la figura 77, esto es debido a que no sombrea completamente las celdas que se encuentran afectadas.

6.3.10. 10° Medición

- Fecha: 03 de Septiembre del 2017
- Clima: Nublado
- Días sin lluvia: 2
- Temperatura ambiente de medición: 10° C
- Irradiación: Variable
- Clasificación: MNS (Medida no significativa).

Esta medición no se pudo realizar de forma satisfactoria, debido a que no estaban las condiciones del clima. Como antecedente hubo precipitaciones en 2 ocasiones, una de ellas con 6 mm de agua caída, por lo que limpió el panel FV “Sucio” del excremento encontrado en la medición anterior, esto se muestra en la figura 78.



Figura 78: Fotografía 10° Medición - Paneles FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

6.3.11. 11° Medición

- Fecha: 09 de Septiembre del 2017
- Clima: Nublado intenso
- Días sin lluvia: 8
- Temperatura ambiente de medición: 12° C
- Temperatura Modulo: 24,6 °C
- Irradiación: 228 W/m2
- Isc Ratio: -2,99%
- Imedia Ratio: -3,06% (voltaje referencia: hasta 16 V)
- Clasificación: MOI (Medición OK con baja Irradiación).

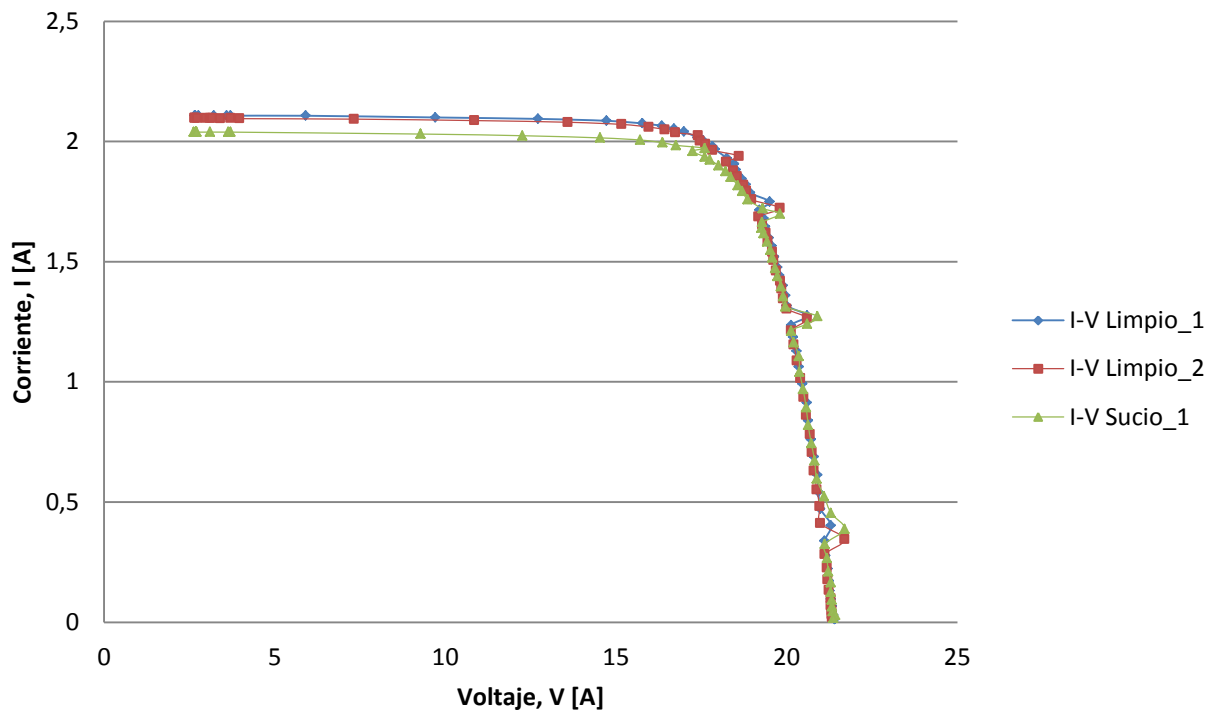


Figura 79: 11° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

Cabe considerar, que por planificación esta medición (ver figura 79), se tenía contemplada realizar el domingo 10 de septiembre, pero por pronóstico de lluvias, se realizó un día antes. Se adjunta en la figura 80, la fotografía del panel “sucio”.

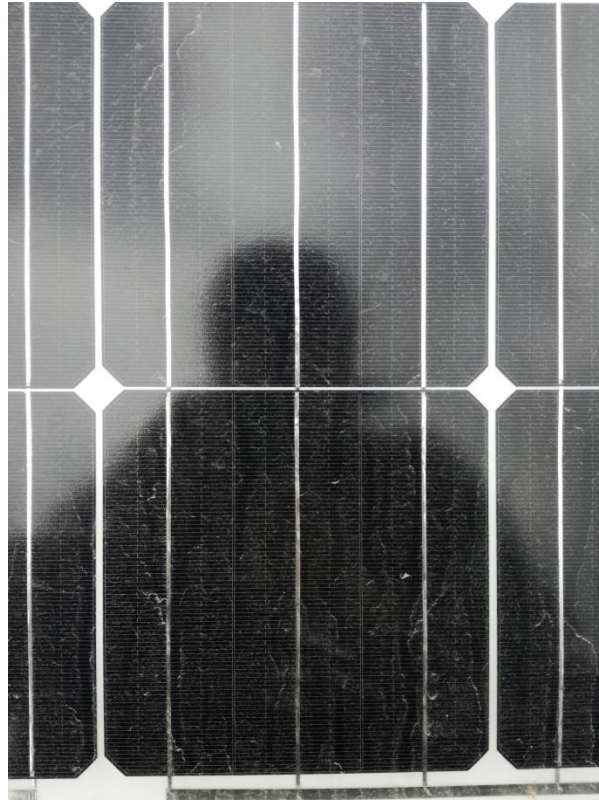


Figura 80: Fotografía 11° Medición - Panel FV Sucio

Fuente Elaboración propia

Una vez terminado las mediciones, debido a las lluvias periódicas e intensas a lo largo de los 73 días de pruebas, se determina continuar con las mediciones, considerando que por pronósticos del tiempo, habrá un buen clima hasta el término del mes de septiembre. Por lo que se realiza la siguiente planificación extra (ver tabla 7), tratando en lo posible medir diariamente para la determinación de índices de soiling diarios.

Tabla 7: Mediciones (extras), Laboratorio residencial

Fecha	Mediciones Extras
15-09-2017	12° Medición
17-09-2017	13° Medición
18-09-2017	14° Medición
19-09-2017	15° Medición
20-09-2017	16° Medición
21-09-2017	17° Medición
22-09-2017	18° Medición
23-09-2017	19° Medición
24-09-2017	20° Medición
26-09-2017	21° Medición

Fuente Elaboración propia

6.3.12. 12° Medición

- Fecha: 15 de Septiembre del 2017
- Clima: Despejado
- Días sin lluvia: 1
- Temperatura ambiente de medición: 17° C
- Temperatura Modulo: 55,4 °C
- Irradiación: 1038 W/m²
- Isc Ratio: -0,71%
- Imedia Ratio: -0,63% (voltaje referencia: hasta 13 V)
- Clasificación: MO (Medición Ok)

Se comienza las mediciones extras con los paneles FV limpios, debido a que hubo tres lluvias previas, dos de ellas presentando más de 11mm, como se muestra en la figura 81 y 82.

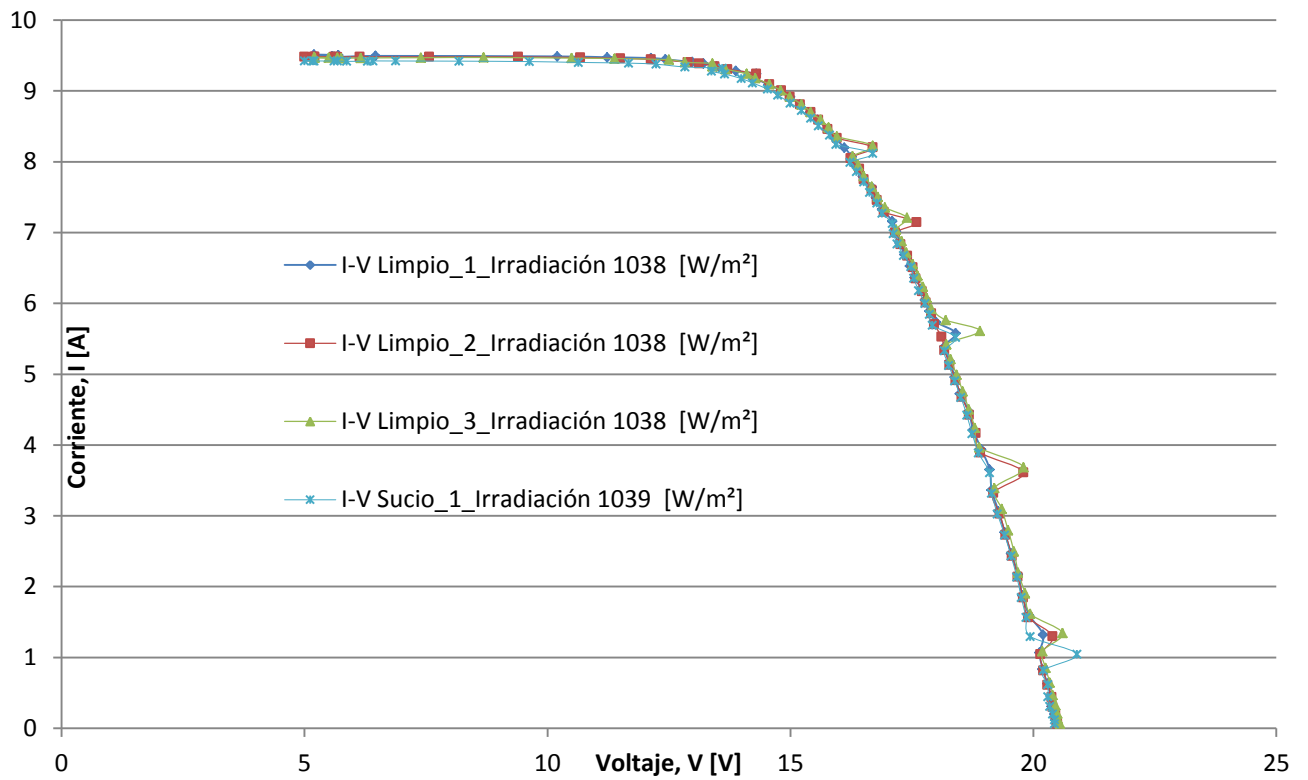


Figura 81: 12° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

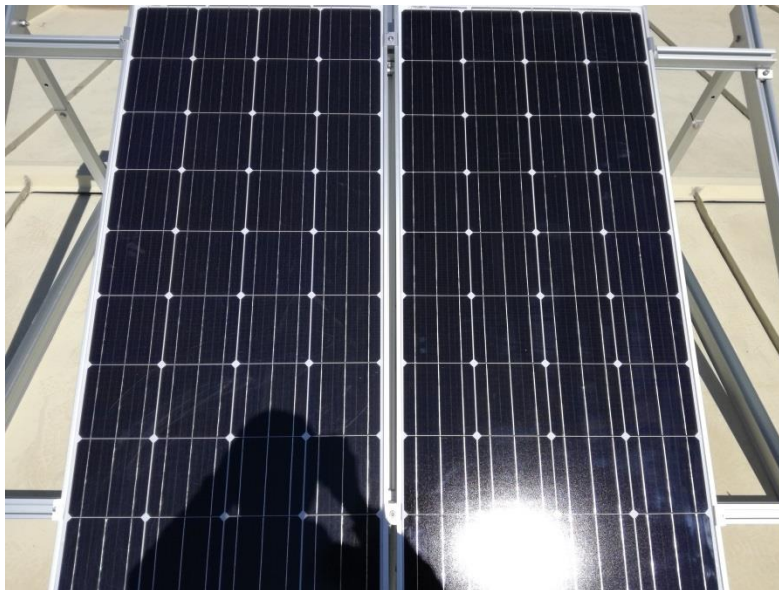


Figura 82: Fotografía 12° Medición - Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

6.3.13. 13° Medición

- Fecha: 17 de Septiembre del 2017
- Clima: Despejado
- Días sin lluvia: 3
- Temperatura ambiente de medición: 16° C
- Temperatura Modulo: 56,2 °C
- Irradiación: 1057 W/m²
- Isc Ratio: -1,31%
- Imedia Ratio: -1,32% (voltaje referencia: hasta 13 V)
- Clasificación: MO (Medición Ok)

Después de dos días de la última medición se comienza a notar el soiling, como se muestra en la figura 84. Ver figura 83, para notar la pérdida de corriente en el panel FV sucio.

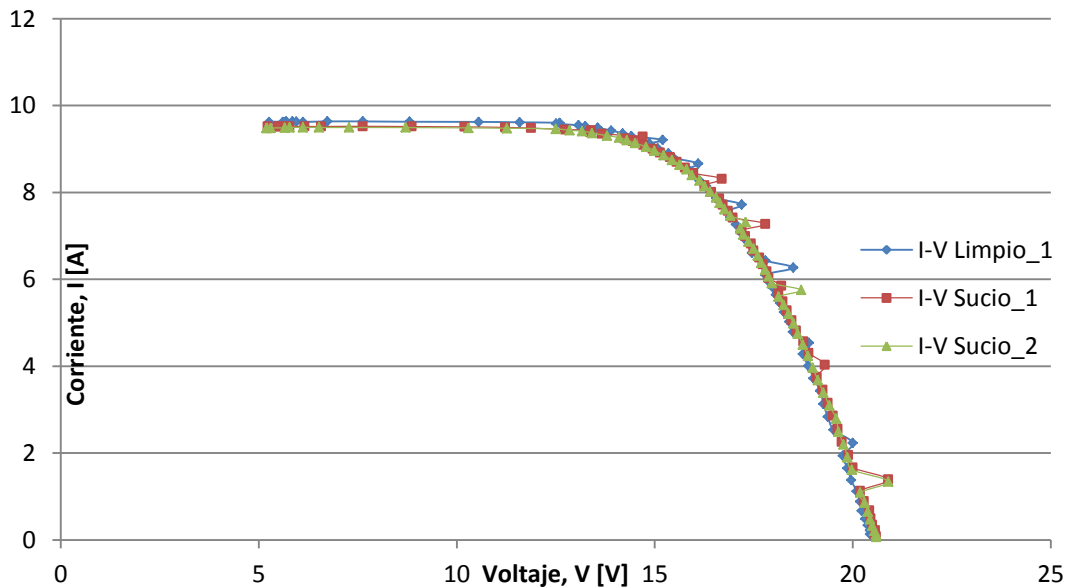


Figura 83: 13° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

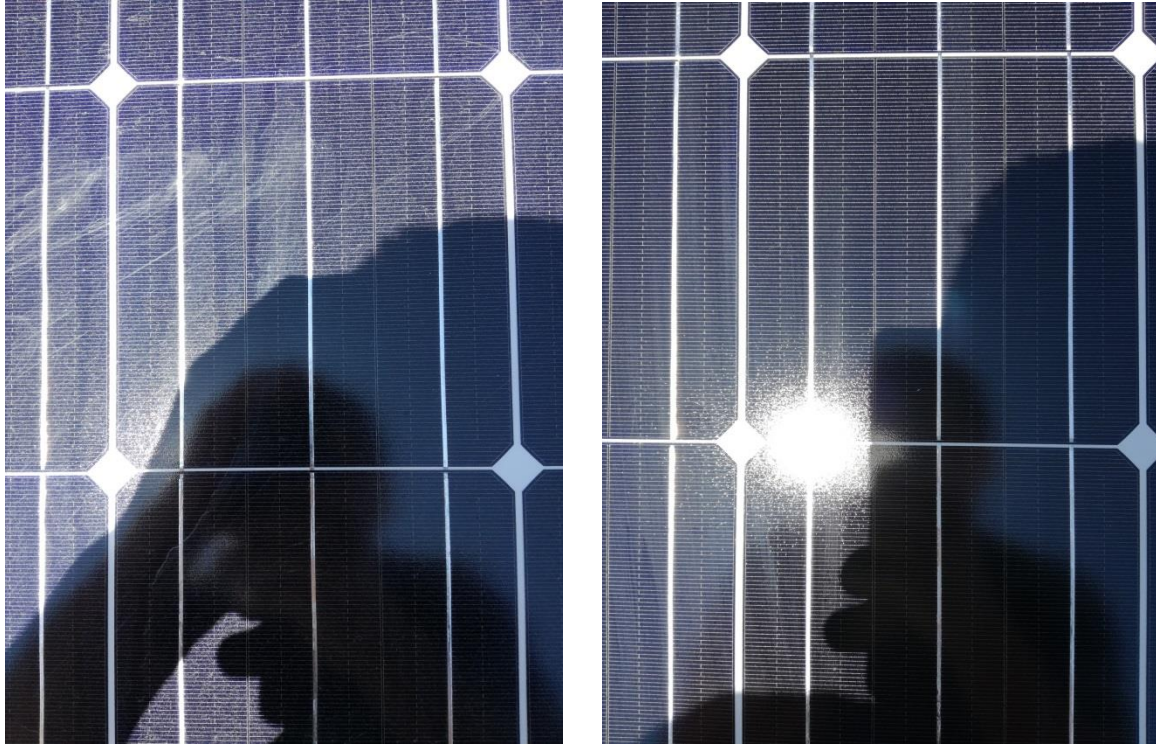


Figura 84: Fotografía 13° Medición - Panel FV Sucio (izq) y Limpio (der)

Fuente Elaboración propia

6.3.14. 14° Medición

- Fecha: 18 de Septiembre del 2017
- Clima: Despejado
- Días sin lluvia: 4
- Temperatura ambiente de medición: 14° C
- Temperatura Modulo: 42,6 °C
- Irradiación: 1038 W/m²
- Isc Ratio: -1,09%
- Imedia Ratio: -1,13% (voltaje referencia: hasta 13 V)
- Clasificación: MO (Medición Ok)

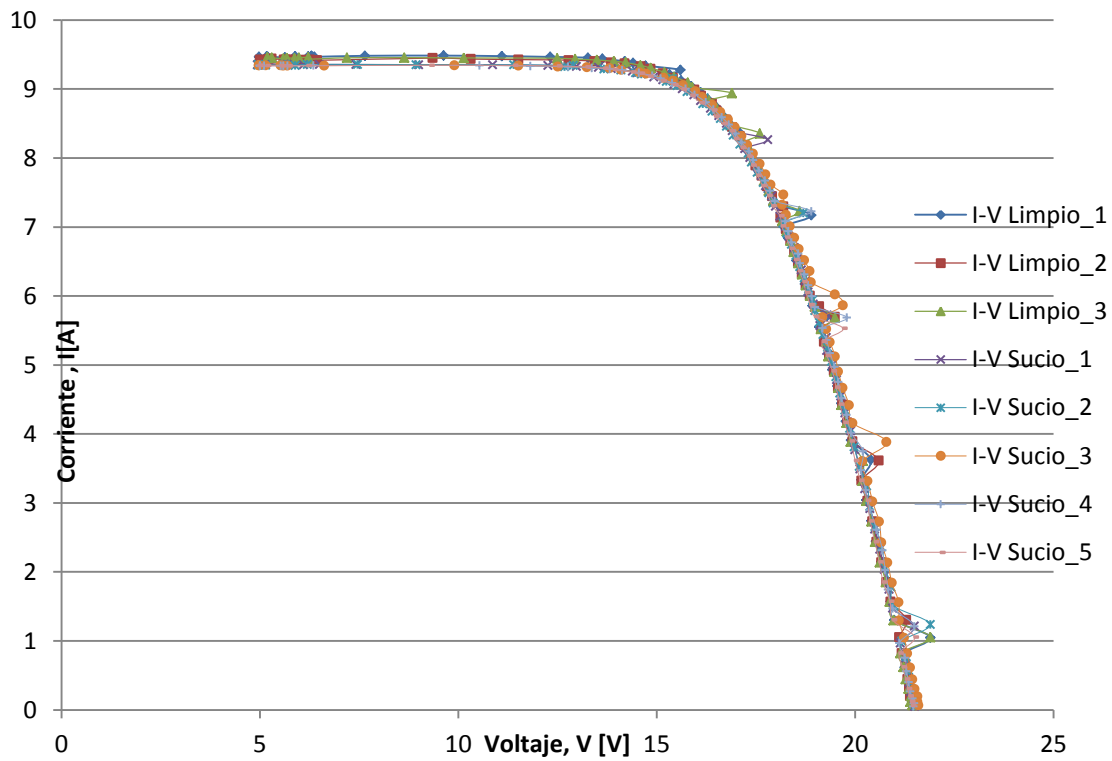


Figura 85: 14° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

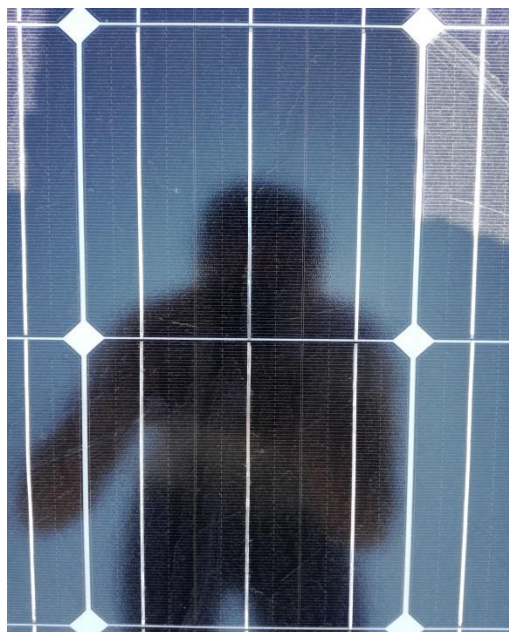


Figura 86: Fotografía 14° Medición - Panel FV Sucio

Fuente Elaboración propia

Después de cuatro días sin lluvia se hace más presente el soiling, como se muestra en la figura 86. Ver figura 85, para notar la separación de ambas corrientes (FV sucio y limpio).

6.3.15. 15° Medición

- Fecha: 19 de Septiembre del 2017
- Clima: Nublado
- Días sin lluvia: 5
- Temperatura ambiente de medición: 14° C
- Temperatura Modulo: 32,9 °C
- Irradiación: 207 W/m²
- Isc Ratio: -1,70%
- Imedia Ratio: -2,36% (voltaje referencia: hasta 17 V)
- Clasificación: MOI (Medición OK con baja Irradiación). Solo se pudieron medir 2 curvas a la misma irradiación, (ver figura 87).

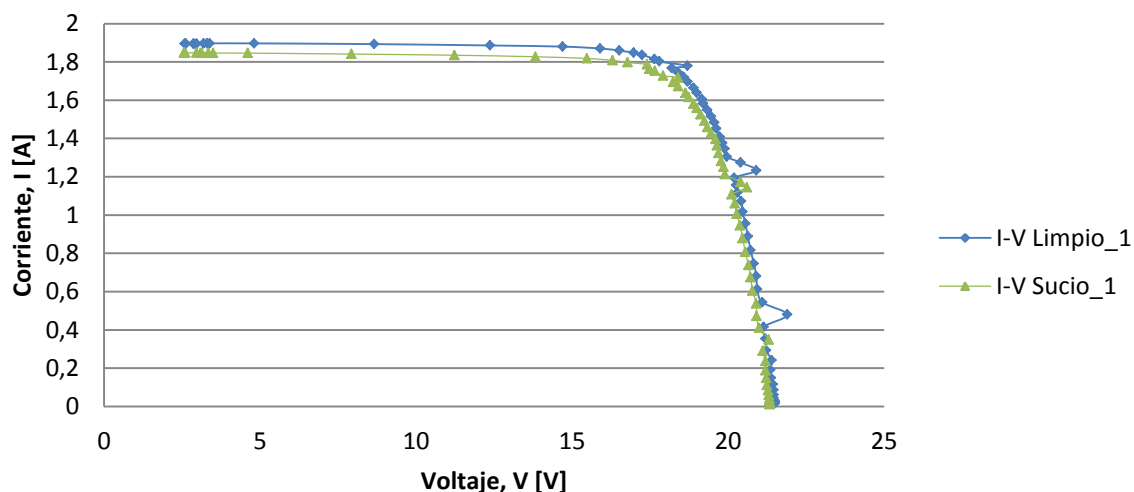


Figura 87: 15° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

Después de cinco días sin lluvia, se visualiza en la figura 88 la presencia de ensuciamiento, el cual se ratifica con el Isc ratio.

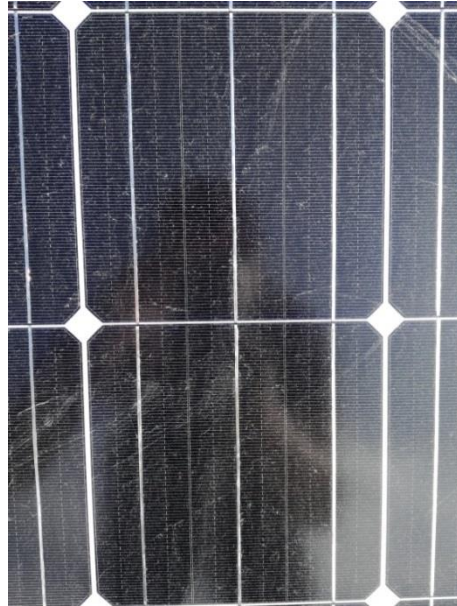


Figura 88: Fotografía 15° Medición - Panel FV Sucio

Fuente Elaboración propia

6.3.16. 16° Medición

- Fecha: 20 de Septiembre del 2017
- Clima: Nublado, a ratos sol.
- Días sin lluvia: 6
- Temperatura ambiente de medición: 16° C
- Irradiación: Variable
- Clasificación: MNS (Medida no significativa, debido a que el día estaba nublado, irradiación con mucha intermitencia).

6.3.17. 17° Medición

- Fecha: 21 de Septiembre del 2017
- Clima: Despejado
- Días sin lluvia: 7
- Temperatura ambiente de medición: 20° C
- Temperatura Modulo: 50,4 °C
- Irradiación: 1038 W/m²
- Isc Ratio: -1,65%
- Imedia Ratio: -1,42% (voltaje referencia: hasta 14 V)
- Clasificación: MO (Medición Ok)

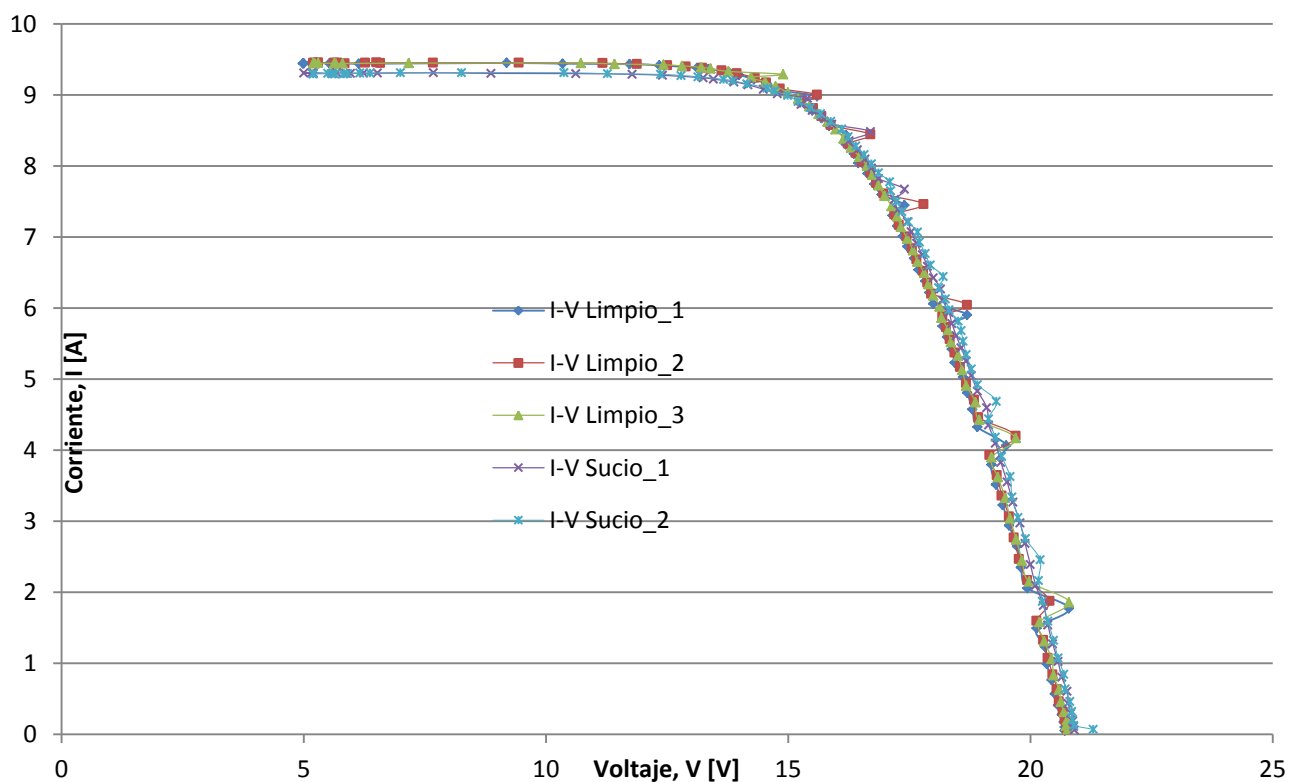


Figura 89: 17° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

Se visualiza que al pasar los días sin la presencia de lluvia (ver figura 90), la diferencia entre las corrientes de cada curva (limpia vs sucia) es mayor, como se muestra en la figura 89.

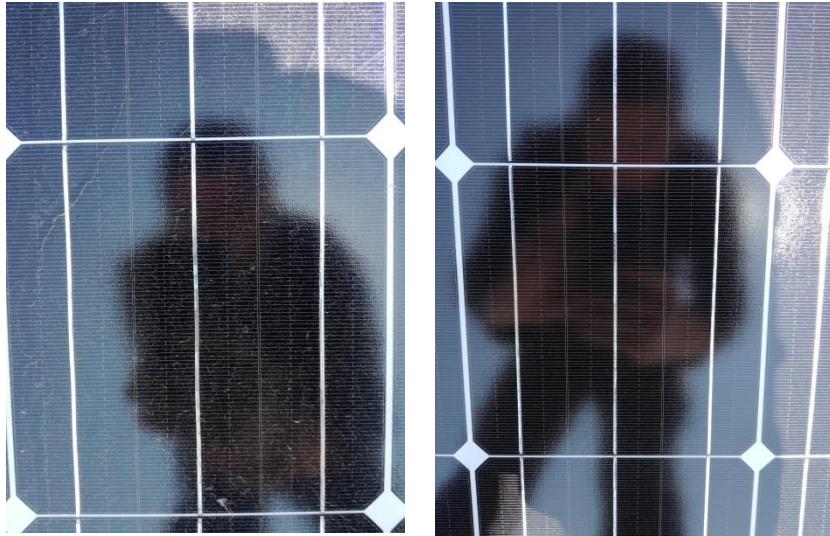


Figura 90: Fotografía 17° Medición - Panel FV Sucio (izq) y Limpio (der)

Fuente Elaboración propia

6.3.18. 18° Medición

- Fecha: 22 de Septiembre del 2017
- Clima: Despejado
- Días sin lluvia: 8
- Temperatura ambiente de medición: 18° C
- Temperatura Modulo: 50 °C
- Irradiación: 976 y 991W/m²
- Isc Ratio: -2,03%
- Imedia Ratio: -2,05% (voltaje referencia: hasta 13 V)
- Clasificación: MO (Medición Ok), se tuvieron 2 irradiaciones a comparar como se muestra en la figura 91.

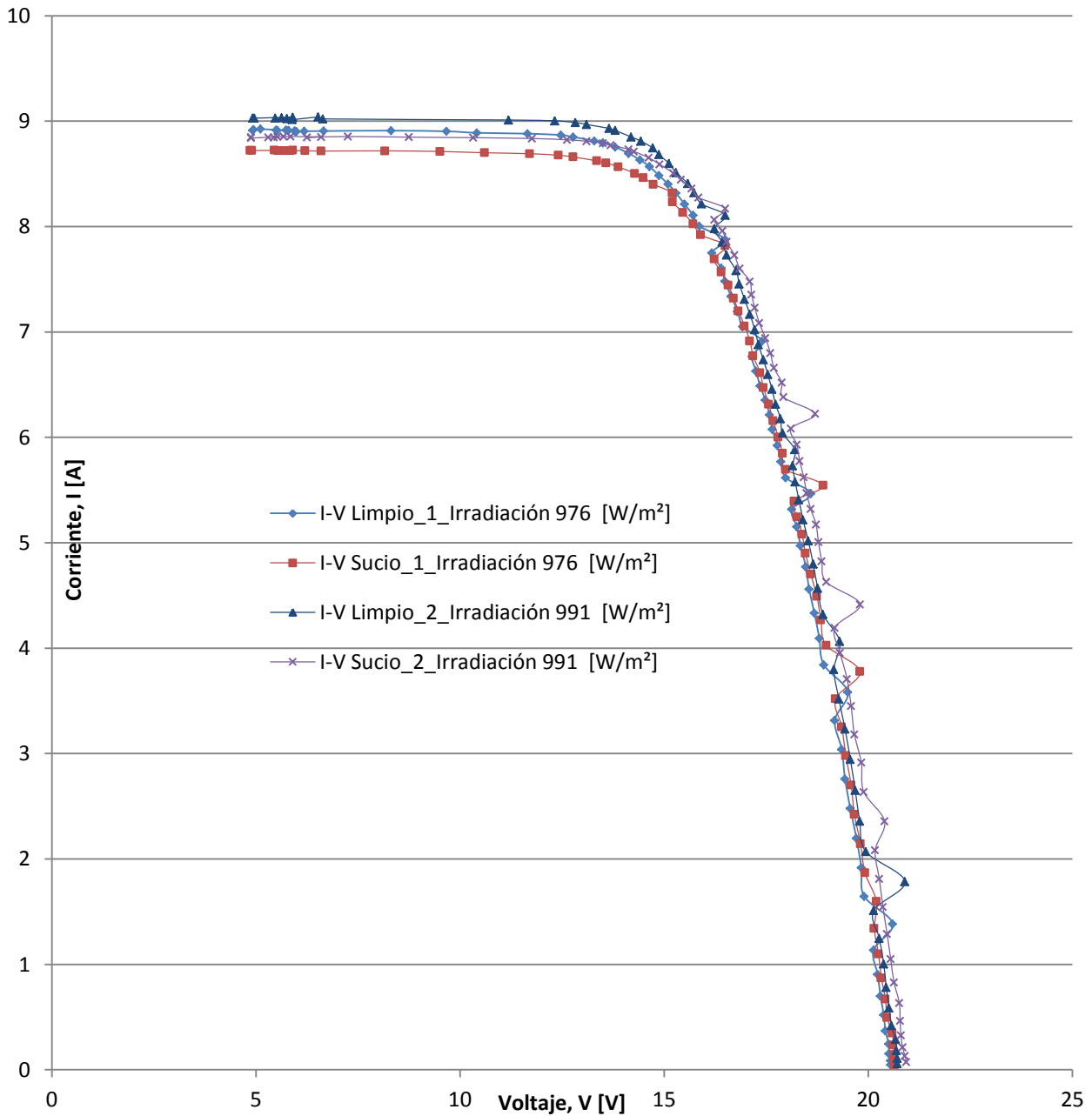


Figura 91: 18° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia

Esto muestra que en ambas irradiancias presenta una diferencia entre las corrientes I_{sc} e I_{media} relativamente las mismas. Lo otro a mencionar que es importante, la curva I-V violeta del módulo FV “sucio” de irradiancia 991 W/m² se comporta casi igual a la curva

I-V celeste del módulo FV “limpio” de 976 W/m² (ver figura 91). En la figura 92 se visualiza que en 8 días sin presencia de precipitaciones, comienza a acumularse polvo en el marco del módulo FV.

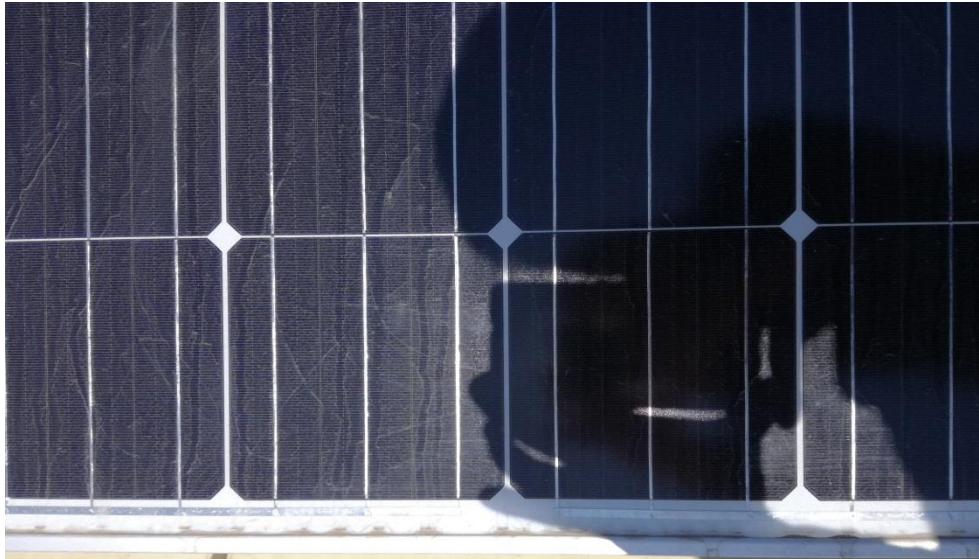


Figura 92: Fotografía 18° Medición - Panel FV Sucio

Fuente Elaboración propia

6.3.19. 19° Medición

- Fecha: 23 de Septiembre del 2017
- Clima: Nublado, a ratos sol.
- Días sin lluvia: 9
- Temperatura ambiente de medición: 17° C
- Temperatura Modulo: 40,7 °C
- Irradiación: 634 y 638 W/m²
- Isc Ratio: -2,25%
- Imedia Ratio: -1,81% (voltaje referencia: hasta 13 V)
- Clasificación: MOI (Medición OK con baja Irradiación).

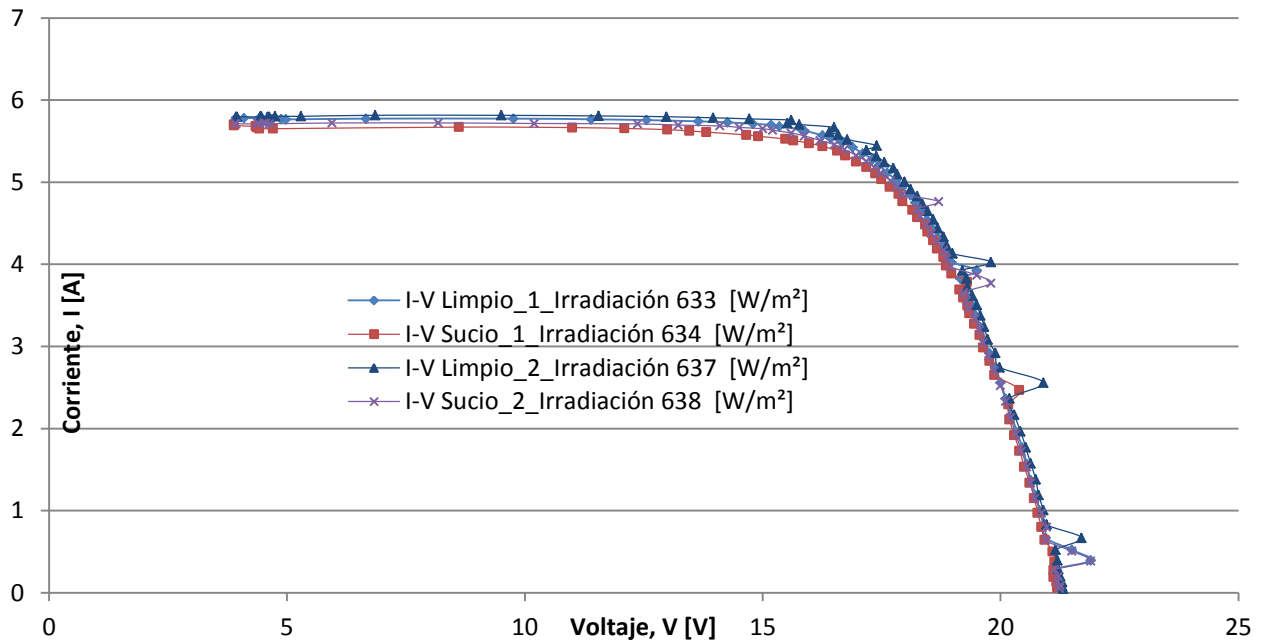


Figura 93: 19° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia



Figura 94: Fotografía 19° Medición - Panel FV Sucio (izq) y Limpio (der)

Fuente Elaboración propia

Se realiza comparación en distintas irradiaciones (634 y 638 W/m²), el cual se ve que la pérdida por soiling mantiene la separación de corrientes (Ver figura 93).

En la figura 94, se muestra la suciedad después de nueve días sin lluvia.

6.3.20. 20° Medición

- Fecha: 24 de Septiembre del 2017
- Clima: Nublado, a ratos sol.
- Días sin lluvia: 10
- Temperatura ambiente de medición: 16° C
- Irradiación: Variable
- Clasificación: MNS (Medida no significativa, debido a que el día estaba nublado, irradiación con mucha intermitencia).

6.3.21. 21° Medición

- Fecha: 26 de Septiembre del 2017
- Clima: Nublado, a ratos sol.
- Días sin lluvia: 12
- Temperatura ambiente de medición: 15° C
- Temperatura Modulo: 28,9 °C
- Irradiación: 210 W/m²
- Isc Ratio: -4,33%
- Imedia Ratio: -4,35% (voltaje referencia: hasta 16 V)

Clasificación: MOI (Medición OK con baja Irradiación).

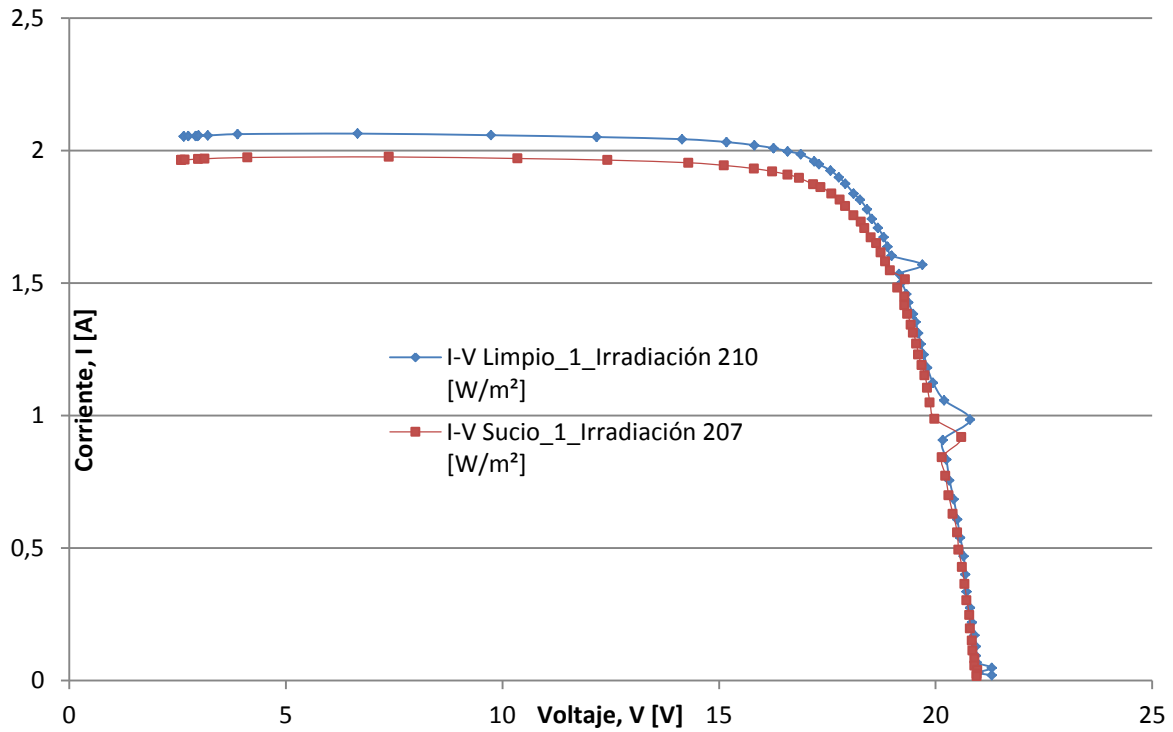


Figura 95: 21° Medición Curvas I-V – Panel FV Sucio y Limpio

Fuente Elaboración propia



Figura 96: Fotografía (1) 21° Medición - Panel FV Sucio (izq) y Limpio (der)

Fuente Elaboración propia

En esta medición para notar el soiling del panel FV, se fotografió después de las 17:00 hrs del día (ver figura 96), ya que no se tiene el reflejo del sol en la cámara, por lo que se puede apreciar el real ensuciamiento que se tiene después de 12 días en ausencia de precipitaciones y/o sin limpieza alguna. Ambos índices (Isc e Imedia ratio) son mayores a 4% de ensuciamiento y se puede apreciar la gran separación que poseen ambas curvas en la figura 95.

Además en la figura 97, se muestra que la acumulación de polvo es mayor en el borde inferior del módulo que en otros lados del panel, debido a la inclinación que se posee.

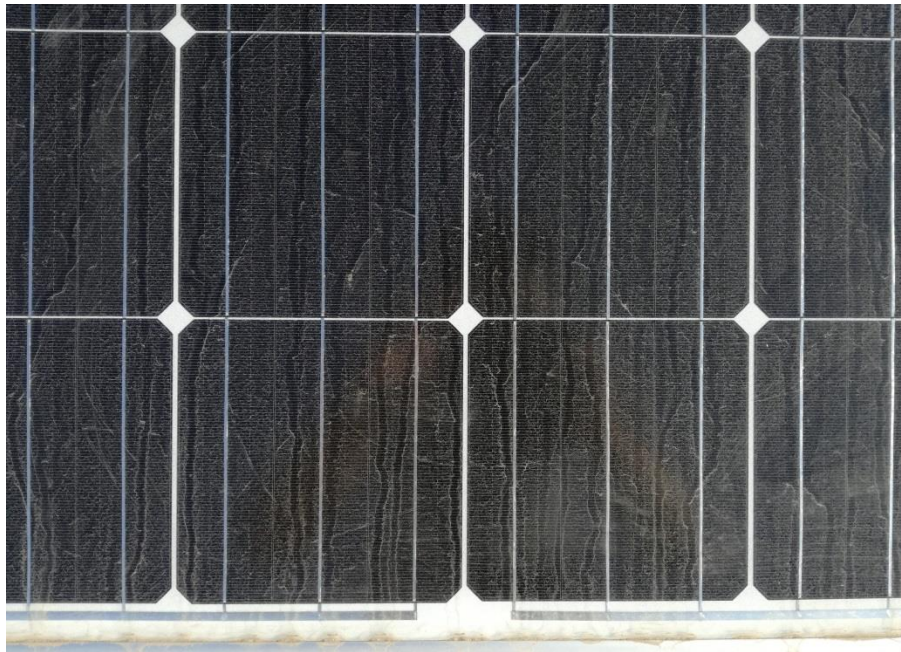


Figura 97: Fotografía (2) 21° Medición - Panel FV Sucio (Borde inferior)

Fuente Elaboración propia

6.4. Resultados y análisis

Se detalla un resumen con las mediciones realizadas en el siguiente cuadro (tabla 9), con los diferentes resultados de los ratios (Isc e Imedia) para cada medición efectuada. Además del estado del clima para cada día, la presencia de precipitaciones⁶ y su intensidad registrada en mm, más la temperatura de la celda, temperatura ambiente e irradiación de la medición efectuada.

Como se explicó anteriormente en el capítulo 6.3, se tienen 3 clasificaciones:

- MO: Medición OK.
- MOI: Medición OK con baja Irradiación.
- MNS: Medición No Significativa.

En la tabla 8, se muestra el número de mediciones realizadas y su clasificación:

Tabla 8: Mediciones realizadas según su clasificación

Clasificación	N° de Mediciones
MO	9
MOI	6
MNS	6
Total	21

Fuente Elaboración propia

Por lo que se desprende de la tabla, se efectuaron 15 mediciones positivas de las 21 que se realizaron en total, esto es debido a la alta variabilidad del clima en los meses registrados (Julio, Agosto y Septiembre).

⁶ Los datos de la intensidad de las precipitaciones se obtuvieron de la Red Nacional de Metrología, estación más cercana al Laboratorio residencial: Cerro San Francisco, Lo Prado. <http://www.metrologia.cl>

Fecha	Mes	Día	Clima	Presencia de Lluvia	Días sin lluvia	Intensidad de Lluvia [mm]	T° Medición [°C]	Planificado Mediciones	Irradiación [W/m²]	T° Modulo [°C]	Isc Ratio	Imedia Ratio	Clasificación
01-07-2017	Julio	3	Despejado		3								
02-07-2017	Julio	4	Despejado		4		17°	1° Medición	893	48,6	-0,43%	-0,50%	MO
03-07-2017	Julio	5	Lluvia	Si	0	1,0							
04-07-2017	Julio	6	Lluvia	Si	0	5,0							
05-07-2017	Julio	7	Nublado		1								
06-07-2017	Julio	8	Nublado		2								
07-07-2017	Julio	9	Despejado		3								
08-07-2017	Julio	10	Nublado		4								
09-07-2017	Julio	11	Nubes aisladas		5		10°	2° Medición	MNS	MNS	MNS	MNS	MNS
10-07-2017	Julio	12	Nublado		6								
11-07-2017	Julio	13	Despejado		7								
12-07-2017	Julio	14	Lluvia	Si	0	1,0							
13-07-2017	Julio	15	Lluvia	Si	0	1,0							
14-07-2017	Julio	16	Lluvia	Si	0	10,0							
15-07-2017	Julio	17	Lluvia	Si	0	2,0							
16-07-2017	Julio	18	Despejado		1		14°	3° Medición	872	34,1	-0,27%	-0,40%	MO
17-07-2017	Julio	19	Despejado		2								
18-07-2017	Julio	20	Despejado		3								
19-07-2017	Julio	21	Despejado		4								
20-07-2017	Julio	22	Despejado		5								
21-07-2017	Julio	23	Despejado		6								
22-07-2017	Julio	24	Lluvia	Si	0	1,0							
23-07-2017	Julio	25	Nublado		1		10°	4° Medición	163	19,9	-1,25%	-0,75%	MOI
24-07-2017	Julio	26	Despejado		2								
25-07-2017	Julio	27	Despejado		3								
26-07-2017	Julio	28	Despejado		4								
27-07-2017	Julio	29	Despejado		5								
28-07-2017	Julio	30	Despejado		6								
29-07-2017	Julio	31	Nublado		7								
30-07-2017	Julio	32	Nubes aisladas		8		14	5° Medición	MNS	MNS	MNS	MNS	MNS
31-07-2017	Julio	33	Despejado		9								
01-08-2017	Agosto	34	Lluvia	Si	0	0,1							
02-08-2017	Agosto	35	Lluvia	Si	0	0,3							
03-08-2017	Agosto	36	Despejado		1								
04-08-2017	Agosto	37	Nublado		2								
05-08-2017	Agosto	38	Lluvia	Si	0	0,6							
06-08-2017	Agosto	39	Despejado		1		14	6° Medición	872	44,9	-1,23%	-1,55%	MO
07-08-2017	Agosto	40	Nublado		2								
08-08-2017	Agosto	41	Despejado		3								
09-08-2017	Agosto	42	Nublado		4								
10-08-2017	Agosto	43	Lluvia	Si	0	5,0							
11-08-2017	Agosto	44	Lluvia	Si	0	6,0							
12-08-2017	Agosto	45	Lluvia	Si	0	6,1							
13-08-2017	Agosto	46	Nublado		1		8	7° Medición	93	15,2	0,12%	0,41%	MOI
14-08-2017	Agosto	47	Despejado		2								
15-08-2017	Agosto	48	Nublado		3								
16-08-2017	Agosto	49	Despejado		4								
17-08-2017	Agosto	50	Despejado		5								
18-08-2017	Agosto	51	Lluvia	Si	0	11,0							
19-08-2017	Agosto	52	Nublado		1								
20-08-2017	Agosto	53	Despejado		2		15	8° Medición	938	50	-0,55%	-0,72%	MO
21-08-2017	Agosto	54	Despejado		3								
22-08-2017	Agosto	55	Despejado		4								
23-08-2017	Agosto	56	Despejado		5								
24-08-2017	Agosto	57	Lluvia	Si	0	0,3							
25-08-2017	Agosto	58	Nublado		1								
26-08-2017	Agosto	59	Despejado		2								
27-08-2017	Agosto	60	Nublado		3		13	9° Medición	MNS	MNS	MNS	MNS	MNS
28-08-2017	Agosto	61	Despejado		4								
29-08-2017	Agosto	62	Lluvia	Si	0	6,6							
30-08-2017	Agosto	63	Despejado		1								
31-08-2017	Agosto	64	Despejado		2								
01-09-2017	Septiembre	65	Lluvia	Si	0	0,2							
02-09-2017	Septiembre	66	Nublado, a ratos sol		1								
03-09-2017	Septiembre	67	Nublado		2		10	10° Medición	MNS	MNS	MNS	MNS	MNS
04-09-2017	Septiembre	68	Nublado, a ratos sol		3								
05-09-2017	Septiembre	69	Nublado, a ratos sol		4								
06-09-2017	Septiembre	70	Nublado, a ratos sol		5								
07-09-2017	Septiembre	71	Nublado, a ratos sol		6								
08-09-2017	Septiembre	72	Nublado		7								
09-09-2017	Septiembre	73	Nublado		8		12	11° Medición	228	24,6	-2,99%	-3,06%	MOI
10-09-2017	Septiembre	74	Lluvia	Si	0	11,1							
11-09-2017	Septiembre	75	Lluvia	Si	0	11,0							
12-09-2017	Septiembre	76	Despejado		1								
13-09-2017	Septiembre	77	Despejado		2								
14-09-2017	Septiembre	78	Lluvia	Si	0	0,1							
15-09-2017	Septiembre	79	Despejado		1		17	12° Medición	1038	55,4	-0,71%	-0,63%	MO
16-09-2017	Septiembre	80	Despejado		2								
17-09-2017	Septiembre	81	Despejado		3		16	13° Medición	1057	56,2	-1,31%	-1,32%	MO
18-09-2017	Septiembre	82	Despejado		4		14	14° Medición	1038	42,6	-1,13%	-1,13%	MO
19-09-2017	Septiembre	83	Nublado		5		14	15° Medición	207	32,9	-2,36%	-2,36%	MOI
20-09-2017	Septiembre	84	Nublado, a ratos sol		6		16	16° Medición	MNS	MNS	MNS	MNS	MNS
21-09-2017	Septiembre	85	Despejado		7		20	17° Medición	1038	50,4	-1,42%	-1,42%	MO
22-09-2017	Septiembre	86	Despejado		8		18	18° Medición	976	50	-2,05%	-2,05%	MO
23-09-2017	Septiembre	87	Nublado, a ratos sol		9		17	19° Medición	633	40,7	-1,81%	-1,81%	MOI
24-09-2017	Septiembre	88	Nublado, a ratos sol		10		16	20° Medición	MNS	MNS	MNS	MNS	MNS
25-09-2017	Septiembre	89	Nublado, a ratos sol		11								
26-09-2017	Septiembre	90	Nublado, a ratos sol		12		15	21° Medición	210	28,9	-4,33%	-4,35%	MOI

Tabla 9: Resumen general mediciones, Laboratorio residencial

Fuente Elaboración propia

En la tabla 9, se muestra que no varía significativamente si se mide el soiling rate con Isc ratio o con Imedia ratio, por lo que se puede desprender que ambos índices son aceptables para medir el soiling. Nótese que se explicó en el capítulo 6.2.4 que la Imedia es el promedio de corrientes medidas hasta un voltaje de referencia elegido, pero que debe ser el mismo para las curvas a comparar. Dado esto, se elige Isc ratio para comparar las medidas efectuadas de soiling por día, semana y mes, ya que es usado a nivel mundial, de acuerdo a los casos de estudio revisados. Para una mejor comprensión de los análisis se graficará el soiling rate para el periodo completo de medición, ocupando el Isc ratio, que se muestra en la figura 98.

Se destaca que cuando se tiene presencia de lluvia en varias oportunidades, se produce el efecto de auto limpiante en el panel FV y vuelve a ser menor el soiling rate. Para realizar una comparación más clara, se adjunta la tabla 10, con los soiling rates mensuales para los meses de Julio, Agosto y Septiembre:

Tabla 10: Promedio de soiling rate mensual, Laboratorio residencial

Mes	Promedio de Soiling Rate	Min. de Soiling Rate	Máx. de Soiling Rate	Acumulado de Intensidad de Lluvia [mm]	Cuenta de Presencia de Lluvia
Julio	-0,65%	-0,27%	-1,25%	21	7
Agosto	-0,55%	0,12%	-1,23%	36	9
Septiembre	-2,01%	-0,71%	-4,33%	22	4

Fuente Elaboración propia

En la tabla 10, se puede ver que en los meses de Julio y Septiembre se tuvieron casi los mismos mm de agua caídos para ambos meses, pero la presencia de lluvia fue menor. Observando el mes de Agosto, el soiling mensual fue menor que Julio y Septiembre dado que hubo una mayor cantidad de agua caída y estuvo más presente que en los otros meses.

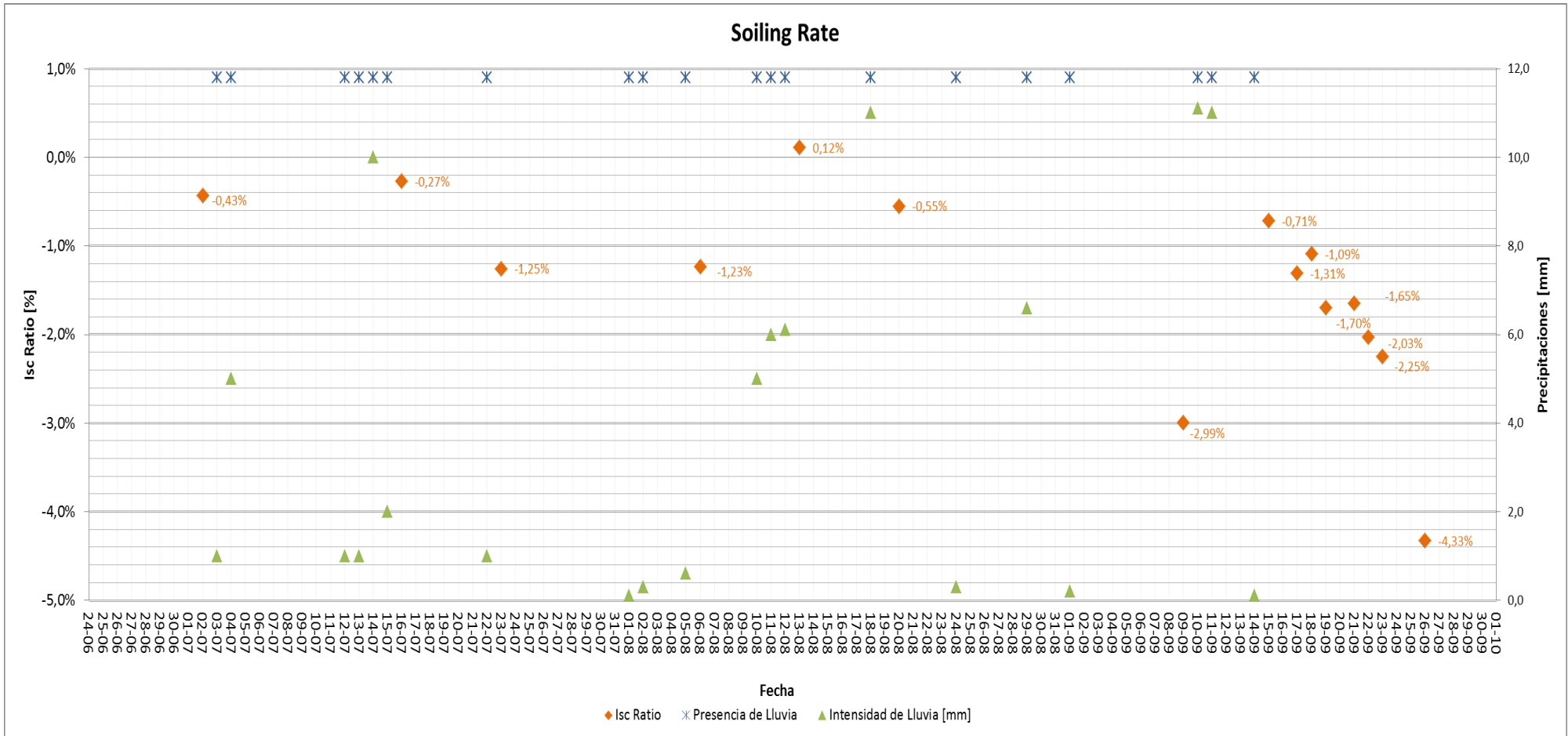


Figura 98: Soiling Rate del Laboratorio residencial

Fuente Elaboración propia

Por la figura 98, se concluye que medidas semanales de soiling en meses lluviosos, no nos entregan mucha información, es por esto, que se decidió realizar registros en forma diaria en el mes de septiembre cambiando la planificación inicial y así aumentando el número de mediciones. Dado que tenemos la información diaria del mes de septiembre sin presencia de lluvia, se calculará cuanto es la tasa diaria de ensuciamiento.

Si se realiza un “zoom” al mes de septiembre vemos que el soiling se comporta como una recta con pendiente negativa, al igual que en los casos de estudios de Kuwait, Dubai, California y en el Desierto de Atacama mostrados en el capítulo 5.

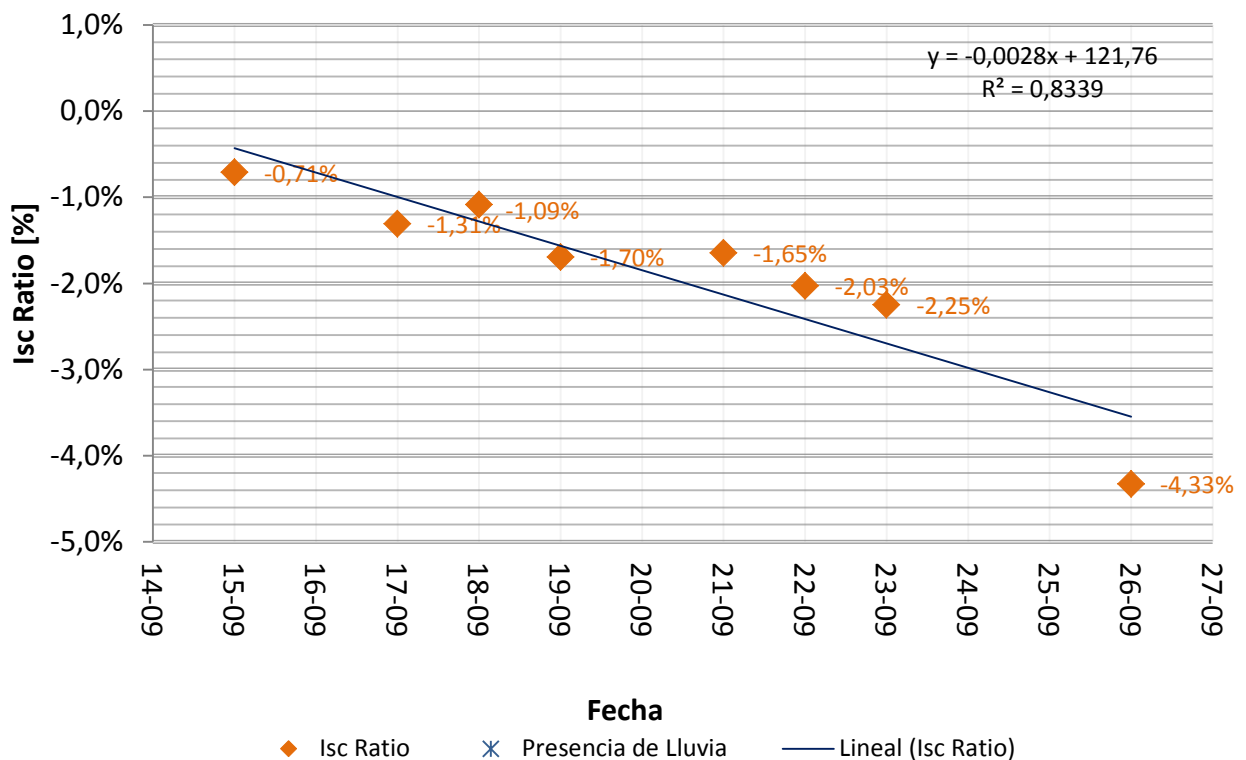


Figura 99: Soiling Rate Septiembre, Laboratorio residencial

Fuente Elaboración propia

Si se traza una regresión lineal sobre los puntos mostrados en la figura 99, la tasa de soiling diaria es de -0,28%, con un coeficiente de determinación del 0,84; lo que no está muy alejado si comparamos día a día, ya que se obtienen tasas que van de -0,21% a -0,61%, según la tabla 9. Estas tasas son variables, ya que depende de varios factores como la irradiancia y posición del sol a la hora de medir, que se trata de ser constantes para todas las mediciones pero que a veces no fue posible debido a las condiciones climáticas.

Otro punto a recalcar que a irradiaciones altas es menor la tasa de soiling que a irradiaciones bajas, esto se puede explicar debido a que el instrumento tiene mayor precisión a medidas superiores de 700 W/m², como se puede visualizar en la tabla 11.

Tabla 11: Clasificación de medidas, Laboratorio residencial

Clasificación	Mes	Promedio de Soiling Rate	Min. de Soiling Rate	Máx. de Soiling Rate
MO	Julio	-0,35%	-0,27%	-0,43%
	Agosto	-0,89%	-0,55%	-1,23%
	Septiembre	-1,36%	-0,71%	-2,03%
MOI	Julio	-1,25%	-1,25%	-1,25%
	Agosto	0,12%	0,12%	0,12%
	Septiembre	-2,82%	-1,70%	-4,33%

Fuente Elaboración propia

En estos meses es difícil obtener irradiaciones constantes para todas las mediciones, debido a la alta variabilidad del clima y sobre todo cuando hay presencia de nubes.

A continuación se tienen las siguientes conclusiones del laboratorio realizado:

- Se comprueba que el soiling está presente en los paneles FV y es un hecho que hay que medirlo y realizar limpiezas a los módulos, para no perder el potencial de la Energía Solar FV.
- La lluvia es un factor importantísimo para limpiar los paneles, pero el efecto limpiante dependerá de la cantidad de agua caída y de la presencia en esos meses. Por lo que se comprueba que en meses lluviosos con una alta intensidad y presencia no es necesario limpiar.
- Ocupar un instrumento de curvas I-V para medir el soiling es difícil, ya que se tienen que dar unas series de factores para efectuar mediciones y poder realizar las comparaciones de curvas. Estos factores son una irradiación constante en el instante de ambos paneles (en lo posible mayor a 700 w/m^2) y condiciones climáticas no variables.
- Dada las curvas I-V presentadas, se comprueba que el soiling afecta a la corriente del panel y no al voltaje, por lo que se pierde la cantidad de irradiación solar que incide al vidrio del módulo solar FV.
- En la medición 9, se visualizó que la presencia de un nivel de excremento de pájaro no perjudica la producción de energía eléctrica del módulo solar, ya que no recubre completamente la celda afectada.
- Se muestra el alto ensuciamiento (soiling) que presenta el panel FV después de 12 días (figura 96). Se puede explicar dado que en la zona que se encuentra emplazado el Laboratorio residencial, se encuentra un cerro, el cual en los días que no hay presencia de precipitaciones, se levanta polvo con el viento (se muestra en la figura 57, que en los máximos históricos de los tres meses de medición, tiene picos de 5 a 7 m/s).

7. MODELAMIENTO DE PLANTA SOLAR FV RESIDENCIAL

En este capítulo se presentará el modelamiento de una planta solar FV residencial sin y con presencia de soiling para estimar las posibles pérdidas de energía eléctrica que se tienen en un hogar, tomando de referencia los caso de estudios presentados y el laboratorio residencial realizado, llevándolo a cuantificar sus pérdidas económicas.

El objetivo principal es realizar un “*trade off*” entre cuánto cuesta la limpieza de los módulos solares y su efecto de ensuciamiento (soiling). Después de ello, presentar algunas pautas de limpieza a nivel residencial.

7.1. Software a utilizar para el modelamiento

Existen varios softwares para modelar plantas solares FV, como por ejemplo PVSyst, PVSOL, Polysun, System Advisor Model (SAM), entre otros. Para nuestro caso se utilizará la herramienta SAM, el cual es un software libre a diferencia de los otros, que permite realizar simulaciones de sistemas de energía solar (fotovoltaico y de concentración solar de potencia). Es desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory) de Estados Unidos y calcula el funcionamiento energético en base de datos meteorológicos horarios y parámetros del sistema, además realiza un análisis financiero para calcular el costo de la energía nivelado (LCOE⁷, Levelized Cost Of Energy).

El LCOE (Levelized Cost of Energy) ha surgido como un indicador para poder comparar entre las distintas tecnologías el costo teórico que conlleva generar una unidad de energía, cuyo valor presente equivale a la suma de todos los costos asociados al sistema durante su

⁷ El LCOE es un método para comparar distintas tecnologías de generación, el cual ha sido utilizado por analistas para evaluar las opciones tecnológicas competitivas en el mercado eléctrico.

vida útil divididos sobre el total de energía generada en este tiempo, expresado comúnmente en \$/kWh.

En el cálculo del LCOE se incluyen todos los costos que afectan de una u otra forma al flujo de caja, como por ejemplo: la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento, el costo de capital, etc.

El LCOE sirve para comparar la competitividad de autogenerar energía mediante una determinada tecnología respecto al precio que se paga por comprar la energía de la red. El cálculo del LCOE para instalaciones residenciales y comerciales difiere ya que para un consumidor comercial (empresa privada), los impuestos sobre la renta y la depreciación de los activos afectan al flujo de caja. Para todos los modelos financieros, SAM calcula dos LCOE uno real y nominal. El LCOE real es a dólar constante, valor ajustado a la inflación y el LCOE nominal es al actual valor que esta el dólar. La elección del LCOE real o nominal depende del análisis. Los dólares reales (constantes) pueden ser apropiados para los análisis a largo plazo que representen muchos años de inflación durante la vida del proyecto, mientras que los dólares nominales (actuales) pueden ser más apropiados para los análisis a corto plazo. SAM lo calcula de la siguiente manera:

Para el LCOE real, la tasa de descuento real aparece en el término de energía del denominador:

$$LCOE (real) = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1 + dn)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1 + dr)^t}}$$

Para LCOE nominal:

$$LCOE \text{ (nominal)} = \frac{I + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1 + dn)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1 + dn)^t}}$$

Dónde:

LCOE: Costo nivelado de la energía (\$/kWh)

I: Inversión inicial (\$)

T: Periodo de análisis en años tal como se define en la página de parámetros.

t: Año (año)

Ct: Costos de operación y mantenimiento (O&M) (\$)

Et: Energía generada en un año (kWh)

dr: Tasa de descuento real (%), esta es la tasa de descuento sin inflación.

dn: Tasa de descuento nominal (%), esta es la tasa de descuento con inflación.

SAM realiza un análisis económico de flujos de caja, tomando en cuenta costos de inversión, costo de operación y mantenimiento, pago de impuesto, estructuras de deuda, depreciación, beneficios fiscales e incentivos de inversión o de producción.

El primer paso para poder utilizar SAM es escoger la tecnología y el tipo de financiamiento para el proyecto específico. Los distintos tipos de financiamiento dependen de los tipos de tecnologías. Para nuestro caso, se utilizará la versión 2017.9.5, tecnología fotovoltaica, residencial distribuida.

Los datos del lugar, se obtendrán del Explorador Solar de la Universidad de Chile, de los años 2004 a 2016 de irradiación anual en sus tres componentes (Global, Normal y Difusa) y

datos meteorológicos que nos ayudarán en la simulación, el cual corresponden a los mismos que se encuentran emplazados el laboratorio residencial en Ciudad de los Valles, comuna de Pudahuel.

7.2. Parámetros técnicos y financieros para el modelamiento FV

7.2.1. Parámetros técnicos

Para ambos sistemas fotovoltaicos a comparar se utilizará la misma cantidad y modelos de inversor y módulos solares. Tanto los costos directos, indirectos y parámetros financieros (tasas de descuento, cantidad de años a analizar, etc), además de las tarifas energéticas que se tienen en la compra y venta de energía, según la normativa vigente (Ley 20.571, Netbilling), serán iguales para realizar una correcta comparación y solo utilizar el factor de soiling como componente distintiva.

- Módulos: Se seleccionarán módulos marca Hareon Solar de 300 Wp monocristalinos con un porcentaje de eficiencia alrededor de 16%, los cuales pueden ser adquiridos en Chile en la empresa Tritec Energy.
- Inversor: Se seleccionará un inversor marca SMA de potencia de salida 3000 Wca, monofásico, con una eficiencia máxima de 96.8%, las cuales pueden ser solicitados en la misma empresa Tritec Energy.

Debido a la elección de los módulos solares y de los inversores se diseñará la siguiente planta solar de 3 kWp:

- Módulos por string: 10 unidades
- Strings en paralelo: 1
- Numero de inversores: 1

- Inclinación: 30°, misma inclinación que el laboratorio residencial.
- Orientación: Como la planta se encontrará en la región metropolitana, se diseñará mirando hacia el Norte, es por ello que se configurará en SAM un valor azimutal de cero. Este arreglo será fijo sin seguimiento.

Con esta configuración la capacidad que se tendrá será de 3 kWp. Un voltaje en circuito abierto de aprox. 451 Vdc y un voltaje de máxima potencia de 366 Vdc lo cual está por debajo del máximo soportado por el inversor que es 480V y por arriba del mínimo aceptado que es de 100 Vdc.

Para calcular el área que tendrá nuestra planta debemos tener en cuenta, cual es el área mínimo para no generar sombreado a los paneles. Para ello, se colocarán de la siguiente manera:

- Orientación del módulo: Portrait (parado)
- Número de módulos a lo largo del lado (uno arriba del otro): 1
- Número de módulos a lo largo del fondo (al lado): 5
- Número de filas: 2 filas

Calculo de área de sombreado: Para determinar, se necesita las dimensiones de cada módulo, las cuales por SAM se tienen lo siguiente, (ver tabla 12):

Tabla 12: Dimensiones del módulo solar a simular

Module aspect ratio	1.7
Module length	1.81417 m
Module width	1.06716 m
Module area	1.936 m ²

Fuente SAM

Teniendo las dimensiones, se calcula la distancia del sombreamiento, tomando un GCR (Ground Coverage Ratio) de 0,3 que es la relación entre el área del módulo y el área de terreno ocupado (por tanto, siempre será $GCR < 1$). Cabe decir que para sistemas fijos puede ser posible conseguir un GCR de 0.55, pero estamos reduciendo el área para la mantención de la planta solar, después de su instalación (ver figura 100).

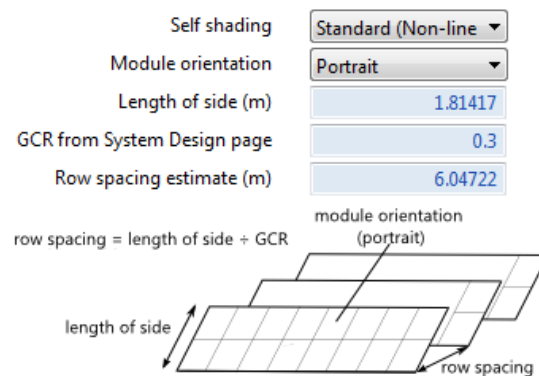


Figura 100: Distancia de sombreamiento

Fuente SAM

Nos da una distancia de espaciado entre módulos de 6 metros, por lo que se debe tener en cuenta un área de 30 m² aproximadamente.

Para la demanda de energía se utilizará el consumo real de una vivienda que conforma 3 a 4 personas. En la tabla 13 se muestra la demanda por mes en kWh. Cabe decir que por el simulador SAM se puede conformar una demanda real del usuario residencial que no es concordante con la irradiación solar. Esto se muestra en la figura 101.

Tabla 13: Demanda de energía para una vivienda típica en RM

	Energy (kWh)	Peak (kW)
Jan	280.00	0.66
Feb	242.00	0.63
Mar	247.00	0.66
Apr	253.00	0.83
May	294.00	1.00
Jun	289.00	0.85
Jul	295.00	0.73
Aug	303.00	0.81
Sep	272.00	0.84
Oct	216.00	0.69
Nov	272.00	0.68
Dec	226.00	0.54
Annual	3,189.00	1.00

Fuente Elaboración propia y SAM

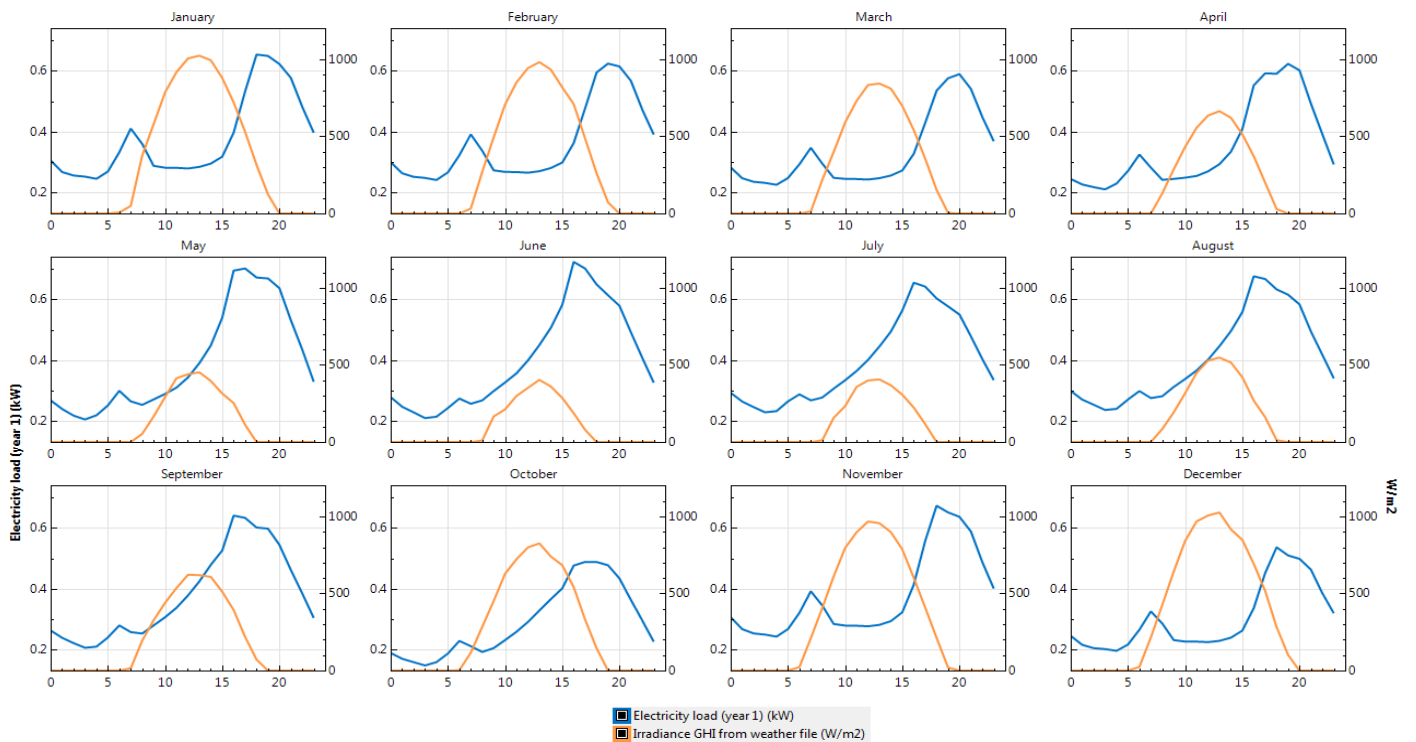


Figura 101: Gráficos mensuales de Demanda de energía residencial vs GHI

Fuente SAM

7.2.2. Parámetros financieros

La estructura de costos del sistema es definible por el usuario. La ventana de costos del sistema solar se divide en tres cuadros:

- Costos directos de capital (Direct capital costs): En el cuadro se muestran los costos de los módulos e inversores, más los costos de instalación de ellos. Se busca referencia al Programa del Gobierno de Chile, llamado Techos Solares Públicos, el cual nos indica los costos en dólares de licitación por Wp desde el 2015 al 2017. El promedio para la Región Metropolitana es de 1,39 USD/Wp que varía desde 0,95 a 1,89 USD/Wp (Programa Techos Solares Públicos, 2017). Para nuestro caso se utilizó 1,47 USD/Wp, lo que concuerda con los precios de los módulos e inversores utilizados.
- Costos indirectos de capital (Indirect capital costs): En el cuadro de los costos de capital indirecto muestran como variables el porcentaje de costos dedicado a las labores de ingeniería y construcción, costos sobre el terreno y extras y otros costos fijos. Esta estructura de costos se mantuvo fija para todos los escenarios.
- Costos de operación y mantenimiento (Operation and maintenance costs): En el cuadro de los costos operacionales y de mantenimiento existen tres variables, costos fijos anuales, costos fijos por capacidad instalada, costos fijos por generación. Además es posible asignar una tasa de aumento a estos costos que se hace efectiva anualmente. Los costos fijos anuales dependerán del tamaño del campo solar. Los valores de costos fijos por capacidad instalada y costos fijos por generación se mantuvieron iguales a 0. Solo aplicaremos un costo de operación o de mantención al

hecho de aplicar limpieza a los paneles solares, por lo que se verá en el análisis de sensibilidad.

La estructura de financiamiento también es definible por el usuario. La configuración del sistema de financiamiento se definió de la siguiente manera:

- Periodo de análisis: 25 años
- Tasa de inflación: 3% anual.
- Tasa de descuento real: 6,8%

La tasa de descuento real y la tasa de inflación definen la tasa de descuento nominal, que se calcula con la siguiente ecuación:

$$1 + \text{tasa nominal} = (1 + \text{tasa de inflación}) * (1 + \text{tasa real})$$

La tasa de descuento obtiene un valor final de 10% y la inversión se supondrá que no es con deuda.

Las tasas de electricidad de venta y compra se definirán a nivel consumidor, tarifa BT1, medición de energía cuya potencia conectada sea inferior a 10 kW o la demanda sea limitada a 10 kW (residencial).

- Compra: 100 \$/kwh
- Venta: 67 \$/kwh

7.3. Estimación Teórica del sistema FV sin y con efecto soiling

7.3.1. Simulación sistema FV sin efecto soiling

Dado los puntos anteriores, se tienen los resultados de la estimación fotovoltaica sin efecto soiling. La producción mensual en (kWh) se muestra en la figura 102:

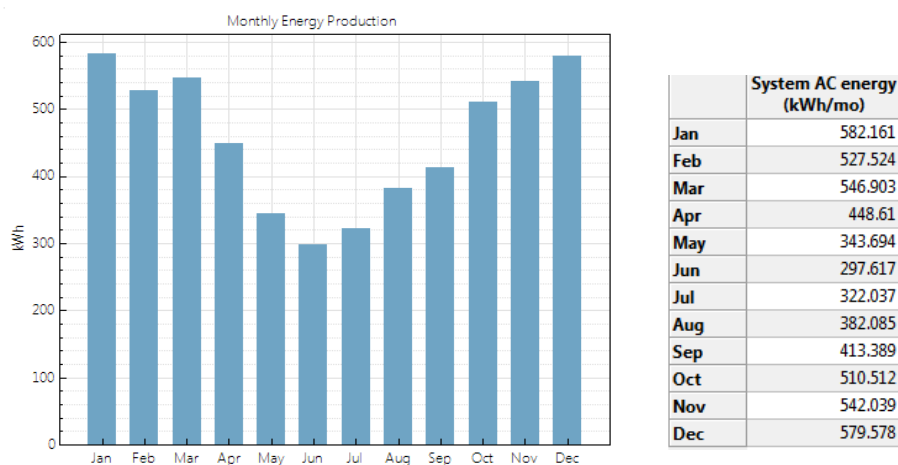


Figura 102: Producción mensual de sistema FV sin soiling

Fuente SAM

En la tabla 14 se presenta un resumen de los parámetros:

Tabla 14: Resultados simulación de sistema FV sin soiling

Metric	Value
Annual energy (year 1)	5,496 kWh
Capacity factor (year 1)	20.9%
Energy yield (year 1)	1,831 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.82
Levelized COE (nominal)	10.57 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.09 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$489
Electricity bill with system (year 1)	\$116
Net savings with system (year 1)	\$373
Net present value	\$-995
Payback period	12.5 years
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$4,400
Equity	\$4,400
Debt	\$0

Fuente SAM

A partir del análisis se desprenden las siguientes conclusiones:

- El Factor de planta es el cociente entre la energía real generada por el sistema FV durante el periodo anual y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período. Para nuestro caso es de un 20,9%, debido a la demanda de energía que se tiene en una vivienda, como se muestra en la tabla 13.
- El costo de energía sin tener un sistema FV es de 489 USD anual, por lo que mensual es aproximadamente 40,72 USD.
- El ahorro anual es de 373 USD, en este valor está contemplado las ganancias que se tienen al vender la energía sobrante por la ley Netbilling.
- El payback se produce a los 12.5 años.
- VAN es de -995 USD, lo que no resulta extraño, ya que está dentro del rango de las instalaciones FV que se realizan en viviendas por el marco legal vigente en Chile.
- El valor de LCOE real es de 8,09 cent/kWh y la energía generada anual es de 5.496 kWh.

Dado lo anterior, se tiene la producción anual de un sistema típico FV que no tiene presencia de soiling y no se tiene contemplado costos de O&M por ser tipo residencial y para efectos de la simulación.

El supuesto claro es que la limpieza sea realizada por el propietario de la vivienda.

7.3.2. Simulación sistema FV con efecto soiling

Antes de mostrar los resultados, se deben definir criterios de soiling en los meses que son secos, Enero y Febrero y los restantes meses que no se contemplaron en el Laboratorio residencial. Para esto, se sabe que en periodos sin lluvia la tasa de soiling es de -0,28%. Por lo que se desprende que a 30 días el soiling es aproximadamente de -10% mensual. Este valor es un supuesto debido a que en meses secos, como se mostró en los casos de estudio, puede tener otra tasa de soiling, que en teoría debería ser mayor.

Para los meses de lluvia, se manejarán tasas de -3 a -4 % mensual.

Un problema de SAM que el efecto soiling, lo maneja a nivel mensual, siendo que a nivel de detalle debería ser diario, ya que como se expuso en el capítulo de casos de estudio, se puede tener distintas tasas a diferentes días. Dado lo expuesto anteriormente, se muestra en la tabla 15 valores de soiling para los meses que se simularán:

Tabla 15: Porcentajes de soiling a nivel mensual

	Value
Jan	10
Feb	10
Mar	8
Apr	7
May	6
Jun	4
Jul	3
Aug	4
Sep	4
Oct	7
Nov	8
Dec	9

Fuente SAM

La producción mensual en (kWh) con efecto soiling se muestra en la figura 103.

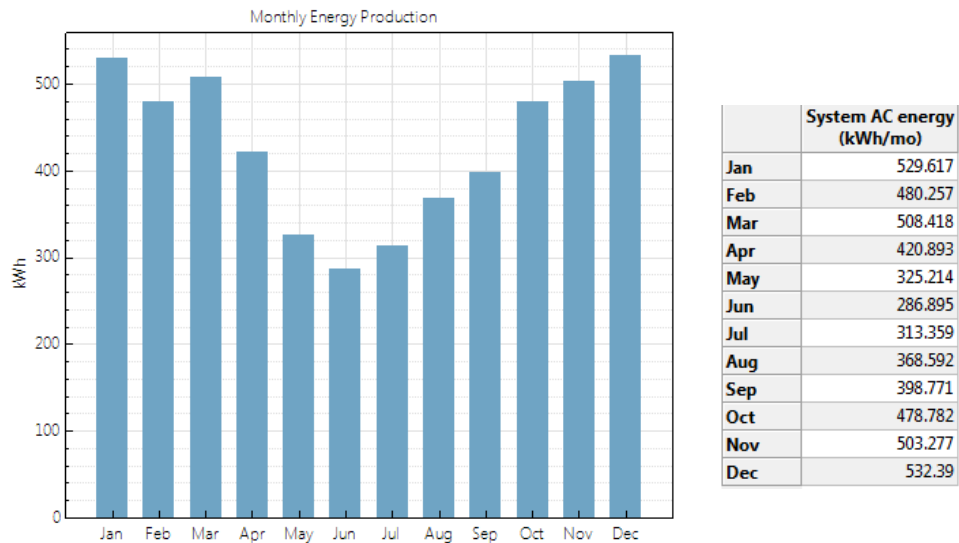


Figura 103: Producción mensual de sistema FV con soiling

Fuente SAM

En la tabla 16 se presenta un resumen de los parámetros contemplando el efecto soiling:

Tabla 16: Resultados simulación de sistema FV con soiling

Metric	Value
Annual energy (year 1)	5,146 kWh
Capacity factor (year 1)	19.6%
Energy yield (year 1)	1,715 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.77
Levelized COE (nominal)	11.28 ¢/kWh
Levelized COE (real)	8.64 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$489
Electricity bill with system (year 1)	\$155
Net savings with system (year 1)	\$334
Net present value	\$-1,438
Payback period	14.0 years
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$4,400
Equity	\$4,400
Debt	\$0

Fuente SAM

Cabe decir que en varias métricas y parámetros fueron afectados los resultados de la simulación que tiene el efecto del soiling, los cuales se presentarán a continuación:

- El Factor de planta disminuyó de 20,9% a 19,6%.
- El ahorro anual es de 334 USD, por lo que hubo una disminución de 39 USD.
- El payback se produce a los 14 años, 1,5 años por el efecto soiling.
- VAN es de -1.438 USD, 443 USD más por el efecto soiling.
- El valor de LCOE real es de 8,64 cent/kWh (0,55 cent/kWh más) y la energía decreció de 5.496 a 5.146 kWh.

En general todos los indicadores financieros se fueron a la baja, por las pérdidas de ensuciamiento (soiling), lo sorprendente que por este hecho, retrasa el payback de la instalación a 1,5 años.

Notar que en ambas simulaciones no está incorporado el costo de mantención de limpieza de los módulos solares por ser un sistema residencial. Cabe decir que este costo no debe superar los 39 USD de ahorro, que se tiene para este lugar con las condiciones mostradas, ya que si no, estamos entrando en el punto de que limpiar se hace más caro que el mismo efecto soiling. Cabe notar que en un sistema residencial, este efecto no tiene tanto impacto económico por la cantidad de energía que demanda una vivienda. Para mayor claridad de este punto se realizará un análisis de sensibilidad que se presentará a continuación en el siguiente capítulo.

7.4. Análisis de sensibilidad

Se harán dos análisis, el primero se variará la configuración mensual de pérdidas de soiling para mostrar la energía anual generada del sistema, performance ratio, VAN, LCOE (real) y el monto anual de ahorro de energía.

En el segundo análisis, se variará los costos anuales estimados de limpieza de los módulos para evitar el ensuciamiento (soiling), mostrando las salidas ya mencionadas en el punto anterior.

7.4.1. 1° Análisis - Variación de configuración de pérdidas soiling

En este punto se realizarán 7 configuraciones de pérdidas de soiling, destacando que la configuración 1 es sin pérdidas y la última configuración (7) es el caso extremo para el lugar estudiado. En la tabla 17, se muestra la simulación realizada:

Tabla 17: Análisis de configuración de pérdidas soiling

N° de Conf.	Soiling losses mensual	Costo Limpieza Energía Anual		PR (%)	VAN (USD)	Payback (Años)	LCOE Real (cents/kWh)	Ahorro Anual de electricidad con sistema FV (USD/Año)	Máximo Costo de Limpieza (USD/año)
		Anual (USD/año)	generada (kWh)						
1	0;0;0;0;0;0;0;0;0;0	0	5496,2	82,2%	-995,3	12,5	8,09	372,8	0
2	1;1;1;1;1;1;1;1;1;1	0	5447,6	81,5%	-1.057,4	12,7	8,16	367,4	5
3	5;5;4;3;3;2;2;2;3;3;3	0	5337,9	79,9%	-1.195,6	13,1	8,33	355,3	18
4	6;6;6;5;4;3;3;3;4;5;6;6	0	5251,6	78,6%	-1.305,6	13,5	8,47	345,7	27
5	10;10;8;7;6;4;3;4;4;7;8;9	0	5146,5	77,0%	-1.437,8	14,0	8,64	334,1	39
6	15;14;13;10;8;6;6;6;6;8;9;13	0	4998,1	74,8%	-1.625,9	14,8	8,90	317,7	55
7	25;25;20;15;14;13;8;8;8;10;14;20	0	4702,8	70,3%	-2.001,7	16,6	9,45	284,8	88

Fuente Elaboración propia

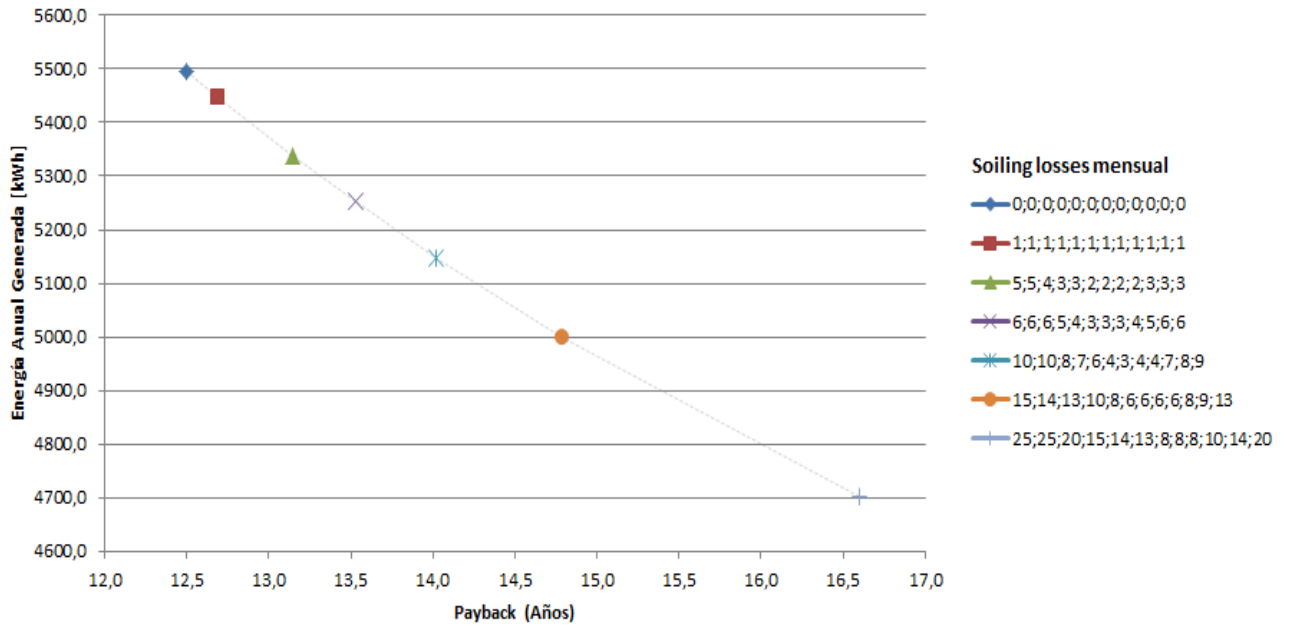


Figura 104: Variación de configuración de pérdidas soiling

Fuente Elaboración propia

Como se muestra en la figura 104, a medida que la configuración de soiling mensual se hace cada vez con más pérdidas, el payback y la energía anual generada comienza a decrecer. Por lo que claramente se ve una degradación por el efecto soiling.

Cabe decir que el actual marco legal, nos da incentivo al autoconsumo, por lo que los dos únicos parámetros de beneficio es el uso de la energía a paridad con la generación de esta y la venta de energía. En la tabla 17 se muestra, que el factor ahorro que tenemos por temas de limpieza es limitado, por lo que una configuración normal nos va a ahorrar 40 USD anuales y este sería nuestro máximo permitido si pensamos en costear la limpieza residencial a un tercero.

7.4.2. 2° Análisis - Costos anuales estimados de limpieza de los módulos

Como se mencionó anteriormente, las simulaciones realizadas, no está incluido el costo de limpieza de los módulos por ser zona residencial. Pero si lo pensamos, ¿quién estaría dispuesto a subirse al techo a limpiar los paneles?, por lo que en el siguiente análisis se estudiará hasta cuanto se podría pagar por el costo mensual, realizando comparación con las 7 configuraciones de soiling anteriores, mostrando indicadores financieros como el VAN, payback y LCOE real.

Tabla 18: Análisis sensibilidad de costo de limpieza de soiling

Costo Limpieza Anual (USD/año)	VAN (USD)	Payback (Años)	LCOE Real (cents/kWh)	N° de Conf.	Costo Limpieza Anual (USD/año)	VAN (USD)	Payback (Años)	LCOE Real (cents/kWh)	N° de Conf.
0	-995,3	12,5	8,09	1	51	-1.582,8	14,6	9,00	
1	-1.006,8	12,5	8,11		52	-1.594,3	14,6	9,02	
2	-1.018,3	12,6	8,13		53	-1.605,9	14,7	9,03	
3	-1.029,8	12,6	8,14		54	-1.617,4	14,7	9,05	
4	-1.041,3	12,6	8,16		55	-1.628,9	14,8	9,07	6
5	-1.052,9	12,7	8,18	2	56	-1.640,4	14,8	9,09	
6	-1.064,4	12,7	8,20		57	-1.652,0	14,9	9,11	
7	-1.075,9	12,8	8,21		58	-1.663,5	14,9	9,12	
8	-1.087,4	12,8	8,23		59	-1.675,0	15,0	9,14	
9	-1.098,9	12,8	8,25		60	-1.686,5	15,1	9,16	
10	-1.110,5	12,9	8,27		61	-1.698,0	15,1	9,18	
11	-1.122,0	12,9	8,29		62	-1.709,6	15,2	9,19	
12	-1.133,5	12,9	8,30		63	-1.721,1	15,2	9,21	
13	-1.145,0	13,0	8,32		64	-1.732,6	15,3	9,23	
14	-1.156,5	13,0	8,34		65	-1.744,1	15,3	9,25	
15	-1.168,1	13,1	8,36		66	-1.755,6	15,4	9,27	
16	-1.179,6	13,1	8,37		67	-1.767,2	15,4	9,28	
17	-1.191,1	13,1	8,39		68	-1.778,7	15,5	9,30	
18	-1.202,6	13,2	8,41	3	69	-1.790,2	15,5	9,32	
19	-1.214,2	13,2	8,43		70	-1.801,7	15,6	9,34	
20	-1.225,7	13,2	8,45		71	-1.813,2	15,6	9,35	
21	-1.237,2	13,3	8,46		72	-1.824,8	15,7	9,37	
22	-1.248,7	13,3	8,48		73	-1.836,3	15,7	9,39	
23	-1.260,2	13,4	8,50		74	-1.847,8	15,8	9,41	
24	-1.271,8	13,4	8,52		75	-1.859,3	15,9	9,43	
25	-1.283,3	13,4	8,54		76	-1.870,8	15,9	9,44	
26	-1.294,8	13,5	8,55		77	-1.882,4	16,0	9,46	
27	-1.306,3	13,5	8,57	4	78	-1.893,9	16,0	9,48	
28	-1.317,8	13,6	8,59		79	-1.905,4	16,1	9,50	
29	-1.329,4	13,6	8,61		80	-1.916,9	16,2	9,52	
30	-1.340,9	13,7	8,62		81	-1.928,5	16,2	9,53	
31	-1.352,4	13,7	8,64		82	-1.940,0	16,3	9,55	
32	-1.363,9	13,7	8,66		83	-1.951,5	16,3	9,57	
33	-1.375,4	13,8	8,68		84	-1.963,0	16,4	9,59	
34	-1.387,0	13,8	8,70		85	-1.974,5	16,5	9,60	
35	-1.398,5	13,9	8,71		86	-1.986,1	16,5	9,62	
36	-1.410,0	13,9	8,73		87	-1.997,6	16,6	9,64	
37	-1.421,5	14,0	8,75		88	-2.009,1	16,6	9,66	7
38	-1.433,1	14,0	8,77		89	-2.020,6	16,7	9,68	
39	-1.444,6	14,0	8,78	5	90	-2.032,1	16,8	9,69	
40	-1.456,1	14,1	8,80		91	-2.043,7	16,8	9,71	
41	-1.467,6	14,1	8,82		92	-2.055,2	16,9	9,73	
42	-1.479,1	14,2	8,84		93	-2.066,7	17,0	9,75	
43	-1.490,7	14,2	8,86		94	-2.078,2	17,0	9,76	
44	-1.502,2	14,3	8,87		95	-2.089,7	17,1	9,78	
45	-1.513,7	14,3	8,89		96	-2.101,3	17,2	9,80	
46	-1.525,2	14,4	8,91		97	-2.112,8	17,2	9,82	
47	-1.536,7	14,4	8,93		98	-2.124,3	17,3	9,84	
48	-1.548,3	14,5	8,94		99	-2.135,8	17,4	9,85	
49	-1.559,8	14,5	8,96		100	-2.147,4	17,4	9,87	
50	-1.571,3	14,6	8,98						

Fuente Elaboración propia

En la tabla 18, se muestran los resultados. Si consideramos el caso más extremo, económicamente es lo mismo dejar que los paneles fotovoltaicos se ensuciasen hasta una configuración 7 de soiling [25;25;20;15;14;13;8;8;8;10;14;20], que pagar al año por limpieza 88 USD anuales, lo que equivale 7,3 USD mensuales. Todo ello en el marco legal vigente (Ley Netbilling) y consumo residencial.

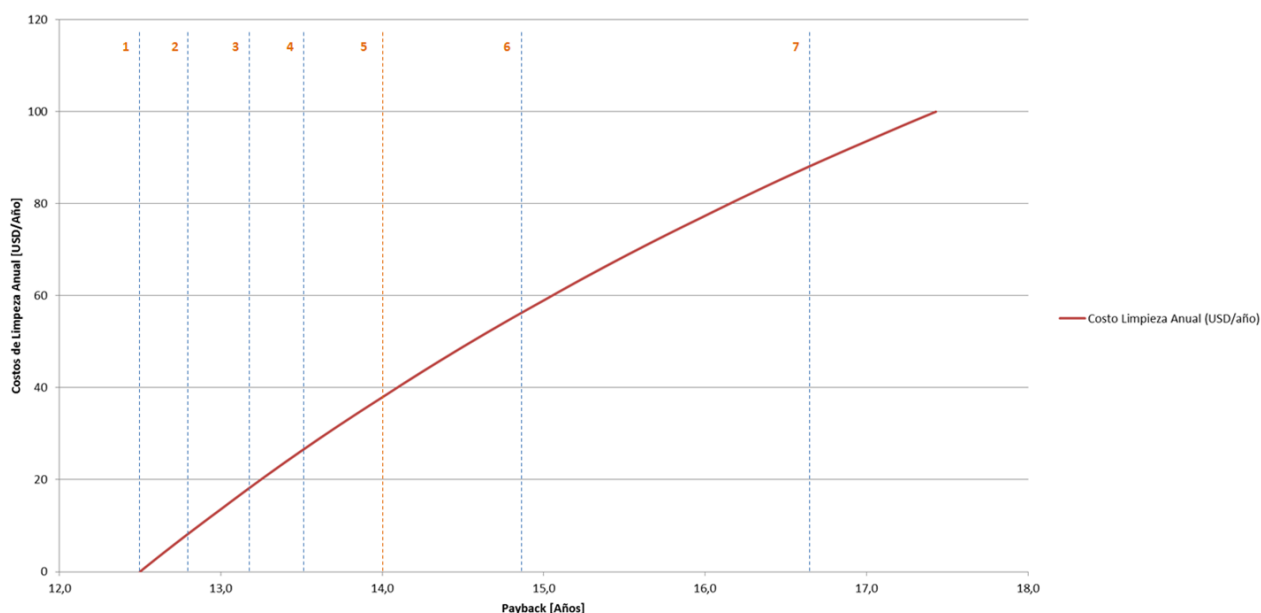


Figura 105: Costo limpieza anual vs configuraciones de soiling

Fuente Elaboración propia

En la figura 105, cabe decir que en la configuración típica de soiling que es la 5, el costo de limpieza debería ser menor a 39 USD, ya que mayor a eso, no valdría la pena limpiar.

Como ya se ha hablado en capítulos anteriores, un tema interesante a comparar sería el uso de energía para el auto eléctrico que cada día es más imperante, ya que ahí cambiaría completamente el panorama, debido a que el incentivo sería al ahorro de combustible, que actualmente presenta un costo alto en nuestro país y no la venta de energía que actualmente es valor que paga la distribuidora eléctrica es baja.

7.5. Posibles pautas de limpieza para el efecto soiling residencial

A continuación se detallarán algunas pautas de cuando limpiar los módulos FV en una zona residencial, de acuerdo a la experiencia del laboratorio realizado.

- Si llueve, no limpie: Todo dependerá de la intensidad de la lluvia, pero está claro que al existir lluvia, no es necesario limpiar los módulos FV.
- Intensidades de lluvia mayor a 5 mm, no es necesario limpiar: cuando existen intensidades mayores a 5 mm y más aún son continuas no es necesario limpiar los módulos FV.
- No ocupar agua de la llave: Ojala la limpieza se realice con agua destilada, debido a que en la Región Metropolitana (RM) existen altos porcentajes de dureza del agua potable, esto es debido por su condición de país montañoso (el agua tiene una alta concentración de minerales).
- Utilice paño de esponja: Dada la condición de este paño absorbe de mejor manera el agua y no es abrasivo. Debido a que otros tipos de paños pueden tener alguna condicionante que afecte o lije el vidrio.
- Realice limpiezas periódicas 1 vez a la semana si no hay presencia de lluvia: De acuerdo a lo observado, si no existe presencia de lluvia, lo más factible es realizar limpiezas 1 vez cada 7 días, para mantener correctamente los módulos FV.
- Si instala energía FV en un hogar debe realizar siempre mantención a todo el sistema, pero cuidado con los servicios de limpieza a paneles FV excesivamente caros, actualmente los beneficios que ofrece la ley chilena de generación distribuida, no son lo suficientes atractivos para el ciudadano común.

8. CONCLUSIONES

Se han presentado varios casos de estudio de soiling (ensuciamiento) en distintas partes de Chile y en el mundo, el cual se verificaron algunos comportamientos y conductas mostradas en los resultados del Laboratorio residencial, estos son: tendencias lineales en tasas de soiling, disminución en la corriente de corto circuito (I_{sc}), poca variación del voltaje de circuito abierto (V_{oc}) producto de este efecto, varias tasas de soiling para un mismo lugar, entre otras. Lo cual se ha experimentado y comprobado de forma práctica estos efectos y sus implicancias.

Se han estudiado tres meses difíciles de medir por la variabilidad del clima, pero dado ese comportamiento se pudo analizar los efectos de limpieza que presenta la lluvia hacia los módulos fotovoltaicos. Se pudo constatar que a intensidades mayores de 5 mm de lluvia y menores a ese valor pero constantes (en varios días seguidos), se realiza una limpieza casi completa al módulo afectado, esto se pudo comprobar en los meses de Julio y Septiembre, la cual el agua caída en mm fue la misma, pero la presencia de lluvias fue diferente; las cuales tuvieron soiling rates completamente diferentes.

Dada la variabilidad del tiempo, se tipificó las medidas en tres clasificaciones (Medición Ok, Ok con baja irradiación y no significativa), las cuales sirvió para darse cuenta que a mayores intensidades de irradiación hay una menor incertidumbre por parte del instrumento de medición (trazador de curvas I-V), y además se puede otorgar a un fenómeno a la que a presencia de suciedad, esta se hace menor cuando hay más irradiación, y se hace mayor el efecto de ensuciamiento cuando hay menor irradiación. Este último punto hay que estudiarlo, ya que no se tiene la certeza necesaria para poder confirmarlo.

Como al efectuar medidas de soiling con curvas I-V, hay que sacar el máximo provecho a la información que nos está dando la curva, por lo que se desarrolló un nuevo ratio de soiling, al cual se le llamo "*Imedia ratio*" la cual se definió como la relación de la corriente promedio del panel sucio con respecto al limpio. La corriente a utilizar será la corriente promedio hasta la corriente de un voltaje de referencia a definir. Este ratio se calculó para las distintas mediciones efectuadas, las cuales se comparó con el Isc ratio (que es utilizado a nivel mundial) y no presentó mayores diferencias. Por lo que implica, que puede ser un ratio aceptado y usado para futuras investigaciones.

Un punto a recalcar, es que el comportamiento del soiling tiene tendencia lineal, cuando no se tiene presencia de lluvias o limpieza externa. Esto fue visto y comprobado en los casos de estudio y analizado en el Laboratorio residencial, con lo que se pudo obtener la tasa de soiling en el mes de Septiembre.

Como se mencionó anteriormente, utilizar un instrumento de curvas I-V para medir el soiling tiene alta dificultad, debido a que la comparación de curvas de panel sucio y limpio a analizar, se debe tener la misma irradiación. Para que se presente esta situación las condiciones climáticas no deben ser variables, por lo que es recomendable ocupar esta técnica en meses que no hay mucha nubosidad y lluvias, es decir, los meses de verano.

Al realizar un Laboratorio con instrumento de curvas I-V, es de gran utilidad para zonas residenciales o que no tengan un cierto grado de "estación terrena solar" debido a que se pueden analizar factores a bajo costo en comparación de tener una estación solar determinada con instrumentos como los piranómetros, datalogger, sensores de temperatura, entre otros, que en comparación son de alto costo.

El simulador SAM presenta grandes capacidades para simular plantas fotovoltaicas sin de requerir un conocimiento de experto, presenta base de datos de los componentes más utilizados, y lo mejor aún que es gratuito. En el ámbito de las pérdidas de soiling, le falta más desarrollo, ya que debería ingresarse tasas diarias o en su efecto semanales.

Al simular los efectos económicos que nos otorga la presencia de soiling, nos puede parecer que los costos son muy bajos. Esto es debido a la actual comparación que le estamos dando por los beneficios de la actual Ley Netbilling y la demanda residencial que le otorgamos. Un punto a recalcar y para futuras investigaciones, sería cómo se comporta este efecto soiling en presencia de nueva demanda energética (residencial), como lo son los autos eléctricos.

Cabe concluir que el efecto soiling es difícil de cuantificar y hacerlo generalizado, ya que tiene muchos factores propios de un ensuciamiento cualquiera y más aún se agrega las condiciones climáticas que varían de lugar a lugar, como irradiancia, temperatura, rocío, humedad, lluvia, sumándole a esto que en los casos de estudios revisados y los *papers* actuales aún no hay un estándar de medición de este efecto, ya que algunos investigadores lo realizan comparando la pérdida de potencia que se presenta, medido desde el inversor. Algunos de estudios no se indicó si efectuaron corrección de temperatura. Otros realizan sus casos de estudios comparando solos las corrientes de corto circuito (I_{sc}) de los módulos FV, como también otros contrastando la cantidad de polvo depositado o su transmitancia en el vidrio. Lo que hace más difícil comparar los estudios y realizar un mapa de soiling a nivel mundial, por lo que queda aún mucha investigación y estandarización sobre esta materia.

9. ANEXOS

9.1. Hojas técnicas



160W MONO
SOLAR MODULE

Mono-Crystalline

Module type	Pm(W)	Number of cell	Cell Dimension (mm)	Max System Voltage(V)	Vm(V)	Im(A)	Voc(V)	Isc(A)
PS-160MJ	160W	36 (4*9)	156	1000	18.5	8.51	22.9	8.94

Parameter

Maximum system voltage (V)	1000
Temperature coefficients of Isc (%)	+0.1%/°C
Temperature coefficients of Voc (%)	-0.38%/°C
Temperature coefficients of Pm (%)	-0.47%/°C
Temperature coefficients of Im (%)	+0.1%/°C
Temperature coefficients of Vm (%)	-0.38%/°C
Temperature Range	-40°C---85°C
Tolerance Wattage (e.g. +/-5%)	± 3%
Surface Maximum Load Capacity	60m/s (200kg/sq.m)
Junction Box Type	PPO, black
Connectors and Cables Type	4mm2
Length of Cables (mm)	750
Cell Efficiency (%)	≥ 18.5%
Frame (Material, Corners, etc.)	Anodized Aluminum Alloy
Glass	High transmissivity low-iron 3.2 mm toughened glass
Standard Test Conditions	AM1.5 100MW/cm ² 25°C
Guarantee of power	90% power for 12years, 80% power for 25years.
FF (%)	≥73.3%

Physical Characters

Output	Module Net Weight	Module Size (MM)	Packing	20' Container	40' Container
160W	12.0(kg)	1480*670*35	2pcs/carton	440 pcs	968 pcs



RoHS

www.kuhn.cl

6. TRI-KA – OVERVIEW



6.1 Case and control elements

1. Touch screen to operate the TRI-KA
2. Power button to switch the TRI-KA on and off
3. Measuring cable connection, positive terminal
4. Measuring cable connection, negative terminal
5. Memory card slot
6. Plug-in point for the charger cable

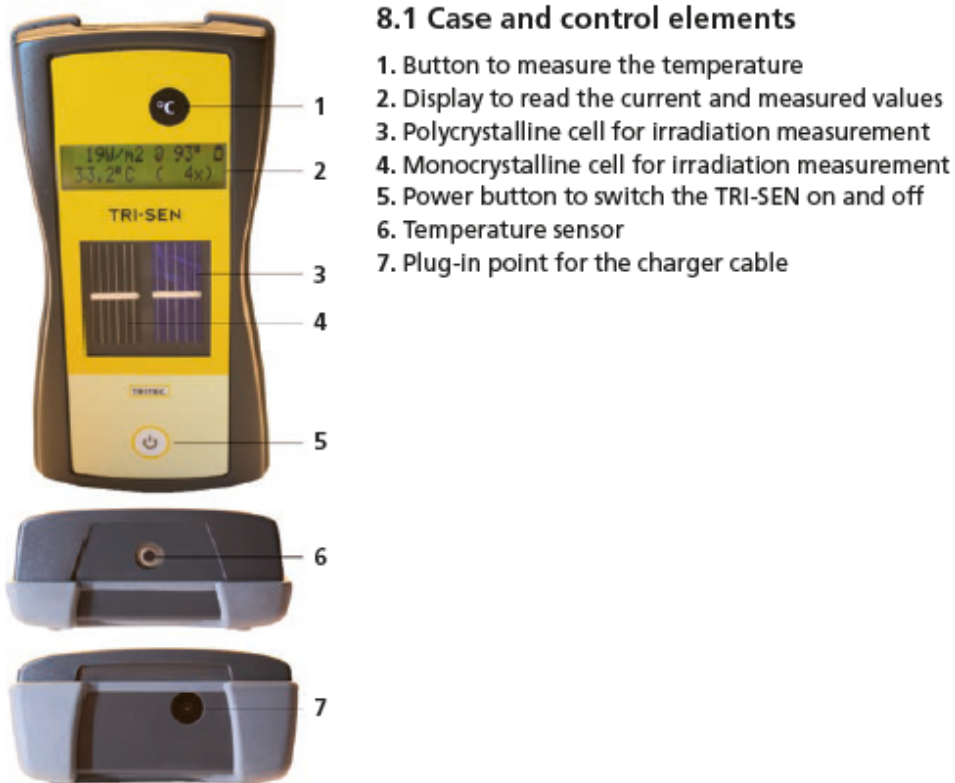
6.2 Technical data

Measuring	Current/voltage, characteristic curve
Calculated values	STC values (short-circuit current, open-circuit voltage, M_{pp} current, M_{pp} voltage), M_{pp} output, fill factor, ideal characteristic curve of module manufacturer
Voltage measuring range	1.0 – 1000V ($<\pm 1\%$) ($U_{oc} > 5V$)
Current measuring range	0.1 – 15.0A ($<\pm 1\%$)
Measuring connection	Measuring cable
Memory capacity for measuring curves	Depending on size of SD memory card (>1000 measured curves with 1 GB)
Display	3.2 inch colour LCD touch screen (240x320 pixels, RGB)
Power supply	Lithium polymer battery
Interface	2 measuring cables to PV string, wireless connection to TRI-SEN, SD/SDHC memory card for PC
Ambient temperature	0–50 °C
Admissible relative humidity	<80 %RH
Protection mode	IP20
Measuring category	CAT II 1000V, CAT III 600V
Storage temperature	0–30 °C
Storage humidity	<80 %RH

Use	Indoors and outdoors
Maximum height	2000 m AMSL
Dimensions (L / W / H)	210 / 105 / 41 mm
Weight	0.5 kg
Norms	EN 61010-1, EN 61010-2-030, EN 61010-031, CE

8. TRI-SEN – OVERVIEW

8.1 Case and control elements



8.2 Technical data

Measuring	Global irradiation, module temperature, angle of inclination
Temperature measuring range	0 – 100 °C (± 3 % in relation to a black body)
Irradiation measuring range	100 – 1200 W/m ² ± 5 %
Measuring connection	Non-contact measurement
Reference cells	1 x monocrystalline cell, 1 x polycrystalline cell
Memory	Up to approx. 8 hours (volatile)
Display	B/W LC display (2-line, 16 characters)
Power supply	Lithium polymer battery
Interface	Wireless connection to TRI-KA (Range depends on local and physical conditions.)
Ambient temperature	0 – 60 °C
Admissible relative humidity	< 80 %RH
Storage temperature	0 – 30 °C
Storage humidity	<80 %RH
Use	Indoors and outdoors
Maximum height	2000 m AMSL
Protection mode	IP20
Dimensions (L / W / H)	160 / 82 / 41 mm
Weight	0.2 kg
Norms	N 61010-1, CE mark

10. REFERENCIAS

- Al-hasan, A. Y., & Ghoneim, A. A. (2005). *A new correlation between photovoltaic panel's efficiency and amount of sand dust accumulated on their surface*. Kuwait: International Journal of Sustainable Energy.
- Bloomberg New Energy Finance. (25 de Abril de 2017). *Bloomberg New Energy Finance Summit*. Obtenido de <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/04/2017-04-25-Michael-Liebreich-BNEFSummit-Keynote.pdf>
- CNE. (2017). Reporte Mensual ERNC.
- Comisión Nacional de Energía. (2016). *Anuario Estadístico Energía 2016*. Obtenido de http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/CNE/AnuarioCNE2016.pdf
- Darez, P, Darr. C. (2014). *Quantifying PV soiling losses in the Atacama Desert*. Chile: Mainstream Renewable Power.
- DDSolar. (2016). *Soiling Monitoring Solution & Field Test Results in MENA Regions*. Freiburg, Germany: The 6th PV Performance Modeling an Monitoring Workshop.
- Departament of Physics, Georgia State University. (2017). *HyperPhysics Georgia State University*. Obtenido de <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu/hbasees/Solids/pnjun.html>
- Diplomado en Energía Solar, PUC. (2017). *Diplomado en Energía Solar, PUC*. Santiago: Pontificia Universidad Católica de Chile.
- Duffie, John A. . (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey.

- Ferrada, P., et al. (2017). *Characterization of soiling on PV modules in the Atacama Desert*. Antofagasta: Centro de Desarrollo Energético Antofagasta (CDEA), Universidad de Antofagasta.
- Foro Coches Eléctricos. (13 de Agosto de 2017). *Foro Coches Eléctricos*. Obtenido de <http://forococheselectricos.com/2017/08/despues-de-comprarse-un-coche-electrico-muchos-usuarios-estan-anadiendo-paneles-solares-sus-viviendas.html#4quco:yZbfXQVQboGX>
- García, P. (2014). *Energía fotovoltaica trazador de curvas I-V para seguimiento de módulos solares*. (Memoria de Titulación). Universidad Politécnica de Madrid, España.
- H. Haeberlin and J. D. Graf. (1998). *Gradual Reduction of PV Generator Yield due to Pollution*. Switzerland: Hochschule für Technik und Architektur (HTA) Burgdorf, Ilcoweg 1, CH-3400 Burgdorf, Switzerland.
- Lazard. (Diciembre de 2016). *Levelized cost of energy*. Obtenido de <https://www.lazard.com/media/438038/levelized-cost-of-energy-v100.pdf>
- Ley N° 20.571. (2014). Diario Oficial de la República de Chile. Santiago de Chile, 6 de Septiembre de 2014.
- Loeff, T. (2015). *Análisis de propuestas para mejorar la implementación de la ley 20.571 de generación distribuida e incentivar su utilización a nivel residencial*. (Memoria de Titulación). Universidad Técnica Federico Santa María, Chile.
- Mejia F., et al. (2013). *The effect of dust on solar photovoltaic systems*. California: Universidad de California, San Diego.

Ministerio de Energía. (2016). *Ministerio de Energía*. Obtenido de http://antiguo.minenergia.cl/minwww/opencms/14_portal_informacion/la_energia/electricidad.html

Miranda, M. (2016). *Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la ley N°20.571*. Santiago: Memoria para optar al título de ingeniería civil eléctrica, Universidad de Chile.

Mohammad. R, et al. (2016). *Power loss due to soiling on solar panel: A review*. Malasia: Department of Electrical and Electronic Engineering, Universiti Putra Malaysia.

Programa Techos Solares Públicos. (2017). *Reporte de Costos de Adjudicación Programa Techos Solares Públicos - Licitaciones 2015 - 2017*. Santiago.

Reporte Mensual Energético, CNE. (Julio de 2017). *Reporte Mensual Energético, CNE*. Obtenido de https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/RMensual_v201707.pdf

SEC. (Julio de 2017). *Informe SEC - Resumen Mensual de la Industria Energética*. Obtenido de http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ACERCA_DE_SEC/INFORME_SEC_MENSUAL/INFORMESESEC2017-JULIO.PDF

SEC. (Marzo de 2017). *Informe SEC Marzo 2017*. Obtenido de http://www.sec.cl/pls/portal/docs/PAGE/SEC2005/ACERCA_DE_SEC/INFORME_SEC_MENSUAL/INFORMESESEC2017-MARZO.PDF

Solar Energy International. (2015). *Fotovoltaica: Manual de diseño e instalación*. México: New Society Publishers.

SolarPro Staff. (8 de Septiembre de 2017). *SolarPro*. Obtenido de <http://solarprofessional.com/articles/design-installation/field-applications-for-i-v-curve-tracers#.WbL8GbLyhhH>

SunFields. (4 de Septiembre de 2017). *Tipos de paneles solares en el sector fotovoltaico*. Obtenido de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/tipos-de-paneles-solares-fotovoltaicos/>

Urrejola, E.; et al. (2016). *Effect of soiling and sunlight exposure on the performance ratio of photovoltaic technologies in Santiago, Chile*. Santiago, Chile: Fraunhofer Chile Research, Universidad Catolica de Chile.

Zorrilla-Casanova J. et al. (2011). *Analysis of dust losses in photovoltaic modules*. Málaga: Dpto. de Física Aplicada II, Universidad de Málaga.