

# UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE MEDIO AMBIENTE Y ENERGÍA



# UCSC

## Diseño e implementación de experiencias en redes On-grid en laboratorio Microred UCSC

Luis Alfonso Alderete Barría

Informe de Habilitación Profesional para optar al título de:  
**Ingeniero Civil Eléctrico**

**Profesor Patrocinante:**  
Dr. Guillermo E. Ramírez A.

**Comisión:**  
Eduardo Espinosa  
Ricardo Lizana

Concepción, Septiembre 2019.

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTISIMA CONCEPCION  
Facultad de Ingeniería  
Departamento de Medio Ambiente y Energía

Profesor Patrocinante:  
Dr. Guillermo E. Ramírez A.

# Diseño e implementación de experiencias en redes On-grid en laboratorio Microred UCSC

Luis Alfonso Alderete Barría

Informe de Habilitación Profesional  
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Septiembre 2019

## Resumen

En el presente documento se presentará información de cómo se ha desarrollado la energía solar fotovoltaica en Chile y como este desarrollo repercutió al nivel de alcanzar a los establecimientos educacionales. Por una parte la Universidad Católica de la Santísima Concepción toma cartas en materia de un desarrollo sustentable para realizar el proyecto Microred UCSC, pero por otro lado la universidad invierte en la carrera Ingeniería Civil eléctrica, con el fin de capacitar a sus estudiantes y futuros ingenieros, de tal forma de entregarles a estos competencias no solo teóricas, sino más bien prácticas sobre un área en auge en todo el mundo como lo es la energía renovable no convencional, en nuestro caso la ERNC solar fotovoltaica.

De esta manera se presenta el proyecto describiendo los equipos de la planta y su funcionamiento, estructuras utilizadas y equipos de monitoreo, además se presenta cómo se realizó la puesta en marcha de la comunicación de estos dispositivos con las propias plataformas de monitoreo.

Estos tópicos son presentados para introducir, actividades de laboratorio que se diseñaron y ejecutaron con el equipamiento presente. Entre estas actividades mencionamos la evaluación del efecto sombra en las distintas tecnologías de módulos solares y tecnologías de inversión, así entender y comparar el comportamiento de los distintos sistemas presentes en la Microred UCSC.

Por otro lado también se abarca un estudio y optimización del ángulo de inclinación, mediante el uso de la estructura con seguidor solar de dos grados de libertad.

Se visualizarán los principales parámetros eléctricos de un inversor mientras se encuentra en operación al limitar la potencia de salida, mediante la modificación de los parámetros de operación.

Dentro de estas actividades se hace uso de la capacidad de los inversores Fronius de inyectar reactivos a la red, mientras se realiza un estudio del flujo de potencia entre las principales barras de la instalación. Para esto se propone utilizar cargas resistivas, inductivas y capacitivas en la barra del laboratorio.

Se realizará además una comparación de producción entre los strings con seguidor solar y uno de estructura fija, esto con el fin de obtener resultados de cuanta más producción de energía eléctrica se puede obtener al poseer dentro de las instalaciones estos tipos de estructuras capaces de seguir el movimiento del sol.

De esta manera, mediante este proyecto de título se pudo llevar a cabo toda la comunicación de los equipos presentes y obtener 5 actividades de laboratorio con el fin de repercutir en las futuras generaciones de la Ingeniería Civil Eléctrica en la UCSC.

A los alumnos del pasado, presente y futuro de la carrera de Ingeniería Civil Eléctrica de la U.C.S.C.

## Agradecimientos

En primer lugar quiero dar gracias a Dios, por permitir que mi camino se cruzara con tantas personas importantes en esta etapa de mi vida. Mantener un entorno idóneo para mi desarrollo como persona en lo físico y espiritual, y a través de este trabajo, de manera profesional.

Agradezco a mis padres por servirme de sustento al estar tantos kilómetros lejos, y por darme las alas para llegar hasta aquí y a mi hermano por estar ahí cuando necesitaba a alguien cercano. También quiero agradecer a muchas personas de mi familia que está detrás de la posibilidad de que yo pudiera perseguir este título

Quiero darle las gracias a mi pequeña, por estar conmigo en este camino, sobre todo cuando las cosas parecía complicarse, o cuando algo no resultaba, siempre estuviste ahí, así que siempre estaré ahí para ti. Un beso y un abrazo, gracias por todo.

La universidad me hizo conocer a muchas personas, todas unas grandes personas, por esas amistades que se crearon en esta etapa de mi vida, Eduardo León, Nicolás Rebolledo, Hans Bahamonde, Luis Rosenthal, y algunas leyendas más por ahí. Especial agradecimiento al señor Eric Montecinos, que fue como un hermano en la carrera, gracias por todo brother, se te aprecia por siempre. Es imposible no agradecer la compañía al tridente del laboratorio, señor José Medina, sufriendo todas esas noches de avance y a veces siendo útil. Al señor Alfredo Morales, por ese conocimiento impartido en momentos críticos, y al Señor Carlos Jaramillo apañando en los horarios de almuerzo.

A tantas otras personas que me han acompañado, gracias.

Finalmente quiero agradecer a los profesores que han sido una parte importante en todo mi paso por la universidad, ellos fueron a quienes he recurrido, y que en algún momento de esta etapa me han recibido de manera tan abierta a resolver algunas dudas, y en especial al profesor Guillermo Ramírez, por ser estricto en su forma de tratar conmigo con el fin de formarme profesionalmente.

# Tabla de Contenidos

<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>16</b>
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL.....	16
1.1.1 Contexto Energía Solar Chile.....	16
1.1.2 Radiación Solar Chilena.....	21
A. Explorador solar.....	22
1.2. TRABAJOS PREVIOS .....	24
1.2.1 Leyes, Normativas y Reglamentos .....	24
1.2.2 Instalaciones solares existentes en Instituciones académicas. ....	27
A. Colegio Alianza Francesa Chamisero y Colegio de la Alianza Francesa Vítacura.....	27
B. Universidad Católica – Campus San Joaquín.....	28
C. Universidad Antofagasta.....	29
D. Proyecto Fotovoltaico Invernaderos Solares – Universidad de O’Higgins.....	30
E. Terraza Solar Universidad de Chile .....	31
1.3. DISCUSIÓN .....	31
1.4. OBJETIVOS .....	32
1.4.1 Objetivo General .....	32
1.4.2 Objetivos Específicos.....	32
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES .....	33
1.6. TEMARIO Y METODOLOGÍA .....	33
<b>CAPÍTULO 2. MICRORED UCSC.....</b>	<b>35</b>
2.1. TIPOS DE MICROREDES.....	35
1.1.1 Tipo Off-grid.....	35
1.1.2 Tipo On-grid.....	36
1.1.3 Tipo Híbridos.....	36
2.2. UBICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA.....	37
2.2.1 Ubicación en Recinto Universitario .....	37
2.2.2 Diagrama unilineal de cargas y ubicación en barra de Microred UCSC. ....	39
2.2.3 Laboratorio MicroRed UCSC.....	43
2.2.4 Distribución de Strings en la Planta y Potencia instalada .....	45
2.3. EQUIPOS DISPONIBLES PARA LA MICRORED ONGRID UCSC. ....	50
1.1.4 Paneles Solares.....	51
A. Panel monocristalino.....	52
B. Panel Policristalino.....	52
C. Paneles de Capa fina .....	53
1.1.5 Estructuras de fijación para módulos fotovoltaicos .....	54
Estructura fija n°1 “Capa Fina”.....	54

D.	Estructura fija n°2 “Monocristalino y policristalino” .....	55
1.1.6	<i>Tipos de seguidores solares</i> .....	56
E.	Seguimiento de Dos ejes .....	57
F.	Seguimiento solar de Un eje.....	58
1.1.7	<i>Inversores</i> .....	59
A.	Inversor trifásicos SMA STP 5000TL-20 (5[kW]) .....	59
B.	Inversor monofásico Fronius Galvo 2.0-1 (2[kW]).....	61
C.	Inversor trifásico Fronius SYMO 10.0-3-M [10[kW]].....	63
D.	Inversor monofásico Fronius primo 3.0-1(3[kW]).....	64
E.	Micro inversor SMA 240[W] .....	66
F.	Multigate .....	67
2.4.	SISTEMAS DE MONITOREO .....	70
2.4.1	<i>Solar web (Fronius)</i> .....	70
A.	Diagrama de conexión.....	70
2.4.2	<i>Sunny Portal (SMA)</i> .....	73
2.4.3	<i>Meteocontrol (externo)</i> .....	74
A.	Evaluación y entrega de información de la plataforma VCOM.....	79
1.1.8	<i>Estación meteorológica WS-1002-WIFI</i> .....	80
2.5.	DISCUSIÓN .....	81
<b>CAPÍTULO 3. ACTIVIDADES DE LABORATORIO PROPUESTAS.....</b>		<b>83</b>
3.1.	EVALUACIÓN DE EFECTO SOMBRA .....	83
3.1.1	<i>Módulos Capa Fina</i> .....	84
A.	Efecto sombra total ¼ del módulo solar .....	85
B.	Efecto sombra total ½ del módulo solar.....	86
C.	Efecto sombra total sobre 1 o más módulos solares .....	87
D.	Efecto sombra Parcial sobre 1 o más módulos solares .....	88
E.	Discusión de Resultados.....	89
3.1.2	<i>Módulos Policristalino</i> .....	90
A.	Efecto sombra total ¼ del módulo solar .....	90
B.	Efecto sombra total ½ del módulo solar.....	92
C.	Efecto sombra total sobre 1 o más módulos solares .....	92
D.	Discusión de Resultados.....	94
3.1.3	<i>Micro-inversores</i> .....	95
A.	Efecto sombra total ¼ del módulo solar .....	96
B.	Efecto Sombra total ½ del módulo solar .....	96
C.	Efecto sombra total sobre 1 o más módulos solares .....	97
D.	Resultados .....	98
3.1.4	<i>Resumen de producción</i> .....	99
3.2.	ÁNGULO DE INCLINACIÓN .....	101
3.3.	RECORTE DE POTENCIA CON INVERSORES .....	105

3.4.	INYECCIÓN DE REACTIVOS Y REGULACIÓN DE FP .....	107
3.4.1	<i>Flujo de Potencia</i> .....	108
3.5.	COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN .....	115
3.5.1	<i>Primera Evaluación de desempeño de producción en un día despejado</i> .....	116
A.	Producción de strings policristalino y monocristalino en seguidores solares. ....	116
3.5.2	<i>Primera Evaluación de desempeño de producción en un día parcialmente nublado</i> .....	120
A.	Producción de strings policristalino/monocristalino en seguidores solares (día no despejado).....	120
3.5.3	<i>Segunda Evaluación de desempeño de producción en un día despejado</i> .....	123
A.	Producción de strings policristalino y monocristalino en seguidores solares. ....	123
3.5.4	<i>Segunda Evaluación de desempeño de producción en un día parcialmente nublado</i> .....	126
A.	Producción de strings policristalino/monocristalino en seguidores solares (día no despejado).....	126
3.5.5	<i>Tercera Evaluación de desempeño de producción en un día despejado</i> .....	129
A.	Producción de strings policristalino y monocristalino en seguidores solares. ....	129
3.5.6	<i>Tercera Evaluación de desempeño de producción en un día parcialmente nublado</i> .....	133
A.	Producción de strings policristalino/monocristalino en seguidores solares (día no despejado).....	133
3.5.7	<i>Discusión de resultado</i> .....	135
<b>CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN DE MICRORED MEDIANTE SIMULACIÓN .....</b>		<b>139</b>
4.1.	DIAGRAMA DE SIMULACIÓN Y REPRESENTACIÓN DE LA MICRORED .....	140
4.2.	RESULTADOS GRÁFICOS .....	142
<b>CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES .....</b>		<b>146</b>
5.1.	SUMARIO .....	146
5.2.	CONCLUSIONES .....	147
5.3.	TRABAJO FUTURO.....	151
<b>ANEXO A.</b>	<b>METEOCONTROL / BLUE'LOG.....</b>	<b>153</b>
<b>ANEXO B.</b>	<b>MENÚ PRO FRONIUS.....</b>	<b>158</b>
<b>ANEXO C.</b>	<b>SOLICITUD SOLICITANTES LEY 20571.....</b>	<b>159</b>
<b>ANEXO D.</b>	<b>DATASHEET DIODO DE BLOQUEO .....</b>	<b>160</b>
<b>ANEXO E.</b>	<b>MALLA DE SOMBRA 70%.....</b>	<b>162</b>
<b>ANEXO F.</b>	<b>CODIGO MATLAB .....</b>	<b>163</b>



## Lista de Tablas

TABLA 1.1 Radiación anual Campus San Andrés (Fuente: Explorador Solar) .....	22
TABLA 1.2 Información Meteorológica (Fuente: Explorador Solar).....	22
TABLA 1.3 Radiación por mes (Fuente: Explorador Solar).....	23
Tabla 2.1 Resumen Distribución de strings y potencia instalada.....	49
TABLA 2.2 Parámetros eléctricos en condiciones de test estándar* .....	52
TABLA 2.3 Parámetros eléctricos en condiciones de test estándar* .....	53
TABLA 2.4 Parámetros eléctricos en condiciones de test estándar** .....	53
TABLA 2.5 Parámetros inversor SMA 5[kW] a la entrada en CC .....	60
TABLA 2.6 Parámetros inversor SMA 5[kW] a la salida en CA .....	60
TABLA 2.7 Parámetros inversor Fronius 2[kW] a la entrada en CC.....	62
TABLA 2.8 Parámetros inversor Fronius 2[kW] a la salida en CC .....	62
TABLA 2.9 Parámetros inversor Fronius 10[kW] a la entrada en CC.....	63
TABLA 2.10 Parámetros inversor Fronius 10[kW] a la salida en CA .....	64
TABLA 2.11 Parámetros inversor Fronius Primo 3[kW] a la entrada en CC.....	65
TABLA 2.12 Parámetros inversor Fronius Primo 3[kW] a la salida en CA .....	65
TABLA 2.13 Parámetros SMA 240[W] a la entrada en CC .....	67
TABLA 2.14 Parámetros microinversor SMA 240[W] a la salida en CC .....	67
TABLA 2.15 Parámetros de trabajo Sunny Multigate .....	68
TABLA 3.1 Parámetros en presencia de ¼ sombra total. ....	85
TABLA 3.2 Resumen mediciones en presencia de ½ sombra total. ....	86
TABLA 3.3 Resumen mediciones en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra total. .....	87
TABLA 3.4 Resumen mediciones en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra parcial.....	88
TABLA 3.5 Parámetros en presencia de ¼ sombra total .....	91
TABLA 3.6 Parámetros en presencia de ½ sombra total .....	92
TABLA 3.7 Resumen mediciones en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra parcial.....	93
TABLA 3.8 Resumen mediciones en presencia de ¼ de sombra total.....	96
TABLA 3.9 Parámetros en presencia de ½ sombra total* .....	97

TABLA 3.10 Parámetros en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra total.....	97
TABLA 3.11 Resumen mediciones en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra parcial.....	98
TABLA 3.12 Comparación área efectiva vs Rendimiento de string con microinversores.....	99
TABLA 3.13 Comparación área efectiva vs Rendimiento de string capa fina.....	100
TABLA 3.14 Comparación área efectiva vs Rendimiento de string policristalino.....	100
Tabla 3.15 Lectura parámetros de flujo de potencia .....	110
Tabla 3.16 Lectura de parámetros con carga resistiva e inductiva.....	111
Tabla 3.17 Lectura de parámetros con inyección de reactivos capacitivos.....	112
Tabla 3.18 Lectura de parámetros con factor de potencia unitario y carga resistiva y capacitiva.....	113
Tabla 3.19 Lectura de parámetros con inyección de reactivos y carga resistiva/capacitiva	114
TABLA 3.20 Comparación de rendimiento entre Tecnología de panel Policristalino y Monocristalino .....	135
TABLA 3.21 Comparación rendimiento entre tecnología Policristalino/Monocristalino en días nublados .....	136
TABLA 3.22 Comparación de rendimiento con seguidor solar inclinado .....	137
TABLA 3.24 Comparación Potencias promedio durante día despejado y parcialmente nublado .....	138

## Lista de Figuras

Figura 1.1 Tablas resumen capacidad instalada y energía generada año 2019. (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, febrero 2019) .....	17
Figura 1.2 Capacidad Instalada de Generación Eléctrica (Fuente: Coordinador eléctrico Nacional, 2019).....	18
Figura 1.3 Proyectos acumulados declarados hasta el año 2018. Fuente: SEC .....	20
Figura 1.4 Campus de la Universidad UCSC (fuente: “Explorador Solar”). .....	22
Figura 1.5 Recurso solar y datos meteorológicos .....	23
Figura 1.6 Instalación fotovoltaica del tipo TRI-STAND Aero 20°, Colegio Alianza francesa Chamisero.....	27
Figura 1.7 instalación fotovoltaica en parte superior de uno de sus edificios.....	28
Figura 1.8 Instalaciones en parte superior de edificio, Universidad Antofagasta.....	29
Figura 1.9 Instalación sobre techo de invernadero- Universidad de O’Higgins .....	30
Figura 1.10 Vista superior de Terraza solar Universidad de Chile .....	31
Figura 2.1 Campus San Andrés, ubicación planta. ....	37
Figura 2.2 Disposición de paneles desde vista superior.....	38
Figura 2.3 Diagrama unilineal de las cargas campus San Andrés. ....	39
Figura 2.4 Canalización y Cámara subterránea.....	40
Figura 2.5 Seguimiento canalización y Cámara subterránea (2).....	40
Figura 2.6 Tablero en gimnasio vista exterior.....	41
Figura 2.7 Protecciones en “Tablero Gimnasio” .....	41
Figura 2.8 “Tablero Gimnasio” vista interior.....	42
Figura 2.9 Diagrama Laboratorio MicroRed UCSC .....	43
Figura 2.10 Distribución de Strings .....	45
Figura 2.11 N° Serie Microinversores.....	47
Figura 2.12 Paneles fotovoltaicos .....	51
Figura 2.13 Estructura Módulos fotovoltaicos del tipo capa fina. ....	54
Figura 2.14 Estructura n°2 “Monocristalino y policristalino” .....	55
Figura 2.15 Estructura Módulos fotovoltaicos Monocristalino y policristalinos (vista trasera).....	55
Figura 2.16 Estructura Módulos fotovoltaicos Monocristalino y policristalinos (vista lateral).....	56

Figura 2.17 estructuras instaladas Monocristalino y Policristalino.....	56
Figura 2.18 Sistema de seguimiento Monoposte (dos ejes) .....	57
Figura 2.19 Sistema de seguimiento solar un eje Inclinado .....	58
Figura 2.20 Sistema de seguimiento 1 eje horizontal.....	58
Figura 2.21 Inversor trifásico SMA .....	59
Figura 2.22 Inversor Monofásico Fronius Galvo .....	61
Figura 2.23 Regulador MPPT con aislación galvánica .....	61
Figura 2.24 Inversor Trifásico Fronius SYMO .....	63
Figura 2.25 Inversor monofásico Fronius Primo .....	64
Figura 2.26 Microinversor SMA.....	66
Figura 2.27 Multigate SMA .....	67
Figura 2.28 Diagrama conexión de módulos fotovoltaicos con Sunny Multigate. ....	68
Figura 2.29 Diagrama comunicación y flujo de datos. ....	69
Figura 2.30 Diagrama de conexión para comunicación con plataforma SolarWEB .....	70
Figura 2.31 Terminales In/Out. ....	71
Figura 2.32 Plataforma principal Fronius SolarWEB. ....	72
Figura 2.33 entrega de información en línea (Smart TV laboratorio).....	73
Figura 2.34 Diagrama de conexión para plataforma SunnyPortal .....	74
Figura 2.35 Diagrama de Conexión de inversores SMA para levantamiento de datos.....	75
Figura 2.36 Sensor de temperatura adhesivo PT1000 (vista posterior) .....	76
Figura 2.37 Sensor de radiación Si-12TC .....	76
Figura 2.38 Sensor temperatura ambiente PT1000. ....	77
Figura 2.39 Conexión final para Meteocontrol .....	77
Figura 2.40 Parámetros de Configuración de la planta. ....	78
Figura 2.41 Plataforma Meteocontrol en funcionamiento. ....	79
Figura 2.42 Sistema Comunicación estación meteorológica WS-002-WIFI .....	81
Figura 3.1 String Capa fina y posición de amperímetros .....	84
Figura 3.2 String Policristalino perteneciente a inversor Symo 2.....	90
Figura 3.3 Arreglo de módulos con microinversores .....	95
Figura 3.4 Display para control de seguidor Solar de 2 ejes.....	101
Figura 3.5 Inclinaciones máximas logradas por el seguidor de 2 ejes. ....	102
Figura 3.6 Ángulo Óptimo de Inclinación .....	103

Figura 3.7 Comparación de producción antes y después de optimizar .....	104
Figura 3.8 Parámetros de inversores con y sin recorte de potencia a) Potencia AC a la salida del inversor; b) Voltaje DC a la entrada del inversor; c) Corriente DC a la entrada del inversor. ....	106
Figura 3.9 Medidor Legrand a) Frecuencia y Factor de potencia, b) Potencia, c) Corriente, d) Voltaje .....	108
Figura 3.10 Diagrama conexión para flujo de potencia. ....	109
Figura 3.11 Diagrama conexión con carga resistiva e inductiva.....	111
Figura 3.12 Diagrama de conexión con inyección de reactivos capacitivos.....	112
Figura 3.13 Diagrama con factor de potencia unitario y carga resistiva y capacitiva.....	113
Figura 3.14 Diagrama con inyección de reactivos y carga resistiva/capacitiva.....	114
Figura 3.15 Comparación de producción entre string policristalino y monocristalino en un día despejado.....	116
Figura 3.16 Comparación entre seguidores solares (soleado).....	117
Figura 3.17 Comparación producción entre string policristalino y monocristalino en un día parcialmente nublado .....	120
Figura 3.18 Comparación entre seguidores solares (parcialmente nublado) .....	121
Figura 4.1 Simulación Microred on-grid.....	140
Figura 4.2 Parámetros leídos en DC, salida del arreglo de paneles. ....	142
Figura 4.3 Gráfica de Potencias y comparación.....	143
Figura 4.4 Flujo de potencia en barra B .....	144
Figura 4.5 Efecto de la temperatura sobre la producción solar a) temperatura, b) efecto en la producción.....	145
<b>Figura A.1.5.1 Login al Portal.....</b>	<b>153</b>
<b>Figura A.1.5.2 Página Principal del portal .....</b>	<b>153</b>
<b>Figura A.1.5.3 Resumen de la planta.....</b>	<b>154</b>
<b>Figura A.1.5.4 Evaluación .....</b>	<b>154</b>
<b>Figura A.1.5.5 Generador de diagramas.....</b>	<b>155</b>
Figura A.5.6 Login Plataforma privada blue'log .....	156
Figura A.5.7 Selección de variables.....	157

## Abreviaciones

<b>CA</b>	:	Corriente Alterna
<b>CC</b>	:	Corriente Continua
<b>MPPT</b>	:	Seguidor de punto de máxima potencia, consiste en un dispositivo electrónico que busca el balance entre el voltaje y corriente en el que los paneles fotovoltaicos operan a su máxima potencia.
<b>UGF</b>	:	Unidad de Generación Fotovoltaica
<b>PF</b>	:	Panel Fotovoltaico
$V_{mp}$	:	Voltaje de máxima potencia.
<b>Imp</b>	:	Corriente de máxima potencia.
<b>P</b>	:	Potencia
<b>ERNC</b>	:	Energía Renovable No Convencional
<b>SEN</b>	:	Sistema Eléctrico Nacional

# Capítulo 1. Introducción

---

## 1.1. Introducción General

Desde su descubrimiento la electricidad ha avanzado a pasos agigantados, tomando mayor participación dentro del desarrollo humano, al punto de llegar a ser una necesidad para el hombre [1]. Distintos países vanguardistas avanzaron en su desarrollo de la mano de ésta energía. Estos países con el pasar del tiempo se volvieron más consientes, generando propuestas estatales que apuntan hacia un futuro sustentable, dando pie a la producción eléctrica a través de energías renovables no convencional.

La producción de energía eléctrica a través del recurso solar ha tomado parte dentro de las energías renovables proporcionando las ventajas que se buscaban, las principales razones de esto es que posee un método no contaminante, la dependencia generada solo es producida por el sol, y además es un recurso que no se agota y se puede aprovechar en el lugar donde se desee instalar la planta de generación.

Así fue como se promovió el uso de la fuente solar fotovoltaica como generación eléctrica dentro de las ERNC. Distintos países comenzaron a tomar en cuenta este método de generación entre los cuales podemos destacar algunos países como China, Estados Unidos y Alemania siendo este último un país que posee radiación solar muy parecida a la de nuestro país.

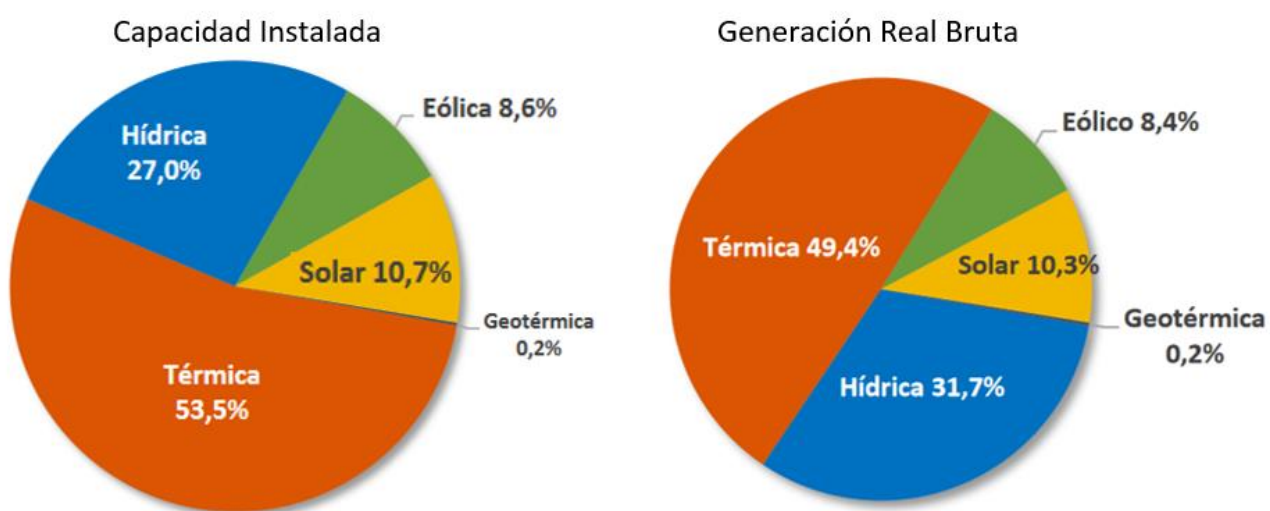
Chile no quiso quedar atrás en materia de un desarrollo sustentable y comienza cada vez más a introducirse en esta área. Llegando al punto en que se entrega el ambiente apropiado para que se desarrollen estas tecnologías, incluso en los hogares de las personas, y para este caso en particular, los establecimientos universitarios.

Por este motivo, obtener conocimiento en cuanto a la generación por energía solar fotovoltaica es indispensable para los futuros ingenieros en Chile, dado que como ya hemos aclarado, este tipo de proyectos invadirá al mercado de generación chileno.

### 1.1.1 Contexto Energía Solar Chile

De acuerdo a los estudios anuales estadísticos disponibles por la Comisión Nacional de Energía, durante el año 2005 no aparecía entre las fuentes de generación eléctrica del país la energía solar fotovoltaica, con el correr de los años esto empieza a cambiar, para ya el 2014 acaparar el 1% de la capacidad instalada total. El año 2017 ya tomaba participación este tipo de generación eléctrica

con el 7% de la producción de la generación total en Chile. En la Figura 1.1 se presenta como en la actualidad, con registro del mes de octubre del presente año, la ERNC fotovoltaica posee una participación del 10,7% de la capacidad instalada y un 10,3% de la energía total generada para consumo (la diferencia de 0,4% recae en el hecho de que la energía solar fotovoltaica depende de variables ambientales, que provocan que la energía total generada por este medio no sea la capacidad instalada para la cual fue realizada). Estos valores son calculados respecto de la capacidad y producción total del Sistema Eléctrico Nacional.



**Figura 1.1 Resumen capacidad instalada y energía generada año 2019. (Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, octubre 2019)**

Hasta octubre del 2019, el SEN posee una capacidad eléctrica de generación de 25.267,3[MW], dentro del total de la capacidad energética tenemos 11.438,5[MW] que son producidos por energías renovables.

A continuación se presenta una tabla entregada por el coordinador eléctrico nacional que detalla la producción bruta de energía en SEN, comparando entre el mes de octubre del presente año y el año anterior.

Tabla 1: Producción Bruta de Energía, comparación con mismo mes del año anterior.

Producción Bruta de Energía del SEN	oct-18 [GWh]	oct-18 [GWh]	$\Delta\% 2019$ vs 2018
Hídrico	2.728,8	1.981,6	(27,4%)
Térmico	2.624,4	3.091,4	17,8%
Eólico	430,9	525,2	21,9%
Solar	558,3	644,8	15,5%
Geotérmico	21,8	14,8	(32,2%)
<b>Total</b>	6.364,3	6.257,8	(1,7%)

### Figura 1.2 Producción bruta de energía, comparación con mismo mes del año anterior

(Fuente: Coordinador eléctrico Nacional, 2019)

En la Figura 1.2 se puede ver de forma clara, como en este mismo mes en comparación año anterior se produjo un 15,5% más de energía por generación solar fotovoltaica, y aunque se presenta la comparación de este mes de manera aislada, esto es recurrente con el pasar de los años. La participación de la generación por energía solar fotovoltaica va en aumento y sólo en este año, la capacidad de este tipo de generación ha aumentado un 0.8%.

Presentado estos datos, podemos ratificar como la energía mediante producción solar fotovoltaica ha tomado un curso en el cual cada vez se encuentra más involucrada en nuestro sistema eléctrico nacional. La posibilidad de generar electricidad mediante energía solar fotovoltaica en un comienzo no estaba desarrollada para que pudiera ser llevada a cabo por

El día 06 de septiembre del 2014 entra en vigencia la ley 20.571 que regula el pago de las tarifas eléctricas de los generadores residenciales. Esta normativa da pie a los clientes regulados para la generación eléctrica propia a través de ERNC, acotando en 100[kW] la máxima potencia de generación, límite que el propio senado modificaría con fecha del 9 de enero del 2018, aumentando la capacidad instalada a 300[kW]. Esto tiene como fin que el cliente pueda abastecerse por sí mismo o inyectar remanentes de energía a la red. Este aumento se genera con el fin de apoyar el desarrollo de proyectos de autoconsumo mayores.

La energía remanente tendrá un precio definido de manera previa por la empresa de distribución, quienes serán los encargados de valorizar esta energía que se devuelve a la Red. Esta ley establece que los excedentes que eventualmente después de un tiempo prolongado, por ejemplo uno o más años que no puedan ser descontados de la cuenta de electricidad, no serán pagados con dinero en efectivo, sino que podrán ser descontados de cuentas de otros establecimientos del mismo

propietario, siempre y cuando esta instalación eléctrica pertenezca a la misma empresa de distribución.

El año en que esta ley se puso en vigencia (2014), las tecnologías referidas a sistemas de generación fotovoltaicas no eran tan eficientes respecto de cómo lo son hoy en día, provocando que esta tecnología no sea fuertemente impulsada por el largo tiempo de recuperación de la inversión. Con el paso de los años estos módulos fotovoltaicos se han vuelto más costo/eficiente, provocando una disminución de los costos de inversión y haciendo mucho más llamativo este tipo de proyectos.

#### **Esta es la explicación al aumento de proyectos realizados en Chile, en la**

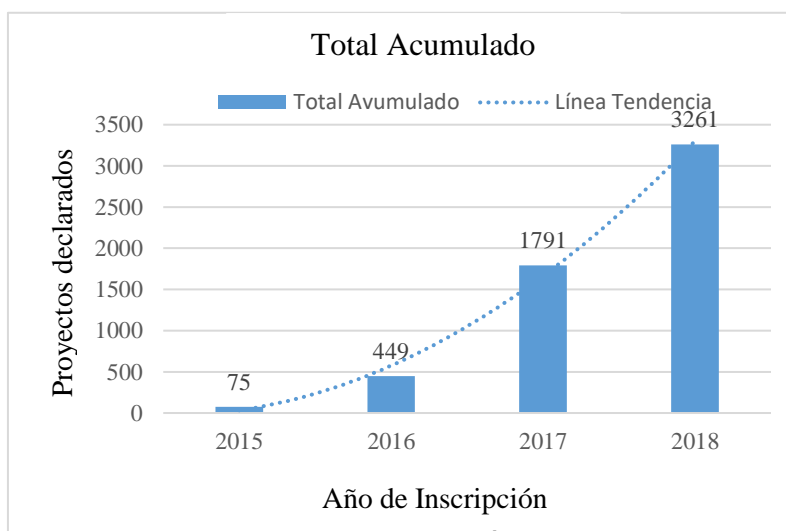
Figura 1.3 se visualiza una progresión en el uso de esta tecnología. Cada año se han declarado más proyectos que se encuentren bajo el marco regulatorio que nos entrega la ley 20571.

Hasta la fecha 23 de octubre del 2018, existían 3.261 proyectos declarados ante el SEC (este valor es la suma de los proyectos entre los años 2015-2018), abarcando todo el largo del país. La suma de las potencias de estos proyectos juntos es de más de 18 [MW] instalados.

#### **Este crecimiento se ve reflejado en la**

Figura 1.3, donde se presenta la generación eléctrica en base a energías renovables respecto de clientes regulados.

Este es el contexto a nivel país en el que se desarrolla el proyecto Microred UCSC, en que las personas son más conscientes del cuidado del planeta, donde la generación solar fotovoltaica se encuentra en un auge considerable y los ingenieros eléctricos deben tomar participación, y abrirse a este tipo de generación.



**Figura 1.3 Proyectos acumulados declarados hasta el año 2018. Fuente: SEC**

Este proyecto de habilitación profesional, se desarrolla dentro del proyecto “Microred UCSC”, constando este de una planta fotovoltaica que posee como terreno, las instalaciones de la Universidad.

Entre las distintas ventajas que nos proporciona un proyecto de este tipo encontramos: ejecución de docencia en pregrado, tener la opción de realizar investigaciones con base en esta tecnología de generación, crear post-títulos; además, generar vinculación con la sociedad, al poder realizar invitación a distintos tipos de empresas y estudiantes de diferentes niveles de enseñanza, con el fin de informar sobre la tecnología implementada; obtener un punto de difusión para el uso de energías renovables no convencionales, realizar capacitaciones sobre las tecnologías implementadas y equipamiento presente en laboratorio. Como valor agregado demuestra como la Universidad es consciente del medio ambiente, reduciendo su huella de carbono al presentar en sus instalaciones este tipo de generación eléctrica en auge.

Los alumnos de Ingeniería Civil Eléctrica tendrán la posibilidad de trabajar en una red de generación fotovoltaica, aumentando sus competencias específicas como ingenieros, adquiriendo conocimientos sobre una tecnología que cada vez se encuentra en un mejor desarrollo y aceptación.

Este proyecto de título presentará algunos temas de discusión como lo es la radiación que existe en Chile, y en la ciudad específica de estudio, Concepción; se realizará una revisión de las normativas que rige un proyecto de este tipo de manera indirecta, para luego abarcar la parte conceptual de funcionamiento de una microred. Se realiza una descripción de los equipos disponibles en el establecimiento. Finalmente buscamos realizar un diseño e implementación de experiencias de laboratorio para redes On-grid que permitan a los estudiantes de Ingeniería Civil Eléctrica, comprender y evaluar el funcionamiento de los equipos disponibles en la Microred UCSC. Con el fin de llevar a cabo estos objetivos, la universidad cuenta con equipos disponibles de distintos tipos de tecnologías, distintos tipos de módulos fotovoltaicos (monocristalino, policristalino, de capa fina), diferentes tipos de inversores (con o sin transformadores, convertidores Strings y micro inversores), a su vez, tendrán distintos sistemas de seguimiento solar, entregándonos la posibilidad de generar comparaciones respecto del uso de cada una de estas tecnologías entre sí, cabe especificar, las comparaciones no solo a nivel de panel fotovoltaico, sino también la eficiencia que nos entregarán los distintos tipos de seguimiento solar y de las ventajas y desventajas de utilizar distintos tipos de inversión eléctrica.

Para llevar a cabo las comparaciones anteriores se registrarán variables eléctricas tanto en corriente alterna como en corriente continua. Además poseemos distintos sistemas de monitoreo y

registro de variables eléctricas, ya sean provenientes del fabricante de los inversores, como es el SUNNY Portal (de la marca SMA) y el Solar.web (de la marca Fronius), y un sistema de monitoreo externo llamado Meteocontrol. Estas variables eléctricas serán correlacionadas con las variables ambientales, tales como la irradiancia, el viento o temperaturas promedio, entre otras, que puedan ver afectado a la producción de energía. Para la ejecución de esta correlación se encuentra instalada una estación meteorológica frente al laboratorio MicroRed UCSC, variables que poseerán un historial de datos mayor al comienzo de la generación de la propia MicroRed, ya que, esta fue instalada a comienzo del año 2018. La verificación de datos recibidos de la estación meteorológica, en conjunto con la monitorización de la energía producida, nos entregará información sobre la correlación existente entre estas variables.

Como ya hemos dicho, un proyecto solar fotovoltaico presente en la ciudad de Concepción no puede realizarse sin antes realizar un estudio previo de las condiciones climáticas en las que se desenvuelve el Gran Concepción.

### **1.1.2 Radiación Solar Chilena**

La radiación solar es el conjunto de radiaciones emitidas por el sol, estas son ondas electromagnéticas que llegan a toda la tierra con distintas frecuencias. La radiación posee 2 componentes principales, a saber, la radiación directa y difusa.

- i) Radiación directa
- ii) Radiación difusa

La componente directa, es aquella, que proviene directamente del sol hacia nuestro panel fotovoltaico sin ser interrumpida por nada entre el sol y el módulo fotovoltaico.

La componente difusa es toda aquella radiación que proviene de cualquier dirección y llega a nuestro panel fotovoltaico, con excepción de la que procede directamente del sol.

La radiación solar es la que nos permite a través del efecto fotovoltaico y de paneles o módulos fotovoltaicos generar la energía eléctrica, por esta razón es que es indispensable que veamos la radiación solar en Chile y aun con más detalle en Concepción comparada con un país pionero en el uso de este tipo de generación de energía como lo es Alemania, este último país posee una radiación máxima de  $1400 \text{ [kWh/m}^2\text{/año]}$ .

Dicho esto, se realiza el estudio de radiación proporcionado por el explorador solar para aportar de manera concreta la viabilidad de un proyecto de esta envergadura.

### A. Explorador solar

El explorador solar es una herramienta, para la exploración del recurso solar en Chile. Este, mediante el uso de distintos satélites y un modelo de cálculo establecido, puede indicarnos la radiación de cualquier punto del país que busquemos, minimizando la incertidumbre de generación eléctrica.

De esta forma se pueden obtener los datos de la radiación solar en el punto exacto donde situamos el proyecto es a través del Explorador solar. La Figura 1.4 presentará el campus de la universidad señalando el lugar exacto donde se presenta el proyecto Microred UCSC. Cabe mencionar el color verde indica alrededor de 4.5 [kWh/m<sup>2</sup>/día], lo que nos entrega anualmente una aproximación sobre los 1600[kWh/m<sup>2</sup>/año] de radiación. Al seleccionar el punto exacto el explorador nos entrega los datos de radiación que hemos graficado en la Figura 1.5 presentando los máximos valores de radiación en los meses de verano.

El recurso solar mensual de los doce meses del año, se ve especificado en la TABLA 1.3.

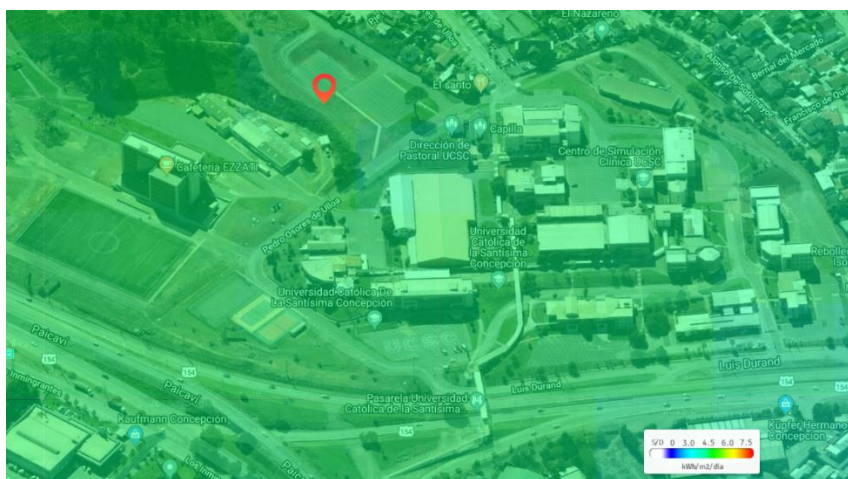


Figura 1.4 Campus de la Universidad UCSC (fuente: “Explorador Solar”).

TABLA 1.1 Radiación anual Campus San Andrés (Fuente: Explorador Solar)

Global Horizontal (kWh/m2/día)	Global inclinado 36° (kWh/m2/día)	Directa Normal (kWh/m2/día)	Difusa Horizontal (kWh/m2/día)
4,77	5,25	6,16	1,19

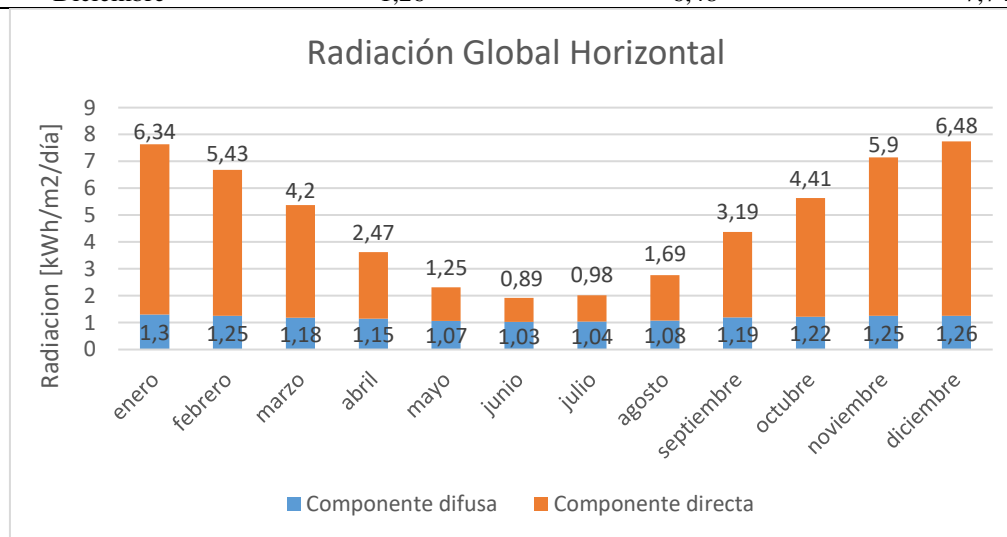
TABLA 1.2 Información Meteorológica (Fuente: Explorador Solar)

Frecuencia de Nubes %	Temperatura Ambiental °C	Velocidad del viento m/s
13	13,5	2,1

La TABLA 1.1 y la TABLA 1.2 presenta la radiación anual que se presenta en el campus San Andrés, esta información posee como fuente la base de datos “Explorador Solar”. Entregando valores de radiación, descompuesta entre las componentes directa y difusa. Además de presentarnos la frecuencia en porcentaje de nubes presentes, temperatura ambiental promedio y velocidad del viento promedio.

**TABLA 1.3 Radiación por mes (Fuente: Explorador Solar)**

Mes	Comp Difusa [kWh/m <sup>2</sup> /día]	Comp Directa [kWh/m <sup>2</sup> /día]	Radiación [kWh/m <sup>2</sup> /día]
Enero	1,3	6,34	7,64
Febrero	1,25	5,43	6,68
Marzo	1,18	4,2	5,38
Abril	1,15	2,47	3,62
Mayo	1,07	1,25	2,32
Junio	1,03	0,89	1,92
Julio	1,04	0,98	2,02
Agosto	1,08	1,69	2,77
Septiembre	1,19	3,19	4,38
Octubre	1,22	4,41	5,63
Noviembre	1,25	5,9	7,15
Diciembre	1,26	6,48	7,74



**Figura 1.5 Recurso solar y datos meteorológicos**

La TABLA 1.3 y la Figura 1.5 presentan la radiación promedio que se pronostica para un día cualquiera dentro de los meses del año. Para obtener el valor de la radiación total durante año realizamos la suma de las radiaciones diarias, multiplicadas por la cantidad de días que posee cada mes. Realizando el cálculo obtendremos el valor de irradiancia anual de  $1737.64 [kWh/m^2/año]$ .

El sondeo de radiación efectuado por esta herramienta de cálculo para centrales fotovoltaicas

acota en  $1700[kWh/m^2/día]$  de irradiancia para nuestra área de proyecto. (La Figura 1.5 nos proporciona datos de la herramienta de cálculo “Explorador Solar”).

## 1.2. Trabajos Previos

### 1.2.1 Leyes, Normativas y Reglamentos

Antes de entrar a los componentes de una microred, se necesita obtener conocimientos sobre algunos detalles importantes. Para la ejecución del proyecto Microred UCSC, proyecto eléctrico fotovoltaico, necesitamos que éste haya sido diseñado de manera que cumpla con condiciones mínimas de seguridad, estas condiciones están establecidas por las normativas existentes y actuales en nuestro país. Dentro de estas normativas podemos mencionar, las siguientes.

- NCH Elec. 4/2003
- NCH Elec. 2/84
- NTCO EGBT
- RGR N° 01/2017
- RGR N° 02/2017

♣ Superintendencia de Electricidad y Combustibles, NCH Elec. 4/2003, instalaciones de bajo consumo, apartado 14, sistemas de Autogeneración.

En este inciso se clasifican los sistemas de generación por su uso.

#### Sistema de emergencia.

Este sistema destaca su funcionamiento cuando la energía de la red pública no se encuentre disponible. Entregando la energía suficiente para suplir la demanda de mayor necesidad o en el mejor de los casos a la demanda completa

#### Sistema de corte de puntas

Este tipo de sistemas posee como objetivo la disminución o eliminación de la demanda consumida por el propietario, en horario punta. Destacando para este funcionamiento, la independencia de la red durante un periodo de tiempo en el que todas las empresas se encuentran trabajando en sus procesos, generando picos de consumos, dentro de este grupo, encontramos 2 forma de operación. La primera son los sistemas de transferencia abierta, que suscita en caso de que el traspaso de carga se realice sin la interconexión eléctrica entre ambos sistemas- La segunda es la transferencia cerrada, en caso que el sistema de corte de puntas y la red pública permanezcan interconectados en forma momentánea, mientras dura el proceso de traspaso, para la cual luego de

esta operación, se procede a la desconexión de la red, destacando un proceso momentáneo de conexión. .

En la zona, el horario de punta corresponde al lapso comprendido entre las 18 y las 23 horas del período de invierno, entre el 1 de Mayo y el 30 de Septiembre de cada año. Este período podrá variar de acuerdo a lo dispuesto en el Decreto tarifario correspondiente.

#### Sistemas de cogeneración.

Este sistema consta de un funcionamiento mutuo entre la red y la generación producida para el consumo de la instalación. Exige naturalmente el funcionamiento en paralelo de tanto el sistema de generación en conjunto con el de la red.

Este tipo de sistema de cogeneración es aquel que forma parte de la instalación de consumo respaldada.

♣ Superintendencia de Electricidad y Combustibles, NCH Elec. 2/84, Electricidad, elaboración y presentación de proyectos.

Este documento señala el procedimiento bajo la ley que deben ejecutar todas las instalaciones eléctricas de baja tensión, de modo de asegurar que la instalación construida de acuerdo al mismo procedimiento, no presente riesgos para sus usuarios, proporcione un buen servicio y que sea eficiente. Para llevar a cabo esto, el proyecto deberá ser llevado a cabo por un instalador eléctrico, autorizado en la clase que corresponda de acuerdo a lo establecido de las instalaciones eléctricas, o poseer un título profesional que indica dicho reglamento. (Esto en caso de que cualquier persona desee realizar una instalación en su hogar).

♣ Procedimiento de comunicación de energización: Instrucción Técnica: RGR N° 01/2017, SEC.

Este procedimiento tiene como objetivo establecer las directrices que se deben realizar para llevar adelante la energización de las instalaciones de generación establecido en el artículo 17 del DS N° 71. Reglamento de Ley N°20.571, que regula el pago de las tarifas eléctricas de las generadoras residenciales. Dentro de este documento encontramos referencias normativas hacia la NCH Elec. 2/84.

Destaca en su contenido, disposiciones generales para elevar petición de conexión, procedimiento general para la puesta en servicio, posee un apartado de proyectos (dentro de los cuales

destacamos el inciso 5.2.4 con título, proyectos iguales o mayores a 30[kW] y menores o iguales a 300[kW]), con el fin de que la instalación sea ejecutada en conformidad con la normativa vigente.

♣ Instrucción técnica: RGR N° 02/2017, SEC. Esta actualización al instructivo técnico RGR N° 02/2014, definiendo requisitos de diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas que se conectan a la RED.

Este procedimiento acota los requerimientos que se deben observar para el diseño, ejecución, inspección y mantenimiento de las instalaciones eléctricas fotovoltaicas que se comunican a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles para ser conectadas a la red de distribución, con el fin de entregar un servicio eficiente y de salvaguardar la seguridad de las personas que las operan o hacen uso de ellas, así como la integridad física y operacional de la red de distribución.

Esta instrucción técnica, especifica más a fondo y de manera más clara, las condiciones de la instalación que debe poseer el proyecto: el tipo de estructura a utilizarse, referenciando normas como NCh 433 o NCh 2369 según corresponda el caso, un inciso para los módulos fotovoltaicos, para sus arreglos y conexión eléctrica, dimensionado de circuitos y valores de corrientes, conductores y canalización, inversores, micro inversores, protecciones, la puesta a tierra en las instalaciones fotovoltaicas, baterías acumuladoras, rotulación y señalización, interfaz de red, medidor, entre otras.

♣ La energía proveniente del Sol, Proyecto de titulación año 2011. Carla Salinas, profesor a cargo Juan Carlos Jeldes. *Radiación solar en la tierra. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso.*

Un dato relevante es que la eficiencia que se entrega, es aquella eficiencia de conversión del propio módulo, ésta posee su rendimiento en base al material del que se encuentra fabricado el panel, y la purificación de este mismo, por otra parte, también se encuentra en la web un porcentaje de aumento de eficiencia de los distintos tipos de seguimiento solar, pero no explicado de manera técnica de donde proceden estos resultados.

La iniciativa de presentar un proyecto en un establecimiento, suele tener como objetivo la disminución del consumo eléctrico de dicho establecimiento, además de presentarse a sí mismos de una manera más sustentable dentro de la sociedad.

Establecidas estas bases de conocimiento, podemos identificar instalaciones en 2 liceos en particular que buscaron poseer dentro de sus dependencias, una planta solar fotovoltaica de tamaño respetable. A continuación presentaremos algunas de las instalaciones más llamativas.

### 1.2.2 Instalaciones solares existentes en Instituciones académicas.

#### A. *Colegio Alianza Francesa Chamisero y Colegio de la Alianza Francesa Vitacura.*

Estos establecimientos poseen una instalación del tipo ongrid, con una potencia instalada de 99[kWp], 300 paneles solares de 330[Wp], 4 inversores ECO de 25[kW] trifásicos cada uno. Ambos poseen sistemas de montaje de 20°. Ambos colegios poseen sus nombres debido a la comuna en la que se encuentran en la ciudad metropolitana.

En la Figura 1.6 podemos ver la instalación realizada en la parte superior de los edificios que uno de los establecimientos posee. Este sistema de autogeneración espera que les disminuya el consumo en un 40%, (según sus calculos presentados por los ingenieros a cargo).



**Figura 1.6** Instalación fotovoltaica del tipo TRI-STAND Aero 20°, Colegio Alianza francesa Chamisero

Las instalaciones anteriores buscaban como ya mencionamos abastecer parte del consumo que

poseen como establecimiento, de esta manera ellos regulan en cierto porcentaje la energía extraída de la red de distribución, y en caso de producir mayor generación que consumo, inyectar a remanentes a la red debido a que están certificadas ante el SEC por el TE4.

Por otro lado, existen establecimientos de nivel superior que no solo buscan obtener estos beneficios sino también utilizar las instalaciones como método de enseñanza para sus estudiantes.

### ***B. Universidad Católica – Campus San Joaquín***

El tipo de conexión es On-grid, con una potencia peak de 9[kW], Posee 45 módulos fotovoltaicos de 200[W] monocristalino, 3 inversores Kaco Powador 3,2[kW].

En Figura 1.7, vemos la instalación presente en la parte superior de uno de sus edificios, el establecimiento buscaba mejorar la eficiencia energética de sus instalaciones. Estas instalaciones se encuentran en la ciudad metropolitana.



**Figura 1.7** instalación fotovoltaica en parte superior de uno de sus edificios.

### **C. *Universidad Antofagasta***

Con conexión On-grid, posee 21,22[kWp] instalados, posee 54 módulos fotovoltaicos de 230[W] policristalinos y 44 paneles de 200[W]. La transformación de potencia es llevada a cabo por un inversor SMA STP de 12[kW] Trifásico, 1 Kaco Powador 3,2[kW], 1 Danfoss 1,8[kW], 3 stecca 500[Wp], un Multiplus Victron Energy 24V/2kW.



**Figura 1.8 Instalaciones en parte superior de edificio, Universidad Antofagasta.**

En la Figura 1.8, vemos uno de los proyectos más parecidos en cuanto a cantidad de inversores presentes en el proyecto Microred UCSC, en este caso encontramos un sistema de montaje, TRI-STAND en la parte superior del edificio.

**D. Proyecto Fotovoltaico Invernaderos Solares – Universidad de O’Higgins.**

Este proyecto consta de una microred Off-grid, su capacidad instalada es de 11,22[kWp], con 24 paneles solares de 270[Wp], 48 paneles fotovoltaicos capa fina, un inversor SMA de 5[kW] monofásico, 2 inversores Fronius Galvo de 2,5[kW] monofásicos.



**Figura 1.9 Instalación sobre techo de invernadero- Universidad de O’Higgins**

En la Figura 1.9 vemos la instalación de la universidad quienes buscaban obtener un sistema auxiliar de energía, formación y experimentación para sus estudiantes. La ubicación de esta instalación es en Rancagua, en el campus de Colchagua.

### ***E. Terraza Solar Universidad de Chile***

La universidad de Chile presenta el proyecto de una planta solar fotovoltaica, constituida por 124 módulos semitransparentes integrados en la arquitectura de la torre oriente del complejo de edificios de Beauchef 851 de la facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas (FCFM) de la universidad de Chile.



**Figura 1.10 Vista superior de Terraza solar Universidad de Chile**

Su visión es abastecer parte de la demanda eléctrica de la Torre Oriente del complejo. Poseen como potencia instalada, 16,12[kW], 2 inversores SMA Sunny Mini Central 5[kW], 2 inversores SMA SB 2,5[kW].

### **1.3. Discusión**

La revisión de la bibliografía, la búsqueda de proyectos similares muestra el punto en el que se encuentra el uso de esta tecnología de generación eléctrica, la velocidad con la que avanza la utilización de ésta para la generación. Se presentaron ejemplos de unos proyectos similares en otros establecimientos de Chile. Así contextualizamos el proyecto Microred UCSC, y la ejecución de nuevas competencias en los futuros Ingenieros Civiles Eléctricos, quienes tendrán que ver de cerca, en un futuro no muy lejano, como esta tecnología se hace frente en la producción energética del país.

Obtener nuevas competencias sobre esta área, repercute en un cambio de mentalidad en el cual los futuros profesionales se enfrentarán para la producción eléctrica a través de energías limpias.

Aún más, este proyecto abarca de manera más general distintos tipos de tecnologías, ya no solo generalizando en un tipo de inversor eléctrico, paneles fotovoltaicos, o un tipo de seguimiento solar utilizado, sino, entregando la posibilidad de tener experiencias con las distintas tecnologías existentes en terreno. Esta es una de las grandes diferencias entre los proyectos existentes en Chile y la Microred UCSC, ya que envuelve una gran cantidad de tecnologías, siendo la universidad de Antofagasta, su único par que tiene una instalación similar, con la diferencia que esta última dependencia, posee una potencia instalada menor, y que no posee sistemas de seguimiento solar.

En cuanto a la capacidad instalada, la Microred UCSC sólo es superada por los establecimientos Alianza Chamisero y Alianza Francesa, quienes no tienen intenciones de realizar docencia con estas instalaciones, y solo enfocaron su proyecto a aumentar su eficiencia energética.

En todo Chile se encuentran 30 establecimientos en los cuales se imparte la ingeniería civil eléctrica o de ejecución eléctrica, dentro de este universo, excluyendo a la UCSC solo 4 establecimientos poseen una instalación solar fotovoltaica, se debe tomar en consideración que estas cuatro instalaciones se encuentran en los techos de edificios, provocando que la visita a terreno sea de mayor complejidad en comparación a la Microred UCSC.

Los puntos anteriores convergen y hacen del proyecto Microred UCSC, un proyecto atractivo para el establecimiento universitario, entregando un plus a la enseñanza de la carrera Ingeniería civil eléctrica, y destacando a la universidad por sobre sus pares.

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo General**

Tomar participación en el proyecto microred UCSC, en la realización de diseños de laboratorios, enfocados en experiencias de redes On-grid, utilizando la tecnología existente en este proyecto, sus equipos disponibles y/o equipos de recopilación de datos.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Implementar los sistemas de comunicación para medición y registro de variables para los equipamientos de las distintas marcas existentes en las instalaciones de la Microred UCSC.
- Implementar comunicación y puesta en marcha de datalogger externo a las marcas existentes en las instalaciones de la Microred UCSC.

- Registrar efectivamente los datos desde los portales de las propias marcas de inversores (Solarweb de Fronius y SunnyPortal de SMA) además de externos a las marcas (Meteocontrol de blueog).
- Definir un set de actividades de laboratorio a partir del equipamiento presente en las instalaciones de la Microred UCSC.

## 1.5. Alcances y Limitaciones

- En esta etapa se incluye la propuesta conceptual de una Microred, revisión de las normas vigentes Chilenas sobre Microred On-grid.
- Se presenta terminología adecuada para el trabajo en una planta fotovoltaica, y el trabajo en redes On-grid.
- Se realiza una descripción de los diferentes tipos de MicroRedes, señalando la microred que se trabaja en este proyecto, al igual que los distintos tipos de seguimiento solar que existen, que se encuentran en la microred, y una descripción técnica de los diferentes equipos existentes para la realización de este proyecto.
- Se realiza la comunicación de los inversores Fronius y SMA con sus propias bases de datos y portales, además de la comunicación con el portal VCOM perteneciente al datalogger blueog.
- Las actividades en laboratorio se llevarán a cabo con bancos de cargas resistivos e inductivos.
- Los estudios de optimización están restringidos a esta etapa del año, mediante las condiciones climáticas especificadas.
- Se lleva a cabo la simulación descrita, utilizando una cantidad de módulos fotovoltaicos representativa de la potencia peak instalada en el proyecto, también se utilizará solo un inversor en el área de transformación de la energía.

## 1.6. Temario y Metodología

En el capítulo 1 se presenta un contexto de la energía solar en Chile, tomando en cuenta aspectos como la propia radiación, algunas leyes y normativos y hasta instalaciones solares en distintos establecimientos educacionales.

El capítulo 2 cubre desde definiciones globales como hasta los aspectos más específicos del proyecto Microred, empezando por los tipos de microred, disponibilidad de equipos, distribución y ubicación, para terminar mostrando los sistemas de monitoreo presentes en el laboratorio.

En el capítulo 3 se presentarán las distintas actividades a realizarse en el laboratorio, dentro de

las cuales se plantearán el funcionamiento de los string al someterlos bajo sombras, la búsqueda del ángulo de inclinación óptimo, buscar la forma de inyectar reactivos, algunas curvas de comparación de producción eléctrica.

En el capítulo 4 se presenta la simulación de la planta, y algunas gráficas al conectar cargas para la visualización del flujo de potencia

Finalmente el capítulo 5 presenta las conclusiones respectivas al proyecto de título.

## Capítulo 2. MicroRed UCSC

---

### 2.1. Tipos de MicroRedes

Existen diferentes definiciones de microred.

“Son sistemas de distribución eléctrica que contienen cargas y fuentes de energía distribuida (generadores distribuidos, equipos de almacenamiento, o cargas controlables) que pueden ser operados de manera coordinada y controlada bien sea conectadas a la red eléctricas o aisladas”.

CIGRE MicroGrid Working Group

“Es una red de distribución que incluye generación, tiene la capacidad de poseer almacenamiento propio, prescindir de él, y también posee la capacidad de operar en isla”.

General Electric

“Subconjunto auto sostenible y autónomo de un sistema de potencia que puede operar independiente o conectado a la red”.

WG IEEE P1547.4

“Es un sistema integrado de energía que consiste de cargas interconectadas y fuentes de energías distribuidas, las que como sistema integrado, pueden operar en paralelo con la red o en isla.”

Bajo el margen de estas definiciones entregadas por distintos comités, compañías o instituto podemos definir el concepto de microred, como una red a pequeña escala, capaz de abastecer eléctricamente a un consumo específico o acotado, teniendo la posibilidad de almacenar energía en baterías, dependiendo del diseño de esta, además de tener la opción según diseño de estar conectada a la red de distribución existente o funcionar independiente de esta.

#### 1.1.1 Tipo Off-grid

Son aquellas instalaciones que obtienen energía con el fin de alimentar consumos encontrándose completamente desconectada de la red eléctrica, este tipo de instalaciones son aquellas de carácter autónomo, que no están basados en el servicio eléctrico nacional, o público.

Este tipo de instalación nos entrega algunas ventajas, como por ejemplo la independencia energética ya nombrada, siendo capaz de producir energía por sus propios medios (en el caso nuestro, al ser un proyecto fotovoltaico, esta producción está enmarcada en la limpieza del proceso de producción energética y del largo plazo del mismo proyecto). Por otro lado una de sus desventajas más grande presente en este tipo de microred es el alto costo de implementación necesario para cubrir la inversión de las baterías utilizadas, ya que estas suelen ser sobredimensionadas con el fin de cubrir

varios días en los cuales no exista generación.

### **1.1.2 Tipo On-grid**

Por otra parte, el tipo on-grid es aquella instalación que aunque se abastece de la energía entregada por alguna fuente de generación externa (ya sea el viento o solar en nuestro caso), no se encuentra desconectada a los consumos de redes eléctricas públicas existentes.

La principal ventaja de este tipo de instalación es que su costo es menor en comparación al off-grid, esto debido a que no necesita de un grupo de baterías. Su principal desventaja es que no nos entrega independencia de la red, vale decir, que si el sistema detecta un corte de suministro eléctrico desde la red, este se desconectará, debido a su funcionalidad en sincronía con la misma.

### **1.1.3 Tipo Híbridos**

Son aquellos que poseen las fortalezas de las dos anteriores, están conectados a la red, pero tienen la posibilidad de funcionar como off-grid, además de poseer algún sistema de baterías de respaldo.

Otra fortaleza es que son instalaciones más pequeñas que una red off-grid, ya que si la generación o la energía entregada por las baterías no son suficiente, posee un respaldo estable como lo es la red. Por otro lado, la mayor desventaja es que el uso del inversor para el funcionamiento de esta configuración es de mayor costo.

Bien mencionamos, que el tipo de microred, presente en el proyecto es del tipo On-grid.

Teniendo claro este punto, podemos visualizar, las dependencias de la Universidad, para señalar el lugar en el que se desarrollará, esta microred

## 2.2. Ubicación y distribución de la planta

Dentro de este inciso se presentan las ubicaciones y disposiciones del proyecto, señalando desde imágenes satelitales el área que compete al proyecto en sí, su ubicación dentro de la instalación eléctrica universitaria, la disposición de los equipos en el laboratorio y la distribución de paneles presentes en terreno.

### 2.2.1 Ubicación en Recinto Universitario

La siguiente imagen nos proporciona una imagen satelital de todo el recinto universitario, destacando el área azul en el cual se realizará la instalación en terreno de los módulos fotovoltaicos y sus distintas estructuras.



**Figura 2.1 Campus San Andrés, ubicación planta.**

La ubicación exacta de la planta fotovoltaica tiene como coordenadas  $36^{\circ}47'48.4''S$   $73^{\circ}03'25.3''W$ , en la parte trasera de los laboratorios de ingeniería, junto a los estacionamientos vehiculares.

A continuación podemos visualizar de más cerca área azul o terreno de la instalación, podremos realizar una representación gráfica desarrollará la instalación de módulos fotovoltaicos y la instalación de control y monitoreo (laboratorio).



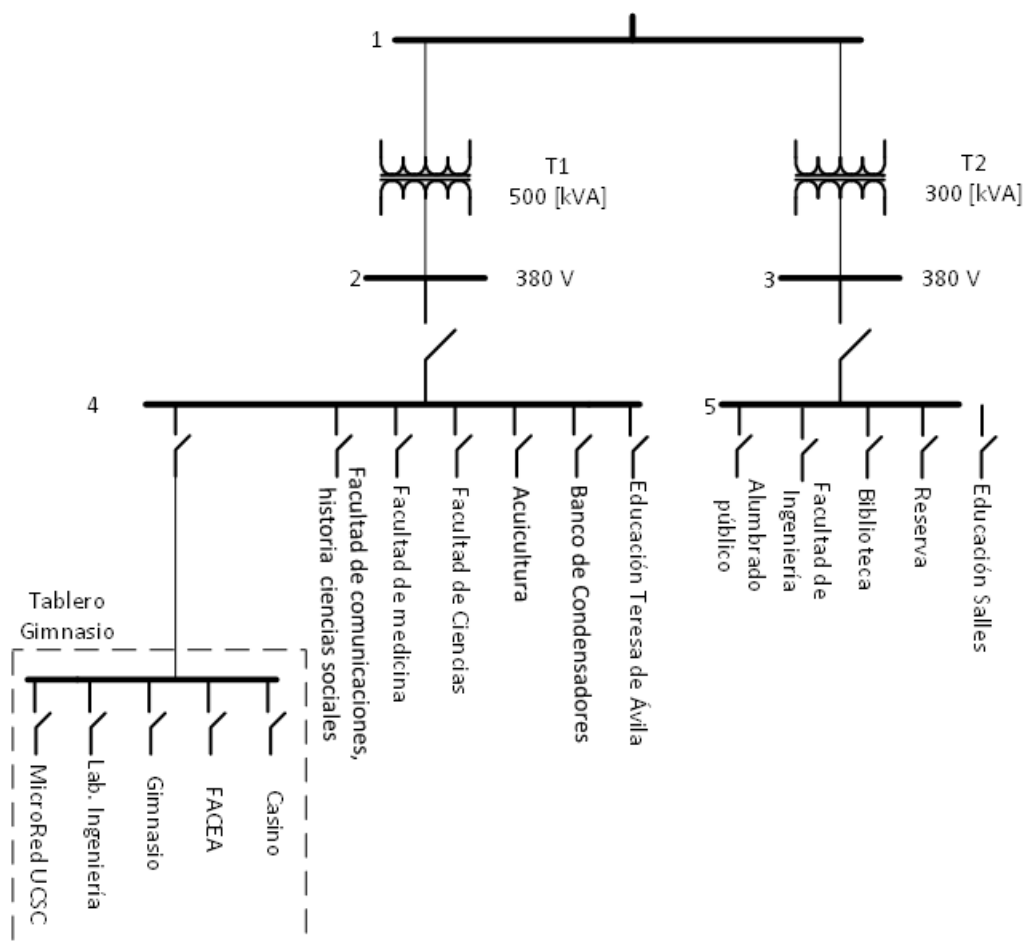
**Figura 2.2 Disposición de paneles desde vista superior**

La Figura 2.2 presenta la disposición de paneles, esta se encuentra orientada hacia el norte debido a que se tiene en cuenta el hemisferio del planeta que nos encontramos. La disposición de los paneles llevará la energía de cada string hacia una “cámara1” que dirigirá a través de conductos subterráneos, la energía hacia la “cámara2” que se encuentra en nuestro laboratorio.

## 2.2.2 Diagrama unilineal de cargas y ubicación en barra de Microred UCSC.

Físicamente se ha presentado la ubicación de la planta, pero eléctricamente hablando, la instalación de la microred también posee una ubicación.

El siguiente diagrama presenta la ubicación de la microred y la barra a la que se encuentra conectada. Este diagrama también presenta cuales son los principales puntos de consumo que se encuentran conectados a la barra a la cual inyectará la producción de energía la microred.



**Figura 2.3 Diagrama unilineal de las cargas campus San Andrés.**

La Figura 2.3 nos muestra el tablero a la cual estará conectada la microred, compartiendo la barra con el casino, la facultad de ciencias económicas (FACEA), el gimnasio y el laboratorio de ingeniería. La ubicación de este tablero es la sala de máquinas y pesas.

La energía después a través de canalización subterránea se dirige hacia la barra del gimnasio.

A continuación se presenta una serie de figuras, para representar el camino que recorre la energía cosechada de nuestros módulos fotovoltaicos una vez que ya ha ocurrido la inversión de energía, disponiendo a través de esta canalización la producción de energía en la barra del tablero del gimnasio.



**Figura 2.4 Canalización y Cámara subterránea**

La Figura 2.4 nos muestra el camino que recorre la canalización subterránea con el fin de llevar los conductores hacia la barra existente en el gimnasio UCSC. Además podemos ver la dirección que poseen las canalizaciones subterráneas provenientes desde el laboratorio Microred. Estas canalizaciones cruzan la vía vehicular bajo tierra, hasta llegar a las salas de auxiliares.



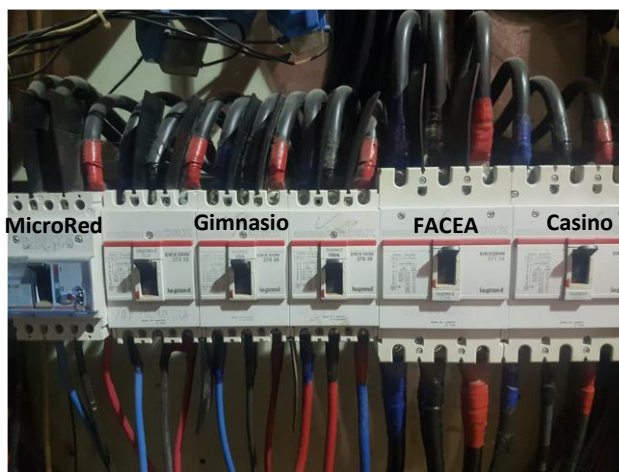
**Figura 2.5 Seguimiento canalización y Cámara subterránea (2)**

La Figura 2.5 nos muestra la última parte de canalización subterránea, y la salida de esta, mediante un tubo y caja de distribución metálicas, para dirigirse hacia el tablero dentro del gimnasio. Una vez dentro nos encontramos con el “tablero gimnasio” que posee la barra presentada en la Figura 2.3.



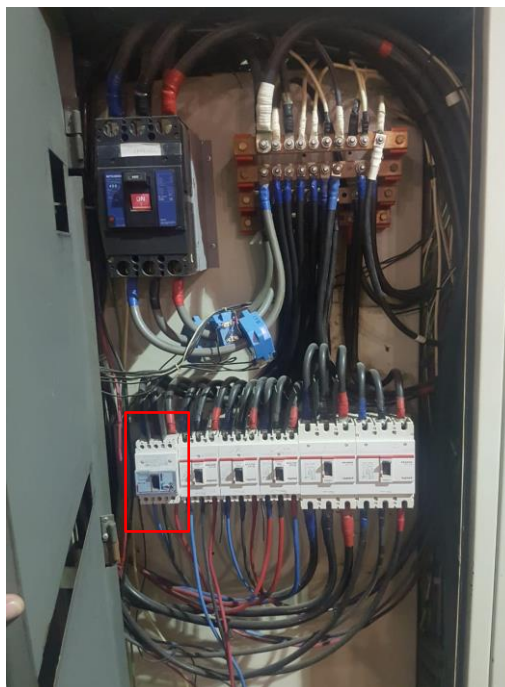
**Figura 2.6 Tablero en gimnasio vista exterior**

La Figura 2.6 nos presenta una imagen vista por exterior del tablero. En su interior contendrá las protecciones correspondientes, Estas protecciones son las que están destinadas a cada rama del diagrama unilineal dispuesto en la Figura 2.3 Diagrama unilineal de las cargas campus San Andrés.



**Figura 2.7 Protecciones en “Tablero Gimnasio”**

La Figura 2.7 Protecciones en “Tablero Gimnasio” nos presenta las protecciones para cada una de las ramas de la barra correspondiente al tablero del Gimnasio, es en esta barra donde se realizará la entrega de energía por parte de la Microred, por ende estas serán las principales posibles cargas de la energía producida.



**Figura 2.8 “Tablero Gimnasio” vista interior**

En la Figura 2.8 podemos ver el tablero del gimnasio, en este tablero encontraremos una protección general de 400[A], y cada una de las protecciones de los consumos conectados a esta barra.

La Figura 2.7 nos detalla las protecciones de cada edificio, destacando la protección de la microred a la izquierda de todas (125[A]), el propio gimnasio posee 3 protecciones (60[A], 60[A] y 100[A]), luego encontramos la protección del edificio de FACEA (175[A]), finalmente el casino de la universidad (150[A]). Es a esta barra que inyectaremos.

### 2.2.3 Laboratorio MicroRed UCSC

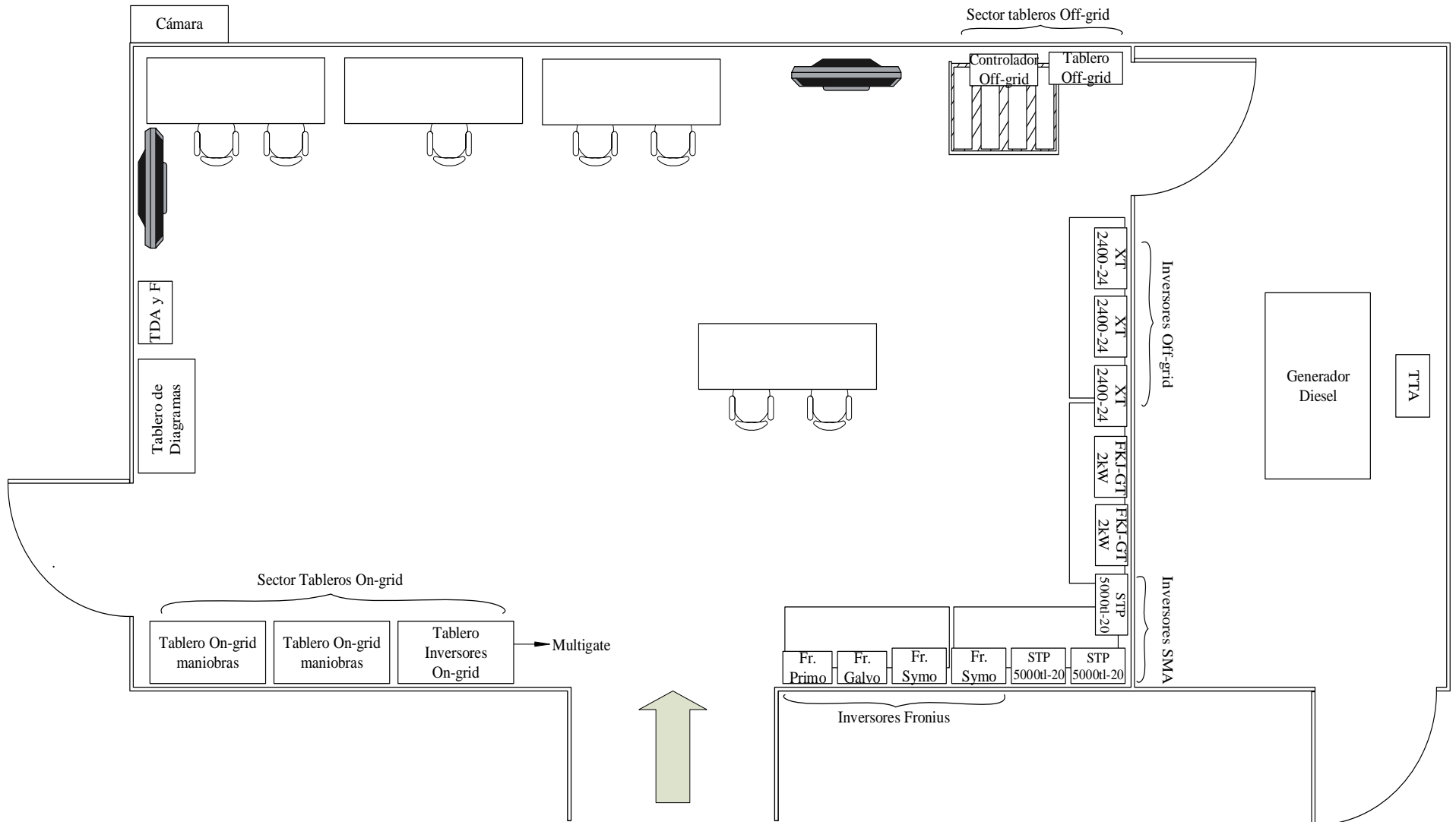


Figura 2.9 Diagrama Laboratorio MicroRed UCSC

La Figura 2.9 nos muestra en la parte superior izquierda la cámara ubicada a un lateral del laboratorio vista por fuera. Esta cámara nos facilita la visualización de los cables, y transporta por una trinchera, bajo nivel del suelo la energía cosechada desde los paneles fotovoltaicos hacia los inversores.

Como se muestra en la Figura 2.9 el laboratorio posee pantallas, destinadas a la observación de los parámetros de producción energética efectuada por la planta fotovoltaica. En este lugar encontraremos los distintos tipos de tipos de monitoreo de parámetros.

En la parte inferior izquierda del laboratorio, a un costado de la entrada externa encontraremos el tablero correspondiente al laboratorio y los diagramas unilineales de la red On-grid y la off-Grid que muestran la operación de la misma microred y si los interruptores de cargas se encuentran en operación o no mediante leds indicadores de operación.

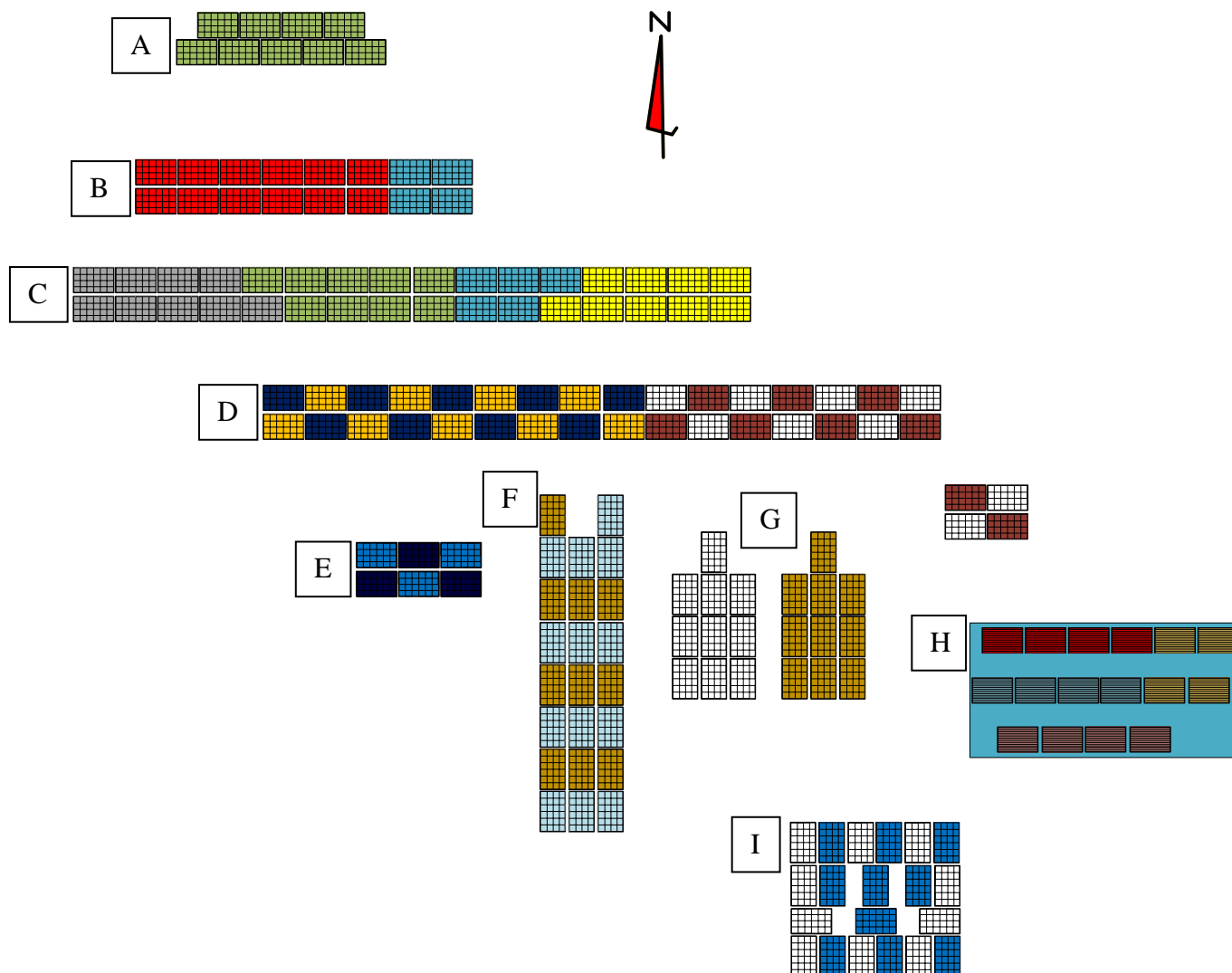
La Figura 2.9 muestra también un sector de tableros On-grid, en los cuales nos encontraremos con el sistema recaudador de datos o datalogger blue'log, que pronto definiremos. En estos tableros encontraremos el multigate, dispositivo crucial para el funcionamiento de los micros inversores.

En la parte inferior derecha encontramos el lugar donde se disponen los inversores eléctricos.

Ahora que se ha explicado la disposición física del equipamiento del laboratorio de microred, se puede definir, de qué forma se encuentra realizado el arreglo de paneles en el patio de la microred para la cosecha de energía.

## 2.2.4 Distribución de Strings en la Planta y Potencia instalada

A continuación, se presenta la distribución de strings, tomando en consideración hacia a que inversor se encuentran conectados y algunos datos de técnicos de cada string.



**Figura 2.10 Distribución de Strings**

La Figura 2.10 muestra en detalle, cada una de las disposiciones de los strings de la siguiente manera:

### ***Sección A***

En este sector se presentan los paneles fotovoltaicos que se encontrarán asociados a la generación mediante redes Off-grid.

### ***Sección B***

En esta sección se encuentra en rojo, el arreglo de paneles fotovoltaicos que estarán dirigidos

hacia la entrada de MPPT 1 del inversor Fronius Primo 3.0-1 (inversor monofásico). En la disposición visualizamos doce módulos fotovoltaicos policristalinos conectados en serie, dada esta conexión, obtenemos un  $V_{mp}$  de 380,4[V],  $I_{mp}$  de 8,52[A] y una potencia de 3,24[kWp].

### ***Sección C***

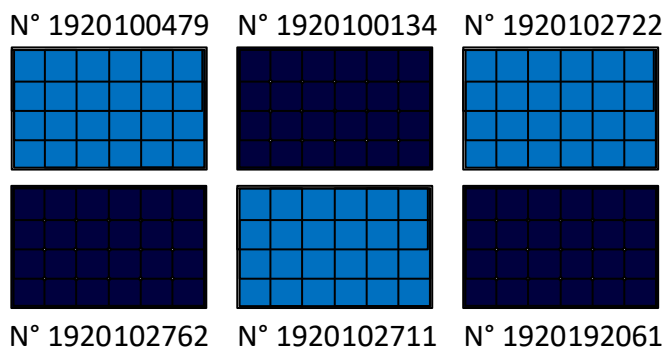
En esta sección se presentan 4 strings señalados por los colores gris, verde, celeste y amarillo. Estos 4 strings se encontrarán conectados a un inversor Fronius SYMO n°1 de 10[kW]. Cada string está compuesto por 9 módulos fotovoltaicos policristalino conectados en serie; dos de estos strings se conectarán al MPPT1 de dicho inversor, y los otros 2 se conectarán a cada uno a las entradas correspondientes del MPPT2. Desde este inversor en condiciones similares para el arreglo de paneles veremos los mismos parámetros,  $V_{mp}=285,3[V]$ ,  $I_{mp}=8,52[A]$  en cada string y una  $P=4.86$  [kWp]. Para tener la capacidad máxima de transformar 9,72[kWp].

### ***Sección D***

En este sector se presentan otros 4 nuevos strings señalados con los colores naranja, azul, blanco y color café. Estos strings están compuestos por series de 9 módulos fotovoltaicos en serie y se conectarán a inversor Fronius SYMO n°2 de 10[kW], de manera que el MPPT1 recibirá la potencia generada de 2 strings policristalinos (String color café y azul), un  $V_{mp}$  de 285.3[V], un  $I_{mp}$  de 8.52[A] y la capacidad de generar una potencia de 4.86[kWp] mientras el MPPT2 recibirá la potencia de 2 series de strings monocristalino (naranja y blanco), un  $V_{mp}$  de 282.6[V], un  $I_{mp}$  de 8.91[A] y una potencia de 5.04[kWp]. En total, este inversor string, tiene la capacidad instalada para transformar 9,9[kWp].

### ***Sección E***

Se encuentran 6 módulos fotovoltaicos independientes, conectados cada uno a un microinversor; estos microinversores se encuentran conectados en cascada a su contiguo, de manera que el primer microinversor toma el rol de maestro, para conectarse al multigate, quien coordinará para sincronizarse con la red. A continuación presentaremos los números de serie instalados respectivos a cada módulo.



**Figura 2.11 N° Serie Microinversores**

La Figura 2.11 presenta los módulos fotovoltaicos instalados, y los números de serie de los microinversores correspondiente a cada módulo. Si tomamos atención a la Figura 2.11, encontraremos que se presentan dos tonalidades de azul, los 3 módulos **color azul claro**, representan a módulos policristalinos, mientras que los otros 3 módulos representan a ejemplares monocristalinos. En esta figura, cada módulo se encuentra acompañado de los seriales de cada microinversor, que pueden ser visualizados en las plataformas de SMA.

#### ***La sección F***

Se presenta el primer seguidor solar de un eje horizontal. En color **celeste** tenemos el string de 10 módulos policristalinos, que se conectarán al MPPT1 del inversor SMA STP 5000tl-20(1) de 5[kW], para obtener en esta entrada un  $V_{mp}$  de 317[V], una  $I_{mp}$  de 8,52[A] y una potencia de 2,7[kWp]. En color **naranja** se encuentra un string de 10 módulos monocristalinos, que se conectaron al MPPT2 del mismo inversor, de esta forma encontraremos entre sus terminales un voltaje de trabajo  $V_{mp}=314[V]$ , una  $I_{mp}=8,91[A]$ , y una potencia para el MPPT2 de 2,8[kWp]. De esta manera este inversor string posee una capacidad de transformar 5,5[kWp].

#### ***En el sector G***

Se encuentra el segundo seguidor solar de la planta, este seguidor solar es de un eje inclinado en 20° respecto de la horizontal. En color blanco se encuentra el string de 10 módulos policristalinos, que se conectarán al MPPT1 del inversor SMA STP 5000tl-20(2) de 5[kW], para obtener en esta entrada un  $V_{mp}$  de 317[V], una  $I_{mp}$  de 8,52[A] y una potencia de 2,7[kWp]. En color **naranja** se encuentra un string de 10 módulos monocristalinos, que se conectarán al MPPT2 del mismo inversor, de esta forma encontraremos entre sus terminales un voltaje de trabajo  $V_{mp}=314[V]$ , una  $I_{mp}=8,91[A]$ , y una potencia para el MPPT2 de 2,8[kWp]. Así el inversor string posee una capacidad de

transformar 5,5[kWp].

### ***Sección H***

Se presenta en esta sección 16 paneles capa fina, separados por colores rojo, amarillo, celeste y rosa en grupos de 4 módulos, estos grupos se encuentran conectados entre sí, mediante terminales MC4 del tipo Y, de esta forma, solo 2 cables se dirigen desde el arreglo de paneles, hasta el inversor Fronius Galvo en la entrada MPPT1. En esta entrada manejaremos los parámetros  $V_{mp}=258.8$  [V],  $I_{mp}=9.28$  [A] y una potencia de 2.4 [kWp].

### ***Sección I***

En este sector se encuentra el tercer y último seguidor solar, este seguidor es de 2 ejes, permitiendo movimiento rotacional y de la pendiente de la estructura. Al igual que en la sección F y G, la disposición de strings se dirige hacia un SMA STP 5000tl-20(3) de 5[kW]. En color blanco tenemos el string de 10 módulos policristalinos, que se conectarán al MPPT1 del inversor, para obtener en esta entrada un  $V_{mp}$  de 317[V], una  $I_{mp}$  de 8,52[A] y una potencia de 2,7[kWp]. En color azul se encuentra un string de 10 módulos monocristalinos, que se conectarán al MPPT2 del mismo inversor, de esta forma encontraremos entre sus terminales un voltaje de trabajo  $V_{mp}=314$ [V], una  $I_{mp}=8,91$ [A], y una potencia para el MPPT2 de 2,8[kWp]. Así este inversor string posee una capacidad de transformar 5,5[kWp].

En conjunto toda esta instalación, posee una potencia instalada de 43,4[kWp].

A continuación, se presentará un cuadro resumen, entregando los datos más importantes de esta instalación.

**Tabla 2.1 Resumen Distribución de Strings y potencia instalada**

Sector	Inversor (Marca)/ Potencia (Salida)	N° Fases	Tipo de Módulos	N° Módulos	Estructura	N° String	N° MPPT	Potencia MPPT [kWp]	Potencia Instalada [kWp]
B	Fronius Primo 3[kW]	1	Policristalino	12	Fija	1	1	3,24	3,24
C	Fronius Symo 10[kW]	3	Policristalino	36	Fija	4	2	4,86 4,86	9,72
D	Fronius Symo 10[kW]	3	Policristalino Monocristalino	36	Fija	2 2	2	4,86 5,04	9,9
E	SMA Microinversores 240[W]	1	Policristalino Monocristalino	6	Fija	--	--	--	1,65
F	SMA STP 5000tl-20 5[kW]	3	Policristalino Monocristalino	20	Seguidor Solar Horizontal	1 1	2	2,7 2,8	5,5
G	SMA STP 5000tl-20 5[kW]	3	Policristalino Monocristalino	20	Seguidor Solar Inclinado	1 1	2	2,7 2,8	5,5
H	Fronius Galvo 2[kW]	1	Capa fina	16	Fija	4	1	2,4	2,4
I	SMA STP 5000tl-20 5[kW]	3	Policristalino Monocristalino	20	Seguidor Solar Doble eje	1 1	2	2,7 2,8	5,5

La Tabla 2.1 Nos presenta de forma clara, a que inversor se encuentra conectada cada uno de los Sectores presentes en la Figura 2.10, en conjunto con otros datos de importancia como el tipo de módulo con el que trabaja dicho inversor, la cantidad de módulos fotovoltaicos que se encuentran conectados a los propios inversores, la estructura de sujeción de los módulos, la cantidad de strings conectados al inversor y las potencias instaladas por MPPT y la total por inversor.

### 2.3. Equipos disponibles para la Microred Ongrid UCSC.

Para la realización de este proyecto, se dispone de los siguientes equipos:

- 51 Paneles con tecnología monocristalino.
- 99 Paneles con tecnología policristalino.
- 16 Paneles con tecnología capa fina.
- 3 inversores on-grid trifásicos, de 5[kW], SMA STP 5000tl-20.
- 1 Inversor on-grid monofásico de 2[kW], Fronius Galvo.
- 2 Inversores on-grid trifásicos de 10 [kW], Fronius Symo 10.0-3M.
- 1 Inversor on-grid monofásico 3 [kW], Fronius Primo 3.0-1.
- 1 Multigate 2,88[W].
  - 6 Micro-inversores de 240[W], SMA SB240.
- Estación meteorológica (Ambient Weather)
- Sistema Meteocontrol
  - 1 Sensor de radiación Si-12TC
  - 2 Sensores de temperatura Pt1000
  - 1 Bluelog X-1000

Con los cuales se implementan 3 sistemas de seguimiento diferentes.

- Seguimiento de 1 eje horizontal
- Seguimiento de 1 eje, inclinado.
- Seguimiento de 2 ejes, rotación e inclinación (tipo girasol).

Además de incluir distintas plataformas de monitoreo.

- SUNNY Portal (de la marca SMA)
- Solar.web (de la marca Fronius)
- VCOM (del datalogger Blue'log de la marca Meteocontrol, sistema de monitoreo externo)

### 1.1.4 Paneles Solares

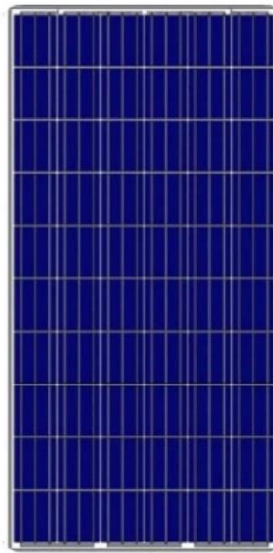
El sol genera radiación solar, la cual puede usarse de manera directa para la generación de energía eléctrica. Este es el trabajo de los paneles solares, tomar esa radiación emitida por el sol, ya sea de manera directa (que proviene directo del sol), o difusa (ya sea que atravesase alguna nube antes de llegar al panel) y transformarla en potencia en corriente continua (este es el trabajo del silicio, que toma los fotones de luz para liberarlos como electrones, generando corriente continua), a esto llamamos efecto fotovoltaico.

En la actualidad el silicio es el mejor material fotosensible existente, lo que lo hace que sea predominante en la composición de los paneles solares para la generación de energía. Estos están clasificados según su tecnología: monocristalino, policristalino y capa fina.

A continuación se presentan las tecnologías presentes en la microred UCSC.



a) Monocrystalino



b) Policristalino



c) Capa fina

Figura 2.12 Paneles fotovoltaicos

### A. *Panel monocristalino*

En la Figura 2.12 a) encontramos este tipo de paneles, es fácil de reconocer por su uniforme aspecto, que es una característica de la alta pureza con la que se trata el silicio y las esquinas recortadas que posee. El proceso de manufacturación de este panel es caro, en comparación a los demás, entregándole ventajas y desventajas respecto de esto, ya que la pureza del silicio genera que este obtenga un mejor rendimiento que los otros tipos, pero a su vez eleva el costo de producción.

Esta tecnología es la que mejor rendimiento nos entrega, proporcionándonos un rendimiento aproximado entre el 15-22%.

El modelo disponible para el montaje en la microred es el YL280D-30b.

**TABLA 2.2 Parámetros eléctricos en condiciones de test estándar\***

Parámetros		
Tipo de modulo	YL280D-30b	
Potencia de Salida	280	W
Eficiencia Módulo	17,25	%
Tensión en Pmax	31,4	V
Intensidad en Pmax	8,91	A
Tensión en circuito abierto	39,3	V
Intensidad en Cortocircuito	9,38	A

\* La TABLA 2.2 presenta los parámetros eléctricos en condiciones estándar STC, vale decir  $1000[W/m^2]$ ,  $25^\circ$  y  $1,5[AM]$ .

### B. *Panel Policristalino*

En la Figura 2.12 b) encontramos este tipo de panel, su producción pasa por menos refinaciones que el panel monocristalino, abaratando el costo del proceso de manufactura y por ende disminuye el costo de venta. Posee algunos inconvenientes con la resistencia al calor que este tipo de panel ofrece en comparación al anterior comentado.

La tecnología del panel policristalino nos entrega un rendimiento que fluctúa entre el 13-17%, acercándose al mejor rendimiento que posee su par el panel monocristalino.

El modelo disponible para el montaje en la microred es el JKM270P.

**TABLA 2.3 Parámetros eléctricos en condiciones de test estándar\***

Parámetros		
Tipo de modulo	JKM270P	
Potencia de Salida	270	W
Eficiencia de módulo	16.5	%
Tensión en Pmax ( $V_{mp}$ )	31,7	V
Intensidad en Pmax ( $I_{mp}$ )	8,52	A
Tensión en circuito abierto	38,8	V
Intensidad en Cortocircuito	9,09	A

\* La TABLA 2.2 presenta los parámetros eléctricos en condiciones estándar STC, vale decir  $1000[W/m^2]$ ,  $25^\circ$  y  $1,5[AM]$ .

### C. Paneles de Capa fina

En la Figura 2.12 c) se muestra este tipo de panel, esta tecnología se crea debido a la necesidad, teniendo en consideración lo caro que es la purificación del silicio,

Dentro de la producción de esta tecnología, podemos encontrar distintos tipos de aleaciones para su producción, de entre los cuales podemos destacar debido a lo conocido que son o la importancia que tienen en el mercado los siguientes: aleaciones de Cadmio y telurio (CdTE); cobre, indio y selenio (CIS) y finalmente el compuesto por cobre, indio, galio y selenio (CIGS).

El hecho de que sea de materiales más fácil de obtener, genera que cada vez más se vea este tipo de tecnología, que aunque su rendimiento no es el mejor en comparación a sus pares, su costo de obtención es asequible, generando que cada vez sean más cotizados.

El rendimiento de esta tecnología es menor en comparación a los paneles monocristalino y policristalino, proporcionando para su funcionamiento un rendimiento entre el 7-13%.

El modelo disponible para el montaje en la microred es el NT 150 AG.

**TABLA 2.4 Parámetros eléctricos en condiciones de test estándar\*\***

Parámetros		
Tipo de modulo	NT 150 AG	
Potencia de Salida	150	W
Tensión en Pmax	64,7	V
C en Pmax	2,32	A
Tensión en circuito abierto	85,5	V
Intensidad en Cortocircuito	2,54	A

\* La TABLA 2.2 presenta los parámetros eléctricos en condiciones estándar STC, vale decir  $1000[W/m^2]$ ,  $25^\circ$  y  $1,5[AM]$ .

### 1.1.5 Estructuras de fijación para módulos fotovoltaicos

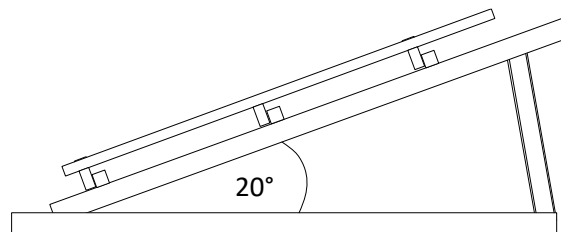
Las estructuras de fijación en una instalación fotovoltaica son las que sostienen en todo momento a los módulos, cabe mencionar que estas estructuras cada cierto tiempo estos requieren un reapriete.

Las estructuras que se utilizarán en la Micro-red UCSC, son:

- Sin seguimiento solar o fijas.
  - Estructura para “Capa Fina”
  - Estructura para “Monocristalino y Policristalino”
- Con Seguimiento Solar
  - Un eje horizontal.
  - Un eje inclinado.
  - De Dos ejes Monoposte.

#### ***Estructura fija n°1 “Capa Fina”***

La estructura de fijación de los módulos fotovoltaicos de capa fina constará de una estructura metálica, permitiendo el apoyo de los módulos con una fijación de  $20^\circ$  respecto de la horizontal.



**Figura 2.13 Estructura Módulos fotovoltaicos del tipo capa fina.**

La Figura 2.13 nos muestra un diseño básico, con los grados de elevación respecto de la horizontal correspondientes para una mejor captación de la radiación. Mientras que la Figura 2.14 nos muestra la instalación realizada de esta estructura.

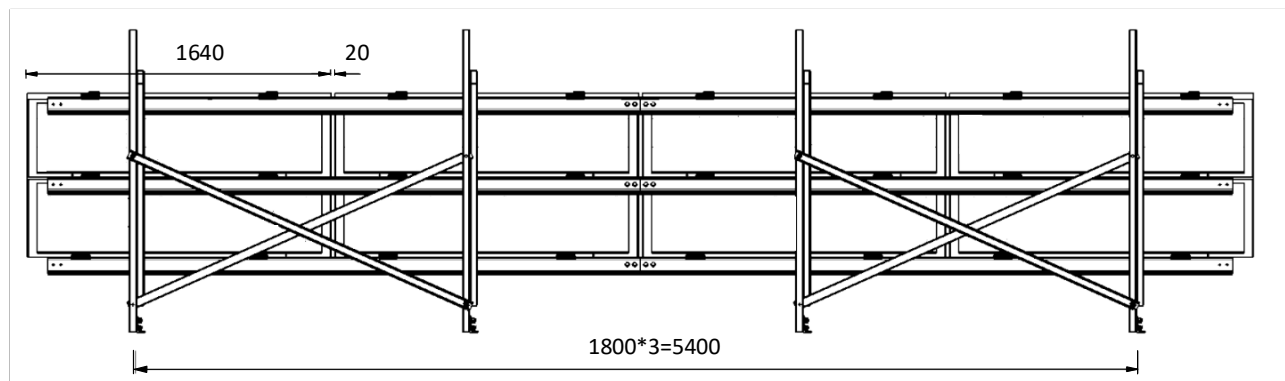


**Figura 2.14 Estructura n°2 “Monocristalino y policristalino”**

La estructura de los módulos fotovoltaicos policristalino y monocristalino, es la estructura más ocupada en el proyecto Microred USCS, ya que los módulos solares de capa fina de la sección anterior son menor cantidad en comparación a los de esta sección.

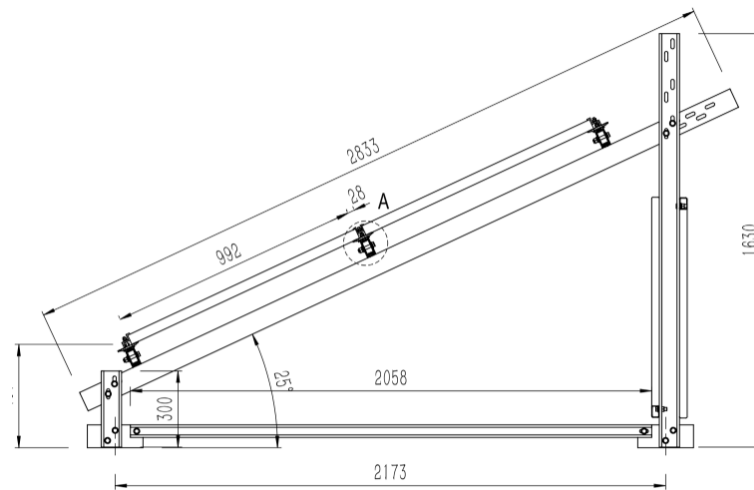
***D. Estructura fija n°2 “Monocristalino y policristalino”***

Las siguientes figuras presentan la estructura que fija para los módulos monocristalino y policristalino.



**Figura 2.15 Estructura Módulos fotovoltaicos Monocristalino y policristalinos (vista trasera).**

La Figura 2.15 nos muestra una perspectiva trasera de la estructura que sostendrá los módulos fotovoltaicos. Esta sección muestra una estructura capaz de soportar 8 módulos. En esta figura también podemos ver el tamaño exacto de cada módulo y su orientación en dicha estructura.



**Figura 2.16 Estructura Módulos fotovoltaicos Monocristalino y policristalinos (vista lateral).**

En la Figura 2.16 Estructura Módulos fotovoltaicos Monocristalino y policristalinos (vista lateral). Podemos observar las medidas específicas de la estructura a instalar. Para luego observar en la Figura 2.17 la estructura ya instalada en el patio de la planta, esta imagen nos muestra tanto la estructura vista desde un lateral, tanto como la parte trasera.



**Figura 2.17 estructuras instaladas Monocristalino y Policristalino**

La disposición de esta estructura, genera un ángulo de elevación respecto de la horizontal de  $25^\circ$  señalado en la Figura 2.17.

### 1.1.6 Tipos de seguidores solares

Podemos definir un seguidor solar, como una máquina que posee dos partes, una parte que es fija, y la otra parte móvil, que se encarga de obtener la radiación proveniente del sol lo más

perpendicular posible durante todas las horas de luz solar del día.

De esta forma podemos clasificar estos seguidores por la cantidad de ejes que posean.

Un seguidor de un eje, solo puede moverse con una libertad, en cambio un seguidor de dos ejes, puede hacerlo con 2 grados de libertad, dándole la facultad de ser más preciso en el cumplimiento de su objetivo produciendo que la radiación llegue a cada panel fotovoltaico de la forma más perpendicular posible.

Los tipos de seguimiento solar o seguidores solar más conocidos son los siguientes:

### ***E. Seguimiento de Dos ejes***

Dos ejes, busca que la superficie de los paneles se encuentre siempre de cara al sol de manera perpendicular.

### ***Monoposte***

La siguiente imagen muestra el seguidor solar de dos ejes presente en la microred UCSC.



**Figura 2.18 Sistema de seguimiento Monoposte (dos ejes)**

En la Figura 2.18 Vemos este sistema de seguimiento que consta de un solo apoyo central. Y una caja de maniobras presente en el mismo apoyo central capaz de realizar los movimientos de manera manual.

## ***F. Seguimiento solar de Un eje***

### ***Un eje Inclinado***

Es aquel que gira con un grado de libertad orientado al norte, se encuentra inclinado con un ángulo igual  $20^\circ$ . Teniendo cada arreglo su estructura como lo podemos ver en la siguiente imagen



**Figura 2.19 Sistema de seguimiento solar un eje Inclinado**

La Figura 2.19 nos presenta que esta estructura consta de 2 estructuras del mismo tipo. Una de estas estructuras se destina para su instalación de módulos monocristalinos y la otra para los policristalino.

### ***Un eje horizontal***

Este tipo de seguimiento mostrado en la Figura 2.20, es aquel que gira entorno a un eje horizontal, mientras se encuentra orientado en dirección norte-sur.



**Figura 2.20 Sistema de seguimiento 1 eje horizontal.**

La Figura 2.20 muestra que a diferencia de la anterior, en esta estructura se presentan las dos tecnologías de módulos fotovoltaicos (policristalino y monocristalino).

## 1.1.7 Inversores

### A. *Inversor trifásicos SMA STP 5000TL-20 (5[kW])*

A continuación se presenta el primer modelo de inversores presentes en el laboratorio microred, perteneciente a la marca SMA.



**Figura 2.21 Inversor trifásico SMA**

En la Figura 2.21 se presenta el inversor trifásico SMA STP 5000tl-20, este inversor posee dos reguladores de máxima transferencia de potencia (MPPT) que tienen como fin usar la potencia máxima producida por el arreglo de paneles. Esto lo logran gracias a un convertidor DC/DC.

La principal función de un este convertidor es que se pueda trabajar con diferentes valores de voltaje y corriente en el lado de los módulos fotovoltaicos y a la entrada del inversor.

Además internamente realiza el muestreo de la red a través de un PLL (de sus siglas en inglés phase locker loop), que es un lazo de seguimiento de fase, para entregar a la salida de sus terminales el voltaje en fase con el de la red.

Este inversor posee la capacidad de ser conectado a internet de forma independiente a través de Speedwire/webconnect. Esto nos permite que podamos transferir datos a una plataforma llamada Sunny Explorer.

A continuación, se presentan algunos parámetros importantes de este inversor para su accionamiento en la entrada de corriente continua en la. Además de parámetros en la salida de corriente alterna en la TABLA 2.6.

**TABLA 2.5 Parámetros inversor SMA 5[kW] a la entrada en CC**

Entrada de CC		
Potencia máx. a $\cos \phi=1$	5100	W
Tensión máx. de entrada	1000	V
Rango de tensión MPP	245-800	V
Tensión asignada a entrada	580	V
Tensión de entrada min	150	V
Tensión de inicio	188	V
Corriente máx de entrada	MPPT1:11 MPPT2:10	A A
Número de MPPT independientes	2	
Strings por entrada del MPPT	MPPT1:2 MPPT2:2	

**TABLA 2.6 Parámetros inversor SMA 5[kW] a la salida en CA**

Salida de CA		
Potencia asignada a 230[V], 50[Hz]	5000	W
Potencia aparente máx.	5000	VA
Tensión asignada de la red	220/380	V
Rango Tensión nominal	160-280	V
Corriente salida máx.	7.3	A
Frecuencia asignada	50	Hz
Rendimiento máx.	98	%

Las TABLA 2.5 y la TABLA 2.6 Resumen los valores entregados por los datasheet correspondientes, valores de trabajo tanto a la entrada del propio inversor, como los parámetros de trabajo a la salida del inversor.

### B. Inversor monofásico Fronius Galvo 2.0-1 (2[kW])

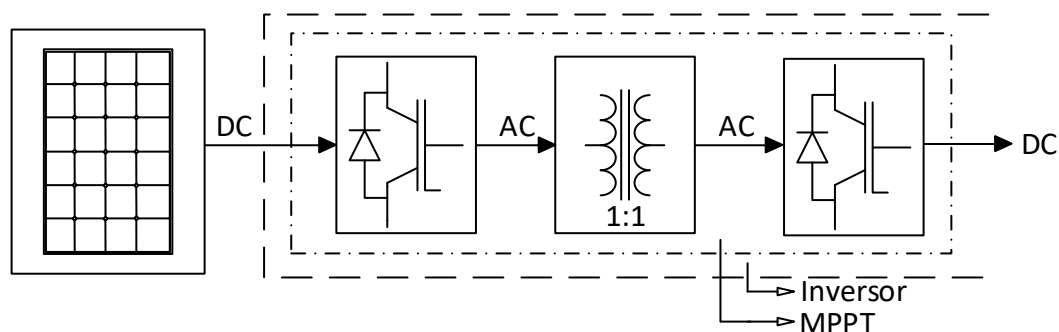
La siguiente figura presenta el inversor de la marca Fronius, modelo Galvo, especial para módulos fotovoltaicos del tipo capa fina.



**Figura 2.22 Inversor Monofásico Fronius Galvo**

La función de este inversor monofásico, es el mismo que el anterior, la energía llega hasta la entrada del MPPT después de ser captada por los paneles fotovoltaicos. Para este caso, nos encontramos con que la entrada del MPPT aísla los parámetros de trabajo del lado del arreglo fotovoltaico, de forma de extraer la mayor potencia posible desde el arreglo de paneles.

A continuación se presenta la siguiente figura de un diagrama en bloque para representar la aislación galvánica presente dentro del MPPT.



**Figura 2.23 Regulador MPPT con aislación galvánica**

En la Figura 2.23 se presenta el recorrido de que la corriente realiza. Al salir desde el arreglo de módulos fotovoltaicos se introduce en el inversor, para entrar directamente al MPPT, avanzando por el primer arreglo de semiconductores, para luego encontrar a su paso un transformador con una relación de vueltas 1:1, cuya función es aislar galvánicamente el string (lado de DC), de la red (lado

AC), esto entrega la posibilidad de realizar una separación de tierras. Después de esto, la corriente, nuevamente será rectificadora para entrar en su etapa de inversión.

El hecho de que este inversor posea este transformador, es la razón por la cual su uso es especial para la utilización de la tecnología “capa fina”. Dado que la tecnología capa fina, no utiliza silicio en su fabricación y es manufacturado de un grupo de semiconductores fotosensibles, no separar la tierra en DC y AC, generará corrosión galvánica interna en los paneles fotovoltaicos, disminuyendo su vida útil. Esto puede provocar fallas en el lado de DC, gracias a este transformador también aislará la falla en este lado del circuito.

Este equipo, tiene la posibilidad de realizar la comunicación entre sus pares, a través del protocolo de comunicación Modbus, mediante la capa física RS-485 o Ethernet TCP/IP (MODBUS TCP).

En la siguiente página entregaremos los valores de los trabajos de funcionamiento del inversor Fronius Galvo. Tanto a la entrada como a la salida de este.

**TABLA 2.7 Parámetros inversor Fronius 2[kW] a la entrada en CC**

Entrada en CC		
Rango de tensión MPP	120-420	V
Rango MPPT utilizable	120-335	V
Corriente máx. de entrada	17,8	A
Tensión mín. De entrada	140	V
Número de seguidores MPPT	1	
Número de entradas por MPPT	3	

**TABLA 2.8 Parámetros inversor Fronius 2[kW] a la salida en CC**

Salida en CA		
Potencia nominal	2000	W
Máx. potencia de salida	2000	VA
Corriente de salida AC	8.7	A
Conexión de red permitida	230 (+17%/-20%)	V
Frecuencia	50	Hz
Distorsión armónica	<4	%
Factor de potencia (cosφ)	-0.85 – 0.85	

La TABLA 2.7 nos muestra los parámetros de entrada en corriente alterna que posee el inversor, mientras que la TABLA 2.8 nos presenta los parámetros de salida, los que se tendrán para inyección a la red.

**C. Inversor trifásico Fronius SYMO 10.0-3-M [10[kW]].**

Un nuevo inversor de la marca Fronius es el modelo Symo. Este modelo es el inversor trifásico de mayor capacidad que posee el laboratorio.



**Figura 2.24 Inversor Trifásico Fronius SYMO**

En la Figura 2.24 podemos ver al Fronius SYMO, este inversor no posee transformador, está compuesto por dos reguladores de máxima transferencia de potencia (MPPT), como ya explicamos anteriormente, este sistema de regulación nos asegura un funcionamiento, cercano a los valores entregados por el fabricante a la entrada del convertidor DC/DC y una salida de estos parámetros a los valores que necesitamos para la entrada de nuestro convertidor DC/AC. Este inversor en concreto nos entrega la posibilidad de conexión a internet mediante la vía WLAN y comunicación con sus pares vía el protocolo de comunicación Modbus, en la capa física Ethernet TCP, permitiendo una comunicación factible y eficiente. Además su interfaz es capaz de gestionar dinámicamente la alimentación y permite realizar una visualización clara del consumo.

**TABLA 2.9 Parámetros inversor Fronius 10[kW] a la entrada en CC**

Entrada en CC		
Potencia máx. de entrada	13000	W
Rango de tensión MPPT	270-800	V
Tensión de entrada min	200	V
Tensión mínima puesta servicio	200	V
Tensión entrada nominal	600	V
Corriente de entrada máx. entradas	25/16.5	A/A
Número de MPP independientes	2	
Strings por entrada MPP	MPPT1:3 MPPT2:3	

**TABLA 2.10 Parámetros inversor Fronius 10[kW] a la salida en CA**

Salida en CA		
Potencia nominal	10000	W
Máx. potencia de salida	10000	VA
Max. Corriente de salida	20	A
Mín. tensión salida	485/280	V/V
Max. Tensión salida	260/150	V/V
Frecuencia	50	Hz
Factor de potencia ( $\cos\phi$ )	0 -1	Ind. / Cap.

La TABLA 2.9, presenta los valores de entrada del inversor Symo, en el lado de DC. De la misma forma, La TABLA 2.10, señala los parámetros del inversor, a la salida de AC. Un detalle importante es visualizar el factor de potencia a frecuencia fundamental que puede manejar el dispositivo, ya que será de importancia para la realización de futuras actividades.

#### **D. Inversor monofásico Fronius primo 3.0-1(3[kW])**

El último modelo de la marca Fronius es el Primo, siendo al igual que el Fronius Galvo inversores del tipo monofásico.

**Figura 2.25 Inversor monofásico Fronius Primo**

Este inversor al igual que el anterior, convierte la corriente continua entregada por los paneles solares en corriente alterna. Corriente que será suministrada a la red, o consumo instantáneo.

Este inversor tiene la capacidad de monitorear la red a la que se encuentra conectada, con el fin de detener o interrumpir la alimentación de corriente proveniente de la red en caso de una interrupción de la misma red, o una desconexión de esta misma (funciona mientras da seguimiento a la red monitoreando la tensión, frecuencia).

A continuación mostraremos algunos parámetros importantes para el inversor Fronius, en la TABLA 2.11 vemos algunos datos en la entrada de CC y en la TABLA 2.12 encontraremos algunos

parámetros referidos a la salida en CA.

**TABLA 2.11 Parámetros inversor Fronius Primo 3[kW] a la entrada en CC**

Entrada de CC		
Max. Potencia entrada	4.5	kW
Rango de tensión MPPT	200-800	V
Tensión máx. de entrada	1000	V
Corriente máx. de entrada	12/12	A/A
Tensión mín. de entrada	80	V
Tensión entrada nominal	710	V
Número de seguidores MPPT	2	
Strings por entrada MPPT	MPPT1:2 MPPT2:2	

La TABLA 2.11 presenta los parámetros en la entrada de nuestro inversor, es decir, en el lado de DC.

**TABLA 2.12 Parámetros inversor Fronius Primo 3[kW] a la salida en CA**

Salida de CA		
Potencia nominal	3000	W
Máx. potencia de salida	3000	VA
Tensión nominal	220/230	V
Mín. tensión de red	180	V
Máx. tensión de red	270	V
Corriente salida máx.220[V]/230[V]	13	A
Frecuencia asignada	50	Hz
Rendimiento máx.	98	%

La TABLA 2.12 presenta los parámetros que se puede obtener al utilizar el inversor primo en el lado de corriente alterna, tomando en consideración los parámetros de la red a la que se conectará.

### ***E. Micro inversor SMA 240[W]***

En la siguiente figura se presenta un modelo del microinversor de la marca SMA.



**Figura 2.26 Microinversor SMA**

El funcionamiento es prácticamente el mismo que los inversores anteriores, con la diferencia de que se encuentran justo bajo del módulo o panel fotovoltaico, controlando cada panel o módulo de manera independiente. Cada microinversor se conecta a un panel fotovoltaico por separado, realizando la inversión de energía de CC/CA de manera individual para ser entregada al microinversor contiguo, el primer microinversor, se encontrará conectado al multigate, dispositivo de comunicación entre los microinversores y la red. De esta forma se puede colocar cada panel, con el fin de monitorear de forma independiente la efectividad del posicionamiento elegido. Dada estas características, si un panel es sometido a alguna sombra, o no funcionamiento óptimo, no afectara a la producción energética de los demás. Una de las ventajas que presenta este inversor es que su factibilidad para aumentar la potencia instalada, ya que solo necesitamos instalar un nuevo módulo fotovoltaico y un microinversor en cascada.

A continuación en la TABLA 2.13 mostraremos algunos parámetros característicos importantes del inversor SMA correspondientes a datos en la entrada de CC.

**TABLA 2.13 Parámetros SMA 240[W] a la entrada en CC**

Entrada de CC		
Max. Potencia entrada	300	W
Rango de tensión MPP	23-39	V
Voltaje nominal entrada	29.5	V
Max Voltaje entrada	40	V
Max. Corriente entrada	8.5	A
Número de seguidores MPPT	1	
Numero de strings por MPPT	1	

En la TABLA 2.14 encontraremos algunos parámetros referidos a la salida en CA.

**TABLA 2.14 Parámetros microinversor SMA 240[W] a la salida en CC**

Salida de CA		
Potencia asignada a 230[V] 50[HZ]	230	W
Potencia aparente Máx.	230	VA
Tensión asignada de la red	230	V
Rango tensión red	184-270	V
Corriente nominal a 220[V]	1	A
Frecuencia asignada	50	Hz
Rendimiento máx.	95,80	%

### **F. Multigate**

En la siguiente figura, se presenta el modelo multigate utilizado en los laboratorios de Microred, encargado de la parte control, fuerza y comunicación de los microinversores.

**Figura 2.27 Multigate SMA**

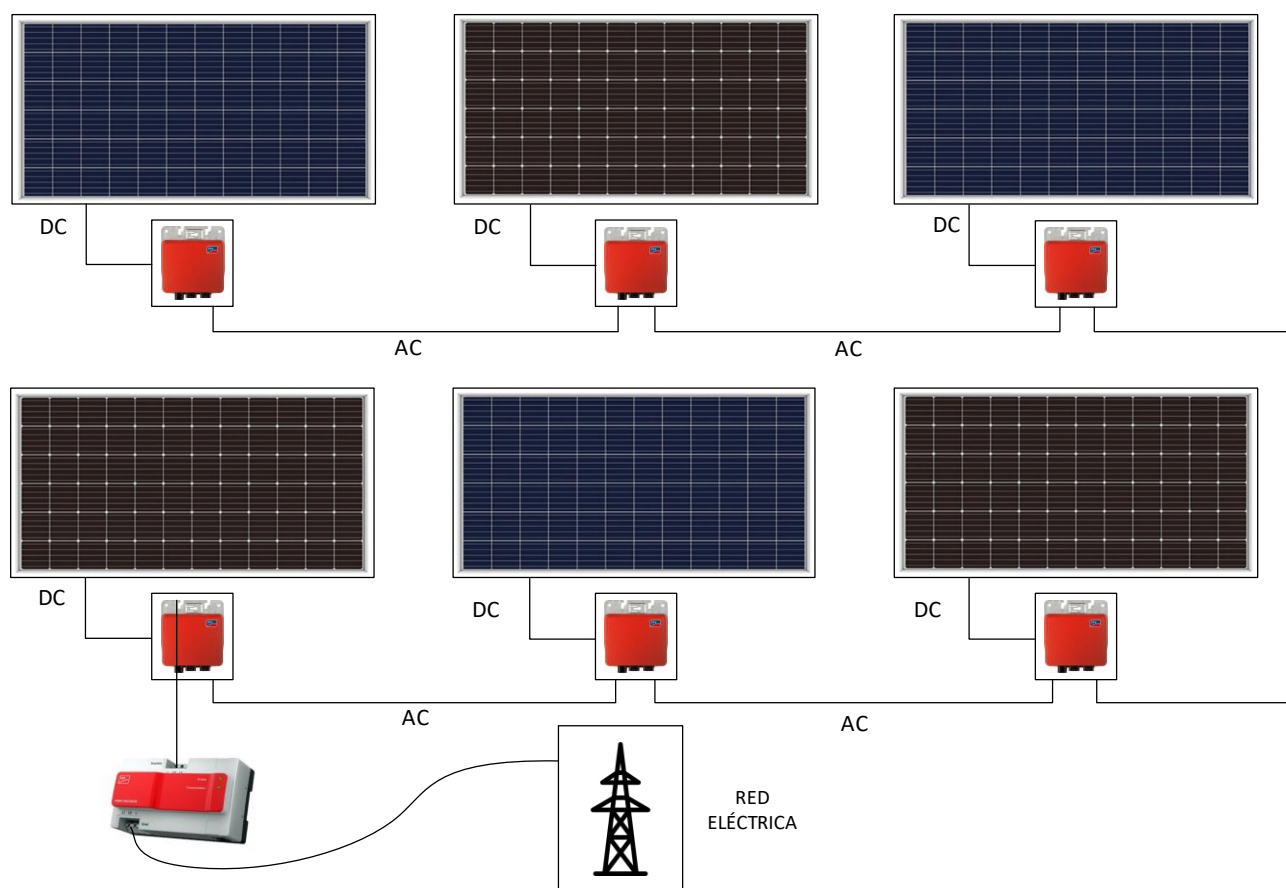
El Sunny multigate es una unidad de comunicación que tiene la capacidad de recibir un

máximo de 12 inversores del tipo Sunny Boy, y es el dispositivo que se conecta entre los inversores de módulos y la red eléctrica, permitiendo generar la inyección de corriente alterna recogida por los inversores de módulos.

**TABLA 2.15 Parámetros de trabajo Sunny Multigate**

Sunny Multigate		
Cantidad máx. de inversores de modulo	12	SB240-10
Potencia asignada	2.76	kW
Potencia máx. aparente	2.76	kVA
Tensión nominal	230	V
Frecuencia asignada	50	Hz
Factor de potencia (cosφ)	1	

**F ..1 Diagrama de Fuerza**



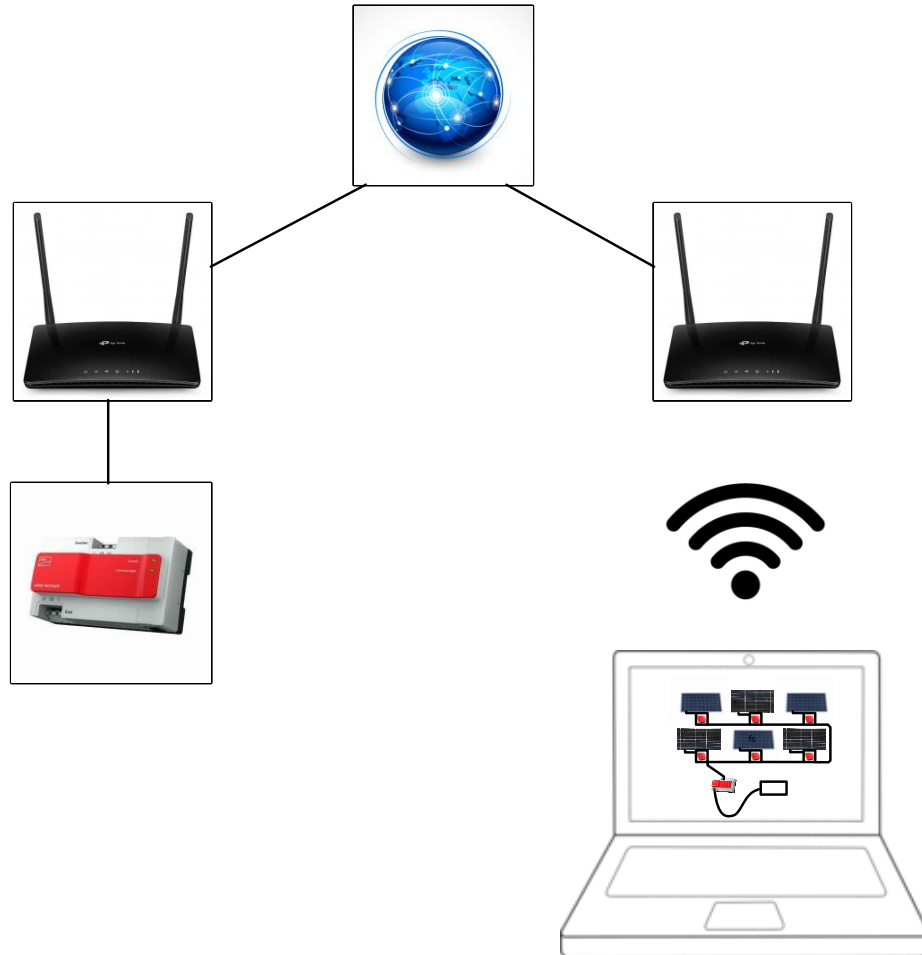
**Figura 2.28 Diagrama conexión de módulos fotovoltaicos con Sunny Multigate.**

El diagrama de la Figura 2.28 nos muestra cómo se realizó la conexión de los microinversores y el multigate. La conexión para el funcionamiento se realiza de manera directa entre los micro inversores,

hasta llegar a el Sunny multigate, quien se encarga de enviar la energía a la red.

### F ..2 *Diagrama de Comunicación multigate*

La siguiente figura presentará el diagrama de flujo de datos, para lograr la visualización de datos desde cualquier punto del mundo en el que tengamos acceso a internet.



**Figura 2.29 Diagrama comunicación y flujo de datos.**

A su vez se puede ver en la Figura 2.29 al encontrarse conectado a un router mediante Speedwire o webconnect, la información podrá llegar hasta la plataforma “Sunny Portal”, donde se almacena la información que se encuentre recolectando, para que pueda ser revisada mediante “Sunny Portal”

## 2.4. Sistemas de monitoreo

Para realizar la comunicación hacia un servidor externo desde la red universitaria, se necesitan permisos especiales. Esto debido a que esta red consta de un firewall, que prohíbe la comunicación entre dispositivos dentro de sus redes, y hacia servidores externos.

Por esta razón, se realiza en conjunto a DSI - UCSC, la liberación de los puertos de comunicación para cada dispositivo. Haciendo entrega de la dirección IP, y de las MAC de los dispositivos cuando era necesario.

### 2.4.1 Solar web (Fronius)

Al igual que su competencia (SMA), presenta distintas funciones integradas, con un inconveniente mayor y es su data de información que solo permite la revisión de 3 días anteriores.

#### A. Diagrama de conexión

En la siguiente figura se presenta el diagrama de conexión realizado en el laboratorio para realizar la comunicación de estos equipos.

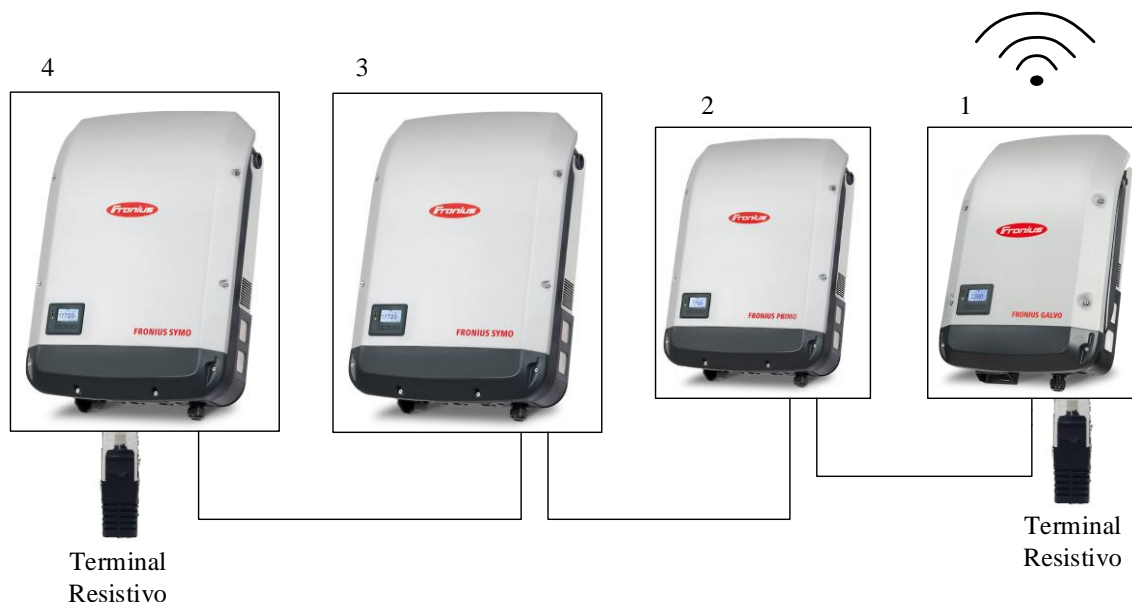


Figura 2.30 Diagrama de conexión para comunicación con plataforma SolarWEB

Para la conexión de estos dispositivos, cuentan con una entrada y salida de información, en la parte inferior de los inversores.



**Figura 2.31 Terminales In/Out.**

Para la conexión se configura cada inversor de manera individual, y se le otorga un número interno para la entrega de información, de la siguiente manera.

N°1.- Fronius Primo (monofásico, policristalino).

N°2.- Fronius Galvo (monofásico, capa fina).

N°3.- Fronius Symo (trifásico, policristalino).

N°4.- Fronius Symo (trifásico, policristalino y monocristalino).

De esta forma han sido ordenados, de manera tal que nuestra entrega de información a la plataforma sea sin errores, el salto de este paso, provoca mediciones erróneas.

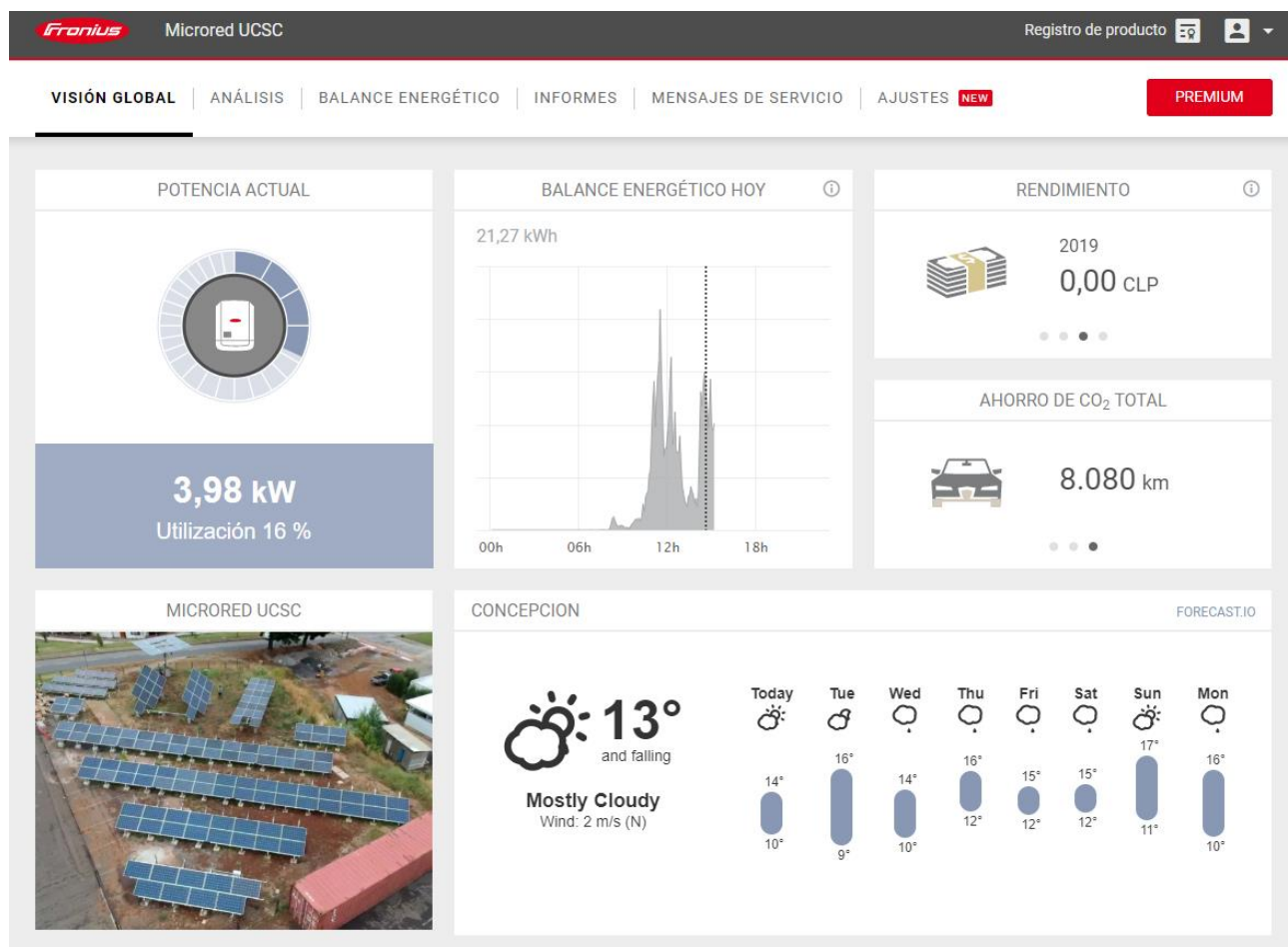
La comunicación en cascada, se realiza a través del cable de comunicación RJ-45 hasta llegar al otro extremo, el primer y el ultimo inversor deben de poseer los terminales finales que se muestran en la Figura 2.30, para que los inversores reconozcan que son el los eslabones finales. Sin estos terminales, no se lleva a cabo la entrega de información. El último inversor (o inversor más lejano) ocupara el cable de red para conectarse a un inversor contiguo, desde su salida (out), hasta la entrada (in) del inversor siguiente.

De esta manera llegamos con los cables de red hasta nuestro inversor Fronius Primo, quien se encargará de entregar la información.

Este inversor y cada uno de los conectados, presenta la particularidad de conectarse a través de cable LAN, o WLAN, para este caso, realizamos la conexión de manera inalámbrica.

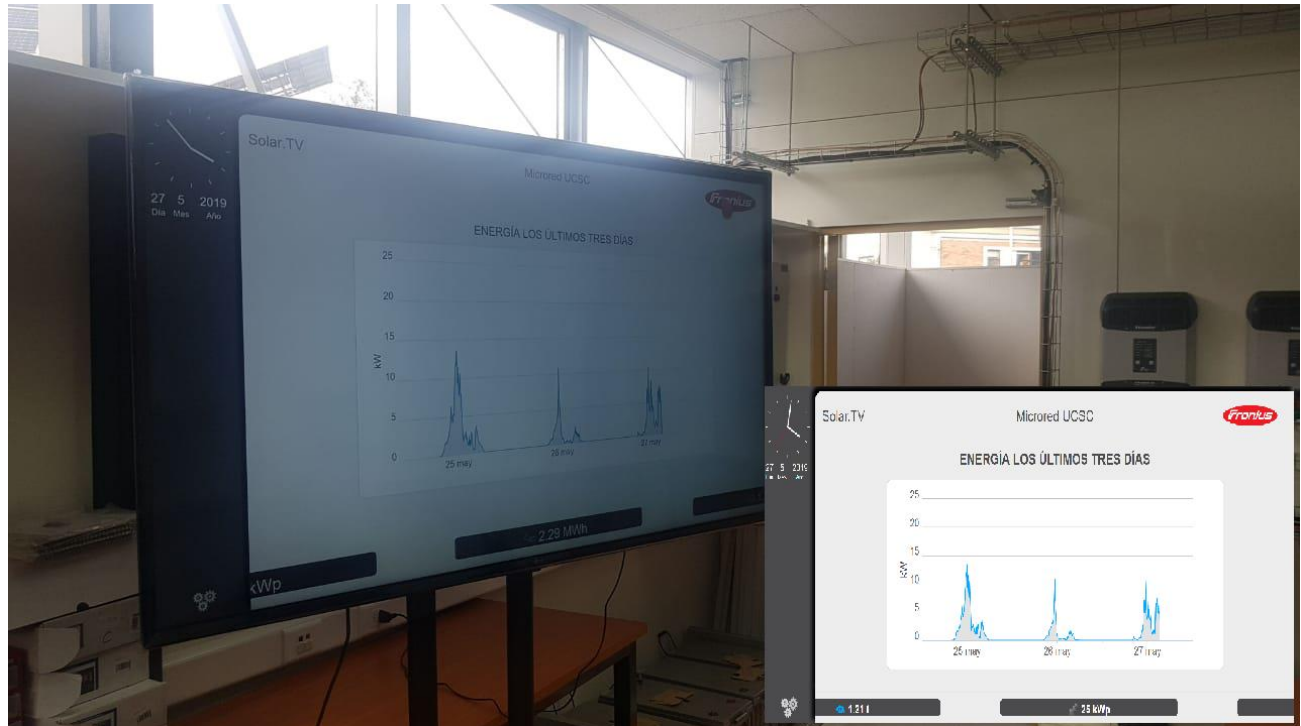
Los inversores Fronius se conectan de manera inalámbrica primero generando un punto de acceso desde el propio inversor, al cual nos conectaremos desde un dispositivo que deseemos, de esta forma configuraremos los parámetros para conectarlo a una red, señalando la red y la contraseña de esta red. Para guardar cambios y dejar entregando la información hacia nuestra plataforma Solarweb.

Para la revisión de los datos entregados por estos inversores, se realiza una configuración entregando el número de Datamanager que el inversor utiliza. Una vez realizado esto, la configuración se ha completado.



**Figura 2.32 Plataforma principal Fronius SolarWEB.**

La Figura 2.32 nos presenta la plataforma principal de la página, mostrando de manera general la cantidad de potencia producida por los paneles en el mismo instante, para este caso nos encontramos con una producción del 16% de su capacidad, cabe mencionar que este 16% es solo de los inversores Fronius. Esta Comunicación permite la visualización de manera remota, para nuestro caso, se puede realizar esta visualización, en la pantalla del laboratorio. Al ingresar con la cuenta y proyectar los valores y producción de la MicroRed. Ver Figura 2.33.



**Figura 2.33 Pantalla de despliegue de información en línea (Smart TV laboratorio)**

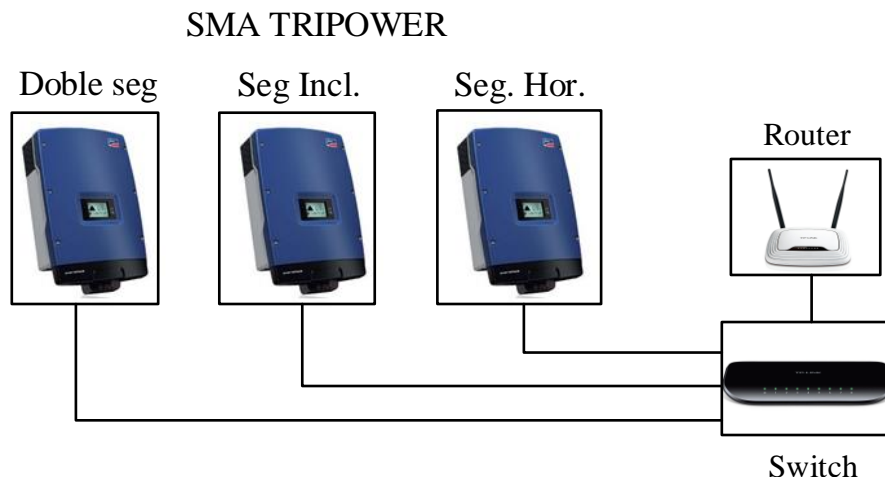
La Figura 2.33 muestra, la pantalla de despliegue de información para poder visualizar algunos de los parámetros de producción mas importantes.

#### **2.4.2 Sunny Portal (SMA)**

Este sistema de monitoreo es capaz de entregarnos distintas funciones, dentro de estas se puede destacar el monitoreo del rendimiento, potencia, prevención de  $CO_2$  emitido, estos parámetros se hacen llegar a un correo electrónico, con los datos de la instalación. Es capaz de monitorear los rendimientos de los inversores fuera del margen de tolerancia, mediante la configuración de comparación de inversores, este sistema de monitoreo realiza un envío de la información al correo destinado, especificando el inversor que se encuentra en operación fuera del rango de tolerancia.

Esta Sistema de monitoreo tiene la capacidad de enviar un informe resumen cada cierto tiempo.

Para la comunicación con esta plataforma, se realizó la configuración de la presente en la siguiente figura.



**Figura 2.34 Diagrama de conexión para plataforma SunnyPortal**

Ya que necesitábamos conectar de manera física e individualmente mediante el protocolo Modbus/TCP, a través de cable de red, hacia nuestro Switch, después de realizar la conexión de cada uno de los inversores de manera independiente se conectó el switch al router para permitir el acceso a internet a los dispositivos. Una vez realizado esto, se presentaron la misma dirección de protocolo de internet ante DSI, y se solicitó la liberación del puerto de comunicación 502. Además se detalla, la IP del servidor al cual se realiza la información, para restringir y cuidar la apertura de puertos innecesarios.

### **2.4.3 Meteocontrol (externo)**

Esta empresa presenta el data loggers blue'log X-1000 cuya funcionalidad es registrar de manera independiente los datos de una planta solar existente.

Posee distintas prestaciones de servicio, desde el registro y transmisión centralizada de los datos, función en gestión de potencia, operación mixta de inversores, posee una interfaz independiente del fabricante, acceso a su plataforma VCOM (centro de control virtual).

Esta empresa también pone a disposición sensores de temperatura, como lo son el Sensor PT1000 adhesive y el Sensor PT1000 in enclosure (entregándonos datos específicos y ambientales de temperatura adicionales).

Para la comunicación hacia el servidor externo, se solicita la apertura de los puertos de comunicación siguientes:

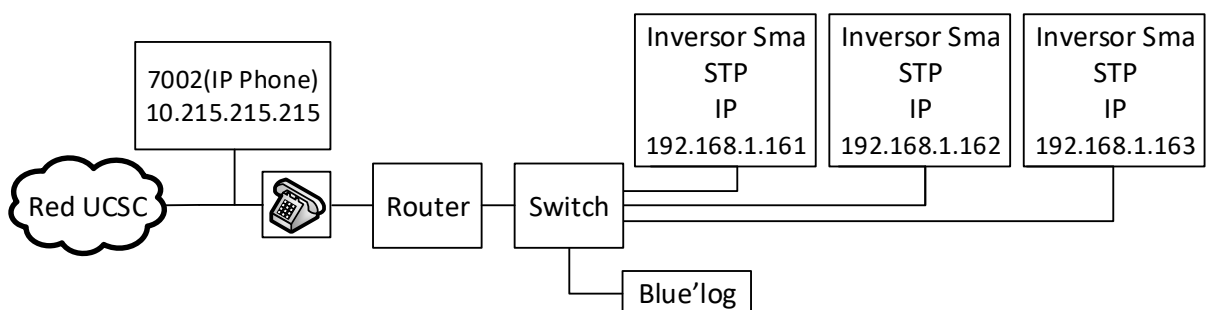
Puerto 433 y 123, además se realiza la configuración de los siguientes parámetros dentro del bluelog.

Se desactiva el DHCP, para evitar que el dispositivo cambie dirección de protocolo de internet,

se configura una IP: 192.168.1.207, la sub-máscara queda con dirección 255.255.255.0, y se setea la puerta de enlace en 192.168.1.1, para visualizarse con todos los dispositivos 192.168.X.X.

Una vez hecho esto, el dispositivo se encuentra listo para entregar datos a su servidor. Por ende procedimos a realizar la comunicación de los inversores Fronius a través del protocolo de comunicación RS-485 hacia el BL. Cuando esta comunicación estaba físicamente realizada, se procede a realizar el escáner para la identificación de los inversores Fronius en el datalogger.

Para la comunicación de datos de los inversores SMA, se realiza la siguiente configuración, mediante cable de Ethernet.



**Figura 2.35 Diagrama de Conexión de inversores SMA para levantamiento de datos**

La Figura 2.35 presenta el diagrama de conexión realizado para el levantamiento de datos al servidor del Meteocontrol. En esta imagen se muestra la IP de cada inversor correspondiente. En estos inversores se realiza la desactivación del DHCP. De esta forma, conectamos cada inversor de manera independiente a un switch, y luego solo una salida se conecta al router que nos entregará la salida de información hacia el servidor requerido.

El uso de un switch, es debido a la restricción de entradas Ethernet que posee el blue'log para el registro de datos, el blue'log solo posee un puerto Ethernet, por este motivo, se realizó una red de área local mediante el switch, para entregar los datos hacia el blue'log y desde este, hacia la plataforma VCOM.

Para esta plataforma, se realiza la instalación de 3 sensores de temperatura. Temperatura medida por un sensor PT1000 adherido a un panel policristalino, temperatura medida por un sensor PT1000 adherido a la parte posterior de un módulo monocristalino, presentada a continuación:



**Figura 2.36 Sensor de temperatura adhesivo PT1000 (vista posterior)**

El sensor presente en la Figura 2.36 nos entregará la temperatura en la que se encuentra operando el modulo fotovoltaico, de esta manera se puede obtener la correlación existente entre la temperatura del panel y su generación.

Se realizó la instalación un sensor de radiación, inclinado en 25° con orientación norte.



**Figura 2.37 Sensor de radiación Si-12TC**

El sensor presente en la Figura 2.37, es un sensor que mide la irradiancia, valor necesario para cualquier análisis de producción a través de este modo de generación.

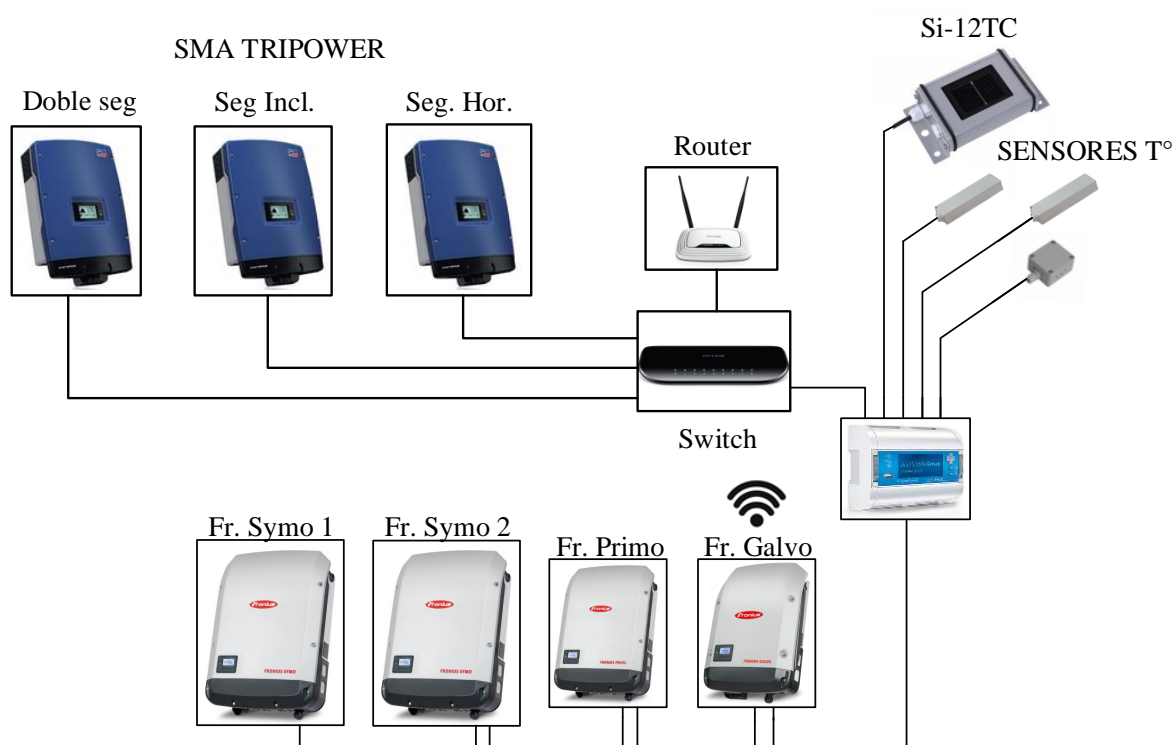
Finalmente un sensor para realizar medición de temperatura ambiente.



**Figura 2.38 Sensor temperatura ambiente PT1000.**

La Figura 2.38 presenta el sensor de temperatura ambiente instalado en terreno.

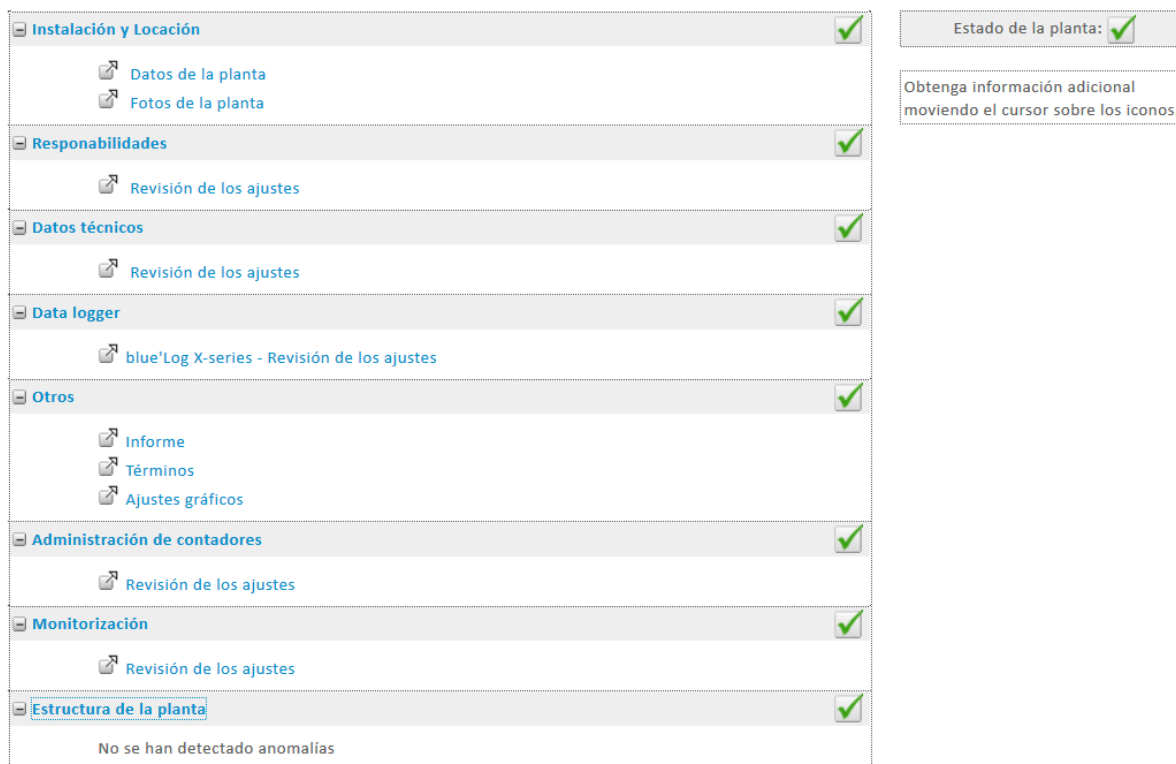
En la página siguiente, encontrará un diagrama resumen de las conexiones físicas realizadas para lograr una comunicación efectiva entre los dispositivos presentes en los laboratorios y sus respectivas plataformas.



**Figura 2.39 Conexión final para Meteocontrol**

En la Figura 2.39 se visualiza el diagrama que representa la conexión actual, para el levantamiento de datos en la plataforma de Meteocontrol.

Una vez que la plataforma detectaba los equipos conectados en nuestra microred, se llevó a cabo la configuración de la planta en la plataforma.



**Figura 2.40** Parámetros de Configuración de la planta.

En la Figura 2.40 Se presenta la sección de la plataforma en la cual se realiza la configuración de la planta. Una de las capacidades que posee el blue'log y su plataforma VCOM es poder obtener un cálculo aproximado de generación de los días posteriores, y para esto se realiza la configuración, Además, al realizar la configuración de la planta, la plataforma entrega la posibilidad de realizar por separado gráficas de un mismo inversor, separando estas por los MPPT que posea cada inversor.

Dentro de los parámetros que solicita la plataforma encontramos la posición geográfica y la altitud a la que se encuentra la planta. También solicita los inversores instalados, la potencia instalada por inversor, la cantidad de módulos y el área ocupada por los módulos de cada inversor, el sistema de seguimiento solar o la inclinación de la estructura, el tipo de montaje (se refiere al terreno ocupado para la instalación, es decir si la instalación fue realizada sobre techo, o en terreno y con qué inclinación este se encuentra el terreno), cantidad de módulos conectados y los strings correspondientes por inversor, finalmente el tipo módulo instalado en cada inversor.

## A. Evaluación y entrega de información de la plataforma VCOM

En esta sección detallaremos como la plataforma VCOM entrega la información para ser leída y analizada mediante las gráficas presentes en su propia plataforma.

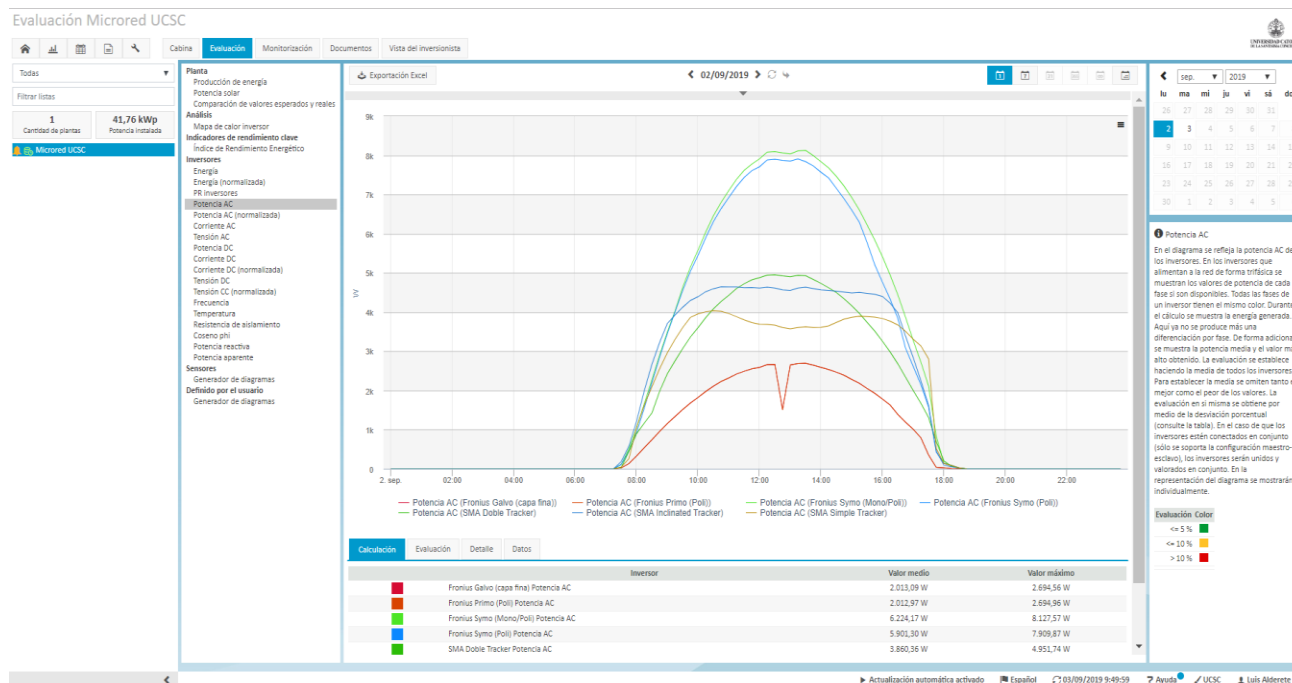


Figura 2.41 Plataforma Meteocontrol en funcionamiento.

En la Figura 2.41 Se presenta una imagen de la plataforma tomada el 2 de septiembre. A la izquierda de la gráfica se encuentra una columna que nos proporciona de manera rápida distintos parámetros que la plataforma puede graficar. Podemos diferenciarlos en 6 ramas de gráficas:

### A ..1 Planta general

Producción de energía, donde se muestran las producciones de energía (mes/año/total) o los valores de potencia (día/semana). Para las vistas mensuales, anuales y totales se consideran y muestran también las correcciones manuales del estado de contador. Si algunos rendimientos por día o mes son demasiado altos, serán marcados en color.

Potencia solar, que refleja el rendimiento medido.

Comparación de valores esperados y reales, que presenta y compara la energía generada por la planta con el valor esperado. Un programa de simulación determina el valor esperado usando los datos técnicos de la planta y los datos meteorológicos actuales. Esta sección entrega la posibilidad de visualizar un una falla, separando y proporcionando en Rojo cuando la producción esperada y la producida difieren con valores muy significativos.

### A ..2 *Información Análisis de producción*

Mapa de calor inversor, que muestra la potencia normalizada de todos los inversores de un parque a lo largo del día.

### A ..3 *Indicadores de rendimiento clave*

El Índice de Rendimiento Energético (EPI por sus siglas en inglés) se define como la relación entre el rendimiento específico y simulado.

### A ..4 *Parámetros de los inversores.*

Producción de energía y energía normalizada, performance ratio (presenta la producción por inversor en valor porcentual), potencia DC la potencia AC y su valor normalizado, corriente AC, corriente DC y su valor normalizado, tensión AC, tensión DC y su valor normalizado, frecuencia, temperatura, Resistencia de aislamiento (cabe mencionar, que solo los inversores SMA poseen este parámetro), factor de potencia de operación, potencia reactiva y aparente. (Los valores normalizados son calculados por la plataforma para entregar la los valores en por unidad, tomando como valor base un promedio de producción de los inversores sin tomar en cuenta el mejor ni el peor caso)

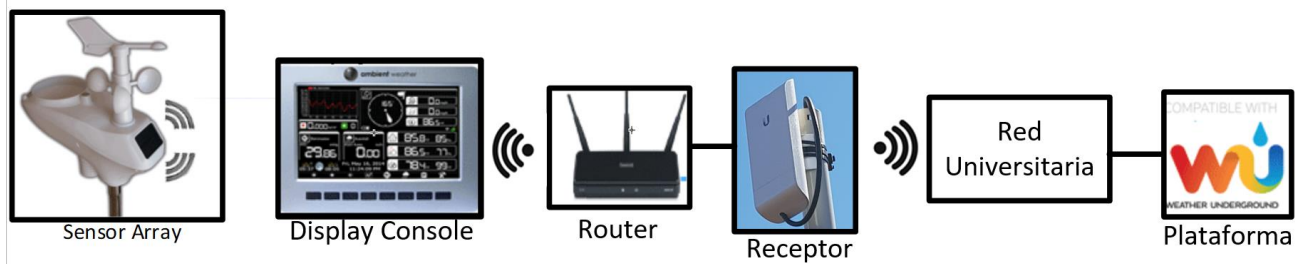
### A ..5 *Sensores*

Dentro de este tópico existe la posibilidad de realizar un seguimiento a la radiación y temperatura (Ambiente, o de los módulos policristalino y monocristalino)

Además esta plataforma entrega la una opción forma personalizada de gráfico, dando la posibilidad de entregar en la misma figura combinaciones de estas, por ejemplo en un mismo gráfico puede proporcionar el valor de la irradiancia y la producción Solar.

## 1.1.8 **Estación meteorológica WS-1002-WIFI**

Una de las principales actividades, será la correlación entre la energía producida durante un día, y las variables atmosféricas que se mantuvieron ese mismo día. Para esto se instaló una estación meteorológica, cuya base de datos precede a la de la generación, ya que esta se encuentra recopilando datos aproximadamente 1 años antes de la puesta en marcha de la microred.



**Figura 2.42 Sistema Comunicación estación meteorológica WS-002-WIFI**

La función de esta estación es poder realizar una comparación respecto de la energía producida teniendo en consideración los valores meteorológicos. Para esto, se ha instalado esta estación de forma tal que exista una data de todo el año 2018, con el fin de que existiera una base de datos desde antes de la ejecución del proyecto Microred UCSC.

El observador es capaz de transmitir el valor de temperatura interior como exterior, la humedad, velocidad del viento, dirección del viento, cantidad de agua caída, rayos UV y la radiación solar.

Posee una multipantalla para la entrega de datos en tiempo real. La extracción de datos puede realizarse de manera inalámbrica a través de la conexión vía WIFI de la misma red en la que se encuentre conectado el recolector de datos, o también mediante una tarjeta SD previamente configurada.

En la Figura 2.42 encontramos también el “display console”, es en esta multipantalla que podemos revisar en tiempo real las variables ambientales. Este dispositivo tiene la capacidad conectarse mediante WIFI a una red, entregándonos la oportunidad de conectar un ordenador a la misma señal WIFI, y a través de un programa del fabricante, descargar la base de datos histórica, como también obtener una imagen de la multipantalla “display console”.

Para lograr la comunicación de este dispositivo, se realizó la instalación de un emisor y un receptor de Señal inalámbrica en la garita de guardias “el pino”. El motivo de esta instalación es que la universidad no poseía cobertura de red en el punto en el que se instaló la estación meteorológica.

La realización de actividades son enfocadas en distintas aristas presentes en una planta solar, en toda la planta podemos realizar actividades que beneficien a los ingenieros, entender el funcionamiento de esta.

## 2.5. Discusión

Este proyecto demuestra el compromiso de la universidad y respalda lo que la Universidad fomenta en materia de desarrollarse de manera sustentable, aunque otros establecimientos poseen

instalaciones de este tipo, la Microred sobresale de sus pares, ya que los demás establecimientos poseen instalaciones de envergadura menor o no poseen un gran abanico de tecnologías en terreno.

La Microred UCSC presenta un ambiente de estudio favorable, ya que las tecnologías implementadas son variadas. Presenta en sus instalaciones distintos tipos de inversores trifásicos y monofásicos con tecnologías de string, posee también tres tipos de tecnologías de módulos fotovoltaicos, distintos tipos de estructuras de fijación y de seguimiento solar, un sistema de inversión para cada módulo fotovoltaico llamados microinversores. Además posee tres sistemas de monitoreo para evaluación de la producción.

Una vez que se presentan estos puntos se puede visualizar cómo en esta instalación pueden desarrollarse una gran cantidad de actividades de laboratorio, sin encontrarse restringido por el uso de un solo inversor, o de una tecnología de módulo fotovoltaico.

De esta manera, las futuras generaciones de Ingeniería Civil Eléctrica, tendrán la posibilidad de obtener un conocimiento mayor en el área de las ERNC que ingenieros de otras instituciones, permitiendo que los profesionales de este establecimiento obtengan herramientas y experiencias prácticas incluso antes de desarrollarse en el ambiente laboral.

Una vez desarrollado esto, se proponen algunas actividades en el desarrollo de este documento.

## **Capítulo 3. Actividades de laboratorio propuestas**

---

En este capítulo se presenta una serie de actividades para lograr distintos objetivos y aprendizajes relacionados con las energías renovables no convencional, enmarcados en la producción solar desde diferentes puntos de vistas técnicos, evaluando el funcionamiento de los propios módulos solares, además de esto se llevarán a cabo actividades con parámetros reales, tomados de los distintos sistemas de monitoreo señalados, con el fin de observar el funcionamiento interno de alguno de los inversores. Se tomará atención, al flujo de potencia presente entre las barras del laboratorio y la del propio gimnasio.

### **3.1. Evaluación de Efecto Sombra**

La realización de esta actividad, constará en provocar sombras, en lugares específicos de un módulo fotovoltaico, para ver cómo afecta al string completo en el lado de DC en los inversores strings y en el lado de AC en los microinversores.

Las mediciones pueden realizarse en cualquier string de los especificados en el capítulo 2.2.4 de este documento.

Se tiene considerado realizar sombras, en distintos tipos de strings, con distintos tipos de paneles fotovoltaicos, considerando las diferentes tecnologías que poseen los inversores para realizar inversión de energía.

Dentro de las actividades se efectuarán sombras que generen sombra total (generadas por Cartones que no permitan el paso de la irradiancia, o sombras parciales efectuadas por una malla sombra del 70%). El objetivo de esta actividad es estudiar la estructura interna de fabricación de los módulos fotovoltaicos, y los diodos internos presentes en estos, con el fin de entender el funcionamiento de los diodos de bloqueo y de bypass , de esta manera obtener conclusiones respecto del funcionamiento de los módulos al ser parte de un string.

### 3.1.1 Módulos Capa Fina

En la siguiente figura, se presenta la distribución y conexión de los strings con módulos fotovoltaicos del tipo capa fina. Esta disposición, presentará también el lugar en el que se llevará a cabo la medición de parámetros. Los colores presentes en los diferentes strings respetan la misma descripción que se hizo en la sección H 2.2.4.

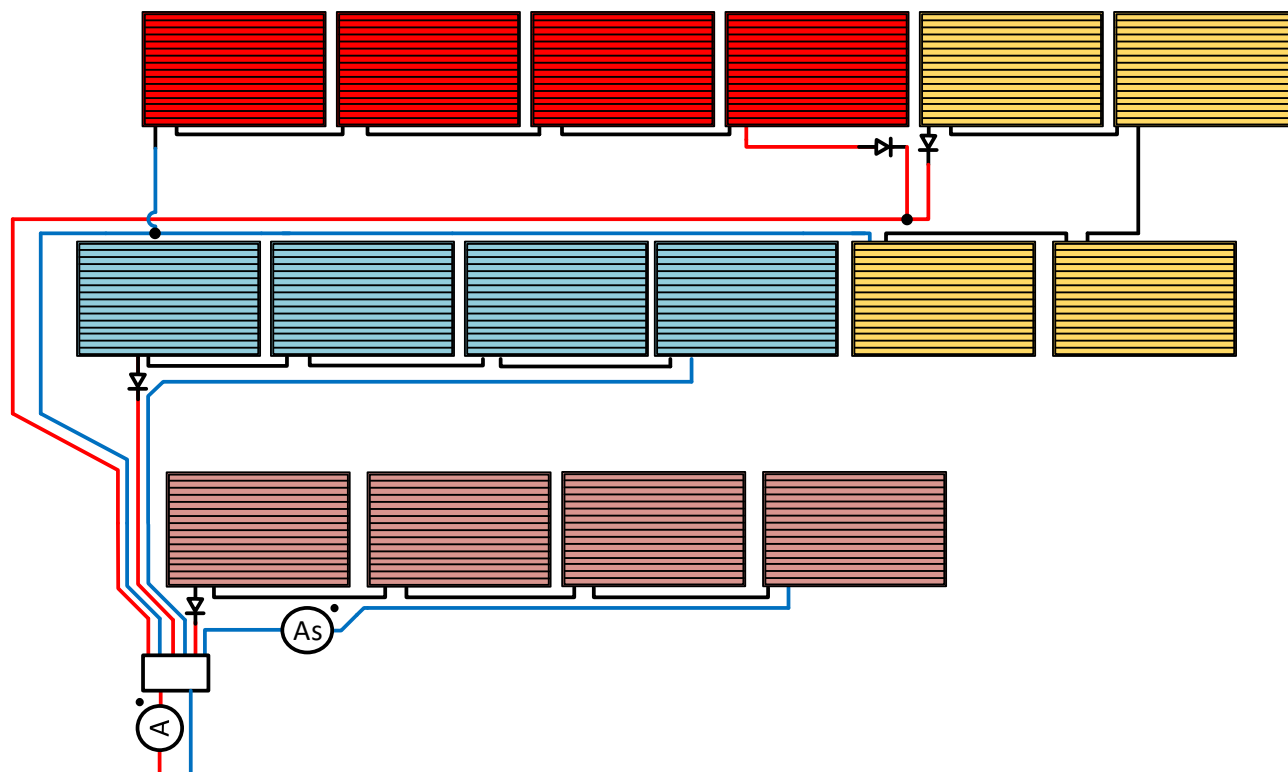


Figura 3.1 String Capa fina y posición de amperímetros

En la Figura 3.1 se presenta el arreglo de módulos fotovoltaicos. Se visualizan cuatro strings representado por los cuatro colores presentes. Cada uno de estos cuatros strings, posee a la salida de su terminal positivo un diodo con la capacidad de bloquear y evitar que la corriente ingrese por este terminal al producirse diferencias de potencial entre los terminales del diodo de bloqueo. El diodo utilizado en estos arreglos fotovoltaicos es el Rectron *R-6 10A10*.

Las mediciones realizadas en este inciso se realizaron en el string *rosa*. Cuando realizamos las medidas respectivas se utilizó el amperímetro “As” para referirse a la corriente del string, mientras que el amperímetro “A”, nos proporciona la corriente total del sistema. Ahora bien, las mediciones de voltaje fueron realizadas en el display del propio inversor.

Este tipo de conexionado es único en la planta. La razón de que sea único, es que el inversor correspondiente a este arreglo, es el inversor Fronius Galvo que solo posee 3 entradas para los 4 strings

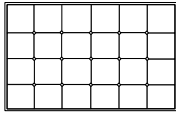
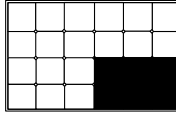
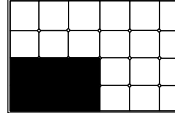
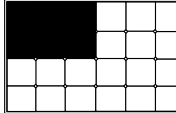
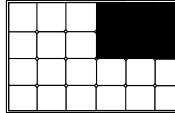
correspondientes. Dada esta situación, se realizó la conexión de manera física en la planta con conectores MC4 del tipo “Y”, conector que posee dos entradas y converge en una salida. Así se fue realizando esta conexión para solo enviar 2 conductores desde la planta hacia el inversor.

#### A. Efecto sombra total ¼ del módulo solar

La siguiente tabla presentará los valores de los parámetros de corriente descritos anteriormente ( $A_s$  y  $A$ ), además de los valores de Voltaje de operación del MPPT ( $V_{MPPT}$ ) y potencia producida por el MPPT ( $P_{MPPT}$ ) al que se encuentra conectado el string. Inmediatamente debajo del parámetro real leído se presentará su valor en por unidad, tomando como valor base, los valores registrados en la primera columna de la tabla, que son los mismos parámetros que se haya provocado sombras sobre los módulos.

En esta sección se ha provocado sombra en un cuarto de un módulo fotovoltaico, y se han registrado los parámetros del string (arreglo de 4 módulos fotovoltaico) y los parámetros del string completo (arreglo 16 módulos fotovoltaicos). En la primera fila de la tabla se presenta una representación gráfica de la parte del módulo en el que fue realizada la sombra especificada (sección sombreada en negro).

**TABLA 3.1 Parámetros en presencia de ¼ sombra total.**

					
$A_s$	1.42 [A]	1.23 [A]	0.99 [A]	0.9 [A]	0.95 [A]
1/0	1	0.866	0.697	0.634	0.669
$A_{MPPT}$	5.73 [A]	5.51 [A]	5.25 [A]	5.23 [A]	5.19 [A]
1/0	1	0.962	0.916	0.913	0.906
$V_{MPPT}$	241.2[V]	238.9[V]	239.7[V]	238.2[V]	238.9[V]
1/0	1	0.99	0.994	0.99	0.99
$P_{MPPT}$	1382.08[W]	1316.34[W]	1258.42 [W]	1245.79 [W]	1239.89[W]
1/0	1	0.95	0.911	0.901	0.897

*Las variables fueron tomadas con una irradiancia de 580,46 [W/m<sup>2</sup>]*

La TABLA 3.1 presenta como una sombra parcial sobre un módulo en específico afecta al string de 4 módulos al que se encuentra conectado (parámetro  $A_s$ ), por ende afecta a la corriente del string completo (amperímetro  $A$ ). Al realizar un promedio de la corriente en por unidad se visualiza que el rendimiento en el string de 4 módulos en serie bajó a un 0.716[1/0] en la corriente, mientras que el

string total vio la baja de rendimiento en corriente a un 0.924[1/0], esto teniendo en cuenta que el área de trabajo descendió a un 0.972[1/0] del área total, generando en potencia una disminución al 0.915[1/0] de su rendimiento total promedio.

### B. Efecto sombra total ½ del módulo solar

Para la tabla presente a continuación, se entregan las lecturas de corriente, voltaje y potencia, utilizando el diagrama de conexión presentado en la Figura 3.1.

En esta sección se realizó el doble de sombra de la actividad anterior. Se ha realizado la lectura de los parámetros descritos en la primera columna e inmediatamente debajo de cada uno de los parámetros se presenta su valor en por unidad, tomando como valor base la lectura de estos mismos parámetros cuando no existe una intervención en la radiación directa sobre los módulos fotovoltaicos, de esta manera se visualizará de forma más clara lo que sucede en un string con tecnología capa fina al efectuar las sombras especificadas.

**TABLA 3.2 Resumen mediciones en presencia de ½ sombra total.**

$A_s$	1.42 [A]	0.76 [A]	0.83 [A]	0.89 [A]	0.87 [A]
1/0	1	0.535	0.585	0.627	0.613
$A_{MPPT}$	5.73 [A]	5.05 [A]	5.1 [A]	5.12 [A]	5.11 [A]
1/0	1	0.876	0.89	0.894	0.892
$V_{MPPT}$	241.2 [V]	235.1 [V]	228.1 [V]	232.8 [V]	234.3 [V]
1/0	1	0.97	0.96	0.96	0.97
$P_{MPPT}$	1382,08[W]	1187,25 [W]	1163,31[W]	1191,93[W]	1197,27[W]
1/0	1	0,859	0,842	0,862	0,866

*Las variables fueron tomadas con una irradiancia de 580,46 [W/m<sup>2</sup>]*

La TABLA 3.2 presenta el resumen de los datos de corriente, voltaje y potencia cuando una sombra afecta la mitad de un módulo fotovoltaico perteneciente al string ya definido. Podemos realizar cálculos con los parámetros leídos para obtener valores en p.u. y así observar cómo afecta realizar una sombra a la mitad de un módulo. Al realizar un cálculo promedio del parámetro de corriente del string de 4 módulos se visualiza que esta acción produce un rendimiento promedio del string a un 0,59[1/0], un 0,888[1/0] (en el string en completo, valor “A”) con una disminución del voltaje a un rendimiento 0,969[1/0]. De esta forma el valor en p.u. no cubierto por la sombra fue 0.969[1/0] que genera una media de disminución en rendimiento en potencia a un 0.857[1/0].





Hemos podido visualizar, que generar sombra en un módulo fotovoltaico en el string genera una baja de voltaje en el string completo de no más del 0,04[1/0]. Las actividades hasta este momento presenta la siguiente hipótesis: la diferencia de potencial existente desconecta el string afectado, pero el MPPT al operar, disminuye el punto de trabajo del voltaje de los strings permitiendo que el string opere nuevamente a un valor menor.

### C. Efecto sombra total sobre 1 o más módulos solares

Ya se ha evaluado el efecto cuando se produce una sombra de un cuarto del panel fotovoltaico y la mitad de este. A continuación se presenta una tabla resumen de los valores de los parámetros cuando producimos sombras sobre 1 o más módulos fotovoltaicos.

La tabla presenta en su parte superior el string de forma gráfica, en el cual se produjo las sombras (Los módulos pintados en negro, representa el módulo al que se ha sometido una sombra), y bajo este se presentarán las lecturas de sus parámetros correspondientes, inmediatamente debajo del parámetro se encuentra su valor en por unidad. En la columna 2 se presenta el arreglo de módulos fotovoltaicos y sus parámetros eléctricos sin realizar sombra alguna sobre estos, y a continuación se presentarán los diagramas una vez ya sometidos a sombra.

**TABLA 3.3 Resumen mediciones en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra total.**

				
As	1,42 [A]	0 [A]	0 [A]	0 [A]
1/0	1	0	0	0
A <sub>MPPT</sub>	5,73[A]	4,24 [A]	4,27 [A]	4,23 [A]
1/0	1	0,74	0,745	0,738
V <sub>MPPT</sub>	241,2 [V]	194,6[V]	133,4[V]	138,4[V]
1/0	1	0,807	0,553	0,574
P <sub>MPPT</sub>	1382,07[W]	1022,68[W]	1029,92[W]	1022,27[W]
1/0	1	0.739	0.745	0.745

*Las variables fueron tomadas con una irradiancia de 580,46 [W/m<sup>2</sup>]*

La TABLA 3.3 presenta una actividad en la cual se generó una sombra que obstaculice el paso por completo de al menos 1 módulo fotovoltaico. Como vimos, este arreglo posee diodos en serie en cada uno de los 4 strings, estos diodos poseen el nombre de diodo de bloqueo, y su función es la que podemos señalar mediante esta actividad.

Cuando se genera una sombra de estas magnitudes, se activan los diodos de paso presentes en el panel fotovoltaico afectado (diodos que se encuentran en paralelo a cada uno de los arreglos de celdas fotovoltaicas presentes internamente en los módulos), aislando el módulo fotovoltaico, lo que

a su vez disminuye el valor de voltaje del string (4 módulos fotovoltaicos). Al existir un voltaje de string (4 módulos fotovoltaicos) menor en el string **rosa** producirá una polarización inversa en el diodo de bloqueo, generando que este diodo se active como un switch abierto, evitando el paso de la corriente a través de él. Esto explica el valor de corriente cero en las lecturas de As.

Esto no significa que todo el string general deja de producir, sino que solo aísla mediante el diodo de bloqueo el string (4 módulos fotovoltaicos) que no cumple con un voltaje similar a las demás, de este modo, los otros 3 string siguen operando, con un voltaje de 241.2 [V] y una corriente de 4,26[A].

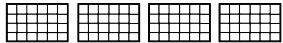



Dicho de otra forma, generar una sombra a uno o más paneles fotovoltaicos completamente de un mismo string (4 módulos fotovoltaicos), produce una disminución de rendimiento igual a que si quitáramos por completo el dicho string en la que se produce la sombra, es decir, nuestro rendimiento cae a un 0.75[1/0] del string completo. Por esta razón los valores presente en la fila de potencia en por unidad en la TABLA 3.3 fluctúa cercano a este valor.

#### D. Efecto sombra Parcial sobre 1 o más módulos solares

Para llevar a cabo las mediciones de esta actividad, se realizaron sombras una vez más pero con una malla que no produce una sombra total, sino que produce una sombra del 70%, esta vez no se denegaba por completo la radiación hacia el panel fotovoltaico, sino que se permitía el paso parcial de esta. Esto fue realizado mediante la siguiente malla.

Siguiendo las directrices de la actividad anterior, presentamos la siguiente tabla de parámetros.

**TABLA 3.4 Resumen mediciones en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra parcial.**

				
As	1.42 [A]	0.45 [A]	0.35 [A]	0.34 [A]
I/O	1	0.317	0.246	0.239
A <sub>MPPT</sub>	5.73[A]	4.69 [A]	4.57 [A]	4.6 [A]
I/O	1	0.81	0.798	0.803
V <sub>MPPT</sub>	241.2 [V]	235.1[V]	224[V]	227.5 [V]
I/O	1	0.974	0.9287	0.943
P <sub>MPPT</sub>	1382,07[W]	1102,61[W]	1023.68[W]	1046,5[W]
I/O	1	0.8	0.74	0.75

*Las variables fueron tomadas con una irradiancia de 580,46 [W/m<sup>2</sup>]*

La TABLA 3.4 Presenta los valores medidos al generar sobre el string una sombra que aun permite el paso de irradiancia a través de ella. En este caso, podemos ver como los módulos fotovoltaicos del tipo capa fina, aun logran mantener un voltaje de string alto, aun cuando se genera

una sombra parcial sobre esta.

En este caso, el diodo de bloqueo no opera, debido a que aún se logra mantener un voltaje elevado, afectando al voltaje de trabajo del string general sin realizar la desconexión del string afectado por sombras, de esta forma es que podemos visualizar de forma clara, que generar una pequeña sombra no afecta en gran medida al parámetro voltaje del string, sino que es la corriente de string (As) que se ve mayormente afectada, disminuyendo hasta un 0.24[1/0] en el caso en que generamos la sombra en 2 módulos distintos.

### ***E. Discusión de Resultados***

En esta sección se discutirán las conclusiones de las actividades en los módulos capa fina. Mediante la evaluación de los resultados obtenidos, podemos mencionar que la construcción interna de estos módulos fotovoltaicos permite que aunque estos sean afectados por pequeñas sombras aun sigan operando. En las actividades A y B, se presentan los resultados de sombras que no alcanzan a cubrir un módulo fotovoltaico completo, esto da pie a que a que el string no detenga su operación debido al diodo de bloqueo.

En el caso de la actividad C, tenemos un panorama diferente, aquí la realización de la sombra logro reducir de manera significativa el voltaje del string rosa, por esta razón el diodo de bloqueo operó, desconectando el string.

Pero generar sombra no es solo la única forma de producir una diferencia de potencial entre los string. También pueden ser provocados por al menos 3 fallas:

- Cortocircuito en uno o varios módulos.
- Cortocircuito en una o varias células del módulo.
- Doble toma a tierra accidental de un módulo o del cableado.

Aunque en la práctica es muy poco probable el que ocurran estas fallas, es de vital importancia tomar precauciones. A fin de cuentas alguna de estas fallas o una sombra que se encuentre por una cantidad de tiempo prolongada conlleva un potencial de daños y peligros considerables, llegando incluso a afectar a todos los módulos del string en cuestión.

Es gracias a este semiconductor que al existir una diferencia de potencial inversa en el string, la corriente de los 3 string restantes no fluye en sentido contrario, sino que tomará el camino hacia el inversor.

Por otro lado, los diodos Bypass vienen integrados dentro de cada panel aislando mediante el mismo modo de funcionamiento anterior, dentro del mismo módulo fotovoltaico el área que no opere

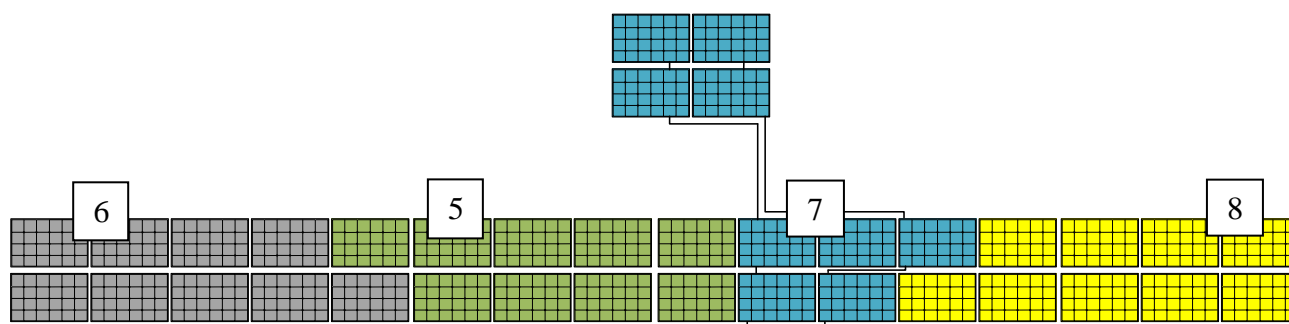
de manera óptima.

Todos los módulos fotovoltaicos deberán incluir diodos de derivación o bypass en conformidad a las normas IEC 62548 para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

### 3.1.2 Módulos Policristalino

Esta experiencia y los colores presente en la siguiente figura respetan la misma descripción presentada en el la sección 2.2.4 del presente documento.

En este caso, nos encontramos nuevamente con 4 strings, que se encuentran conectados a los 2 MPPT del inversor Fronius Symo1. Las lecturas de corrientes de esta actividad fueron realizadas en terreno mediante un Amperímetro de tenaza conectado en el string n°7 (además se visualizó esta corriente en el display del inversor), mientras que la lectura del voltaje de operación se realizó solo en el display del inversor.



**Figura 3.2 String Policristalino perteneciente a inversor Symo 2**

Estos strings poseen una conexión directa a los inversores, con esto nos referimos a que no existe una unión física entre estos string como en el caso de los capa fina a través de los terminales MC4 del tipo Y. Cada string se conecta a través de dos terminales (positivo y negativo) a las entradas del MPPT correspondiente (n°6 y n°8 al MPPT1; n°5 y n°7 al MPPT2)

También podemos visualizar que en esta instalación, no se encuentran los diodos de bloqueo, ya que estas entradas tienen la capacidad de evitar el flujo inverso de corriente, aislando el string que no pueda alcanzar el voltaje de operación.

#### A. *Efecto sombra total 1/4 del módulo solar*

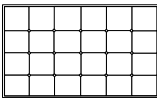
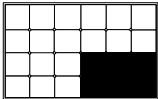
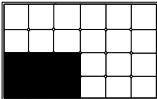
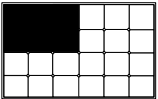
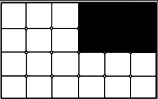
La siguiente tabla sigue el formato de trabajo de las actividades en los strings con tecnología capa fina desarrollado anteriormente.

Se presentarán los parámetros y también los valores en por unidad inmediatamente debajo de

su valor real con el fin de obtener observaciones más claras del efecto de los diodos presentes, y del funcionamiento de los inversores frente a una disminución de voltaje en las entradas de los MPPT.

Para la siguiente tabla, nos encontraremos que el voltaje de string y el voltaje de MPPT es el mismo en todos los casos.

**TABLA 3.5 Parámetros en presencia de ¼ sombra total**

					
$A_S$	7.9 [A]	7.3 [A]	7.3 [A]	7.4 [A]	7.3 [A]
1/0	1	0.924	0.924	0.937	0.924
$A_{MPPT}$	16 [A]	15.2 [A]	14.9[A]	15.1 [A]	15.1 [A]
1/0	1	0.95	0.931	0.944	0.944
$V_{MPPT}$	263.1[V]	258.1[V]	257.3[V]	258.3[V]	256.5[V]
1/0	1	0.981	0.978	0.982	0.975
$P_{MPPT}$	4209.6[W]	3923.12[W]	3833.77[W]	3900.33[W]	3873.15[W]
1/0	1	0.932	0.911	0.927	0.92

*Las variables fueron tomadas con una irradiancia de  $732.97 [W/m^2]$ .*

En la aje en las entradas de los MPPT.

Para la siguiente tabla, nos encontraremos que el voltaje de string y el voltaje de MPPT es el mismo en todos los casos.

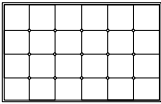
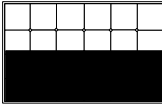
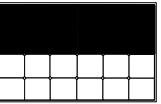
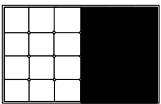
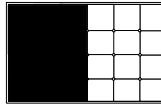
TABLA 3.5 se presenta el cuadro resumen de la actividad realizada en el string policristalino. En este caso, para la lectura de los valores de voltaje de operación, se necesita visualizar en el display del inversor, o en la plataforma Meteocontrol (Ver Anexo A.2). El área de incidencia de irradiación en el string de 9 paneles, es de 0.972[1/0] del total, mientras el rendimiento del string al impedir la radiación en un cuarto de un panel fotovoltaico bajó a un 0.923[1/0].

Realizar sombras de este tamaño en un módulo fotovoltaicos genera pequeñas diferencias de no más del 0,03 [1/0] del voltaje. Esta situación es tolerada por el inversor, quien no desconecta la entrada del string en cuestión (nº7) y visualiza un solo voltaje para el MPPT completo.

### B. Efecto sombra total 1/2 del módulo solar

En este caso evaluaremos si el inversor soporta que en un string conectado en sus entradas sea afectado mediante sombras en la mitad de su módulo fotovoltaico. En el caso de que esto suceda tendremos la capacidad de realizar un estudio de los diodos de Bypass presente en la caja de conexión de los módulos fotovoltaicos.

TABLA 3.6 Parámetros en presencia de 1/2 sombra total

					
$A_s$	7.9 [A]	6.9 [A]	6.9 [A]	7 [A]	6.9 [A]
1/0	1	0.873	0.873	0.886	0.873
$A_{MPPT}$	16 [A]	14.8 [A]	14.9 [A]	15 [A]	14.8 [A]
1/0	1	0.876	0.89	0.894	0.892
$V_{MPPT}$	263 [V]	256.5 [V]	255.6 [V]	254 [V]	254.8 [V]
1/0	1	0.975	0.972	0.966	0.969
$P_{MPPT}$	4208	3796.2	3808.44	3810	3771.04
1/0	1	0.902	0.905	0.905	0.896

Las variables fueron tomadas con una irradiancia de  $732.97 [W/m^2]$ .

La TABLA 3.2 presenta los parámetros de corriente de string y de MPPT ( $A_s$  y  $A_{MPPT}$ ), parámetro de voltaje (para esta situación el voltaje de string y el voltaje de MPPT es mismo) y potencia de string ( $P_{MPPT}$ ). Se realizan cálculos con los parámetros leídos para obtener valores en p.u. así observar que el realizar una sombra a la mitad de un módulo, genera un funcionamiento del string a un 0,876[1/0] (en  $A_s$ ), un 0,888[1/0] (en el string en completo, valor " $A_{MPPT}$ ") con valor medio de voltaje reducido a un 0,969[1/0]. Teniendo presente que el valor en p.u. no cubierto por la sombra fue 0,972[1/0] el rendimiento de la potencia en por unidad tomo un valor de 0,902[1/0].

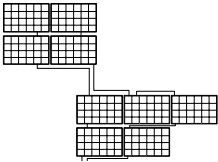
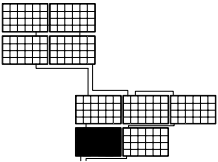
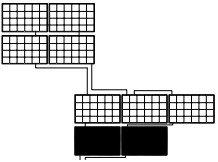
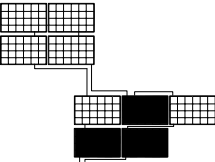
Nuevamente encontramos que las sombras producidas no son lo suficientemente grandes como para que el inversor realice la desconexión del string conectado. Por esta razón nos encontramos con que sigue existiendo un valor de corriente para el string al que se le realizó la sombra.

### C. Efecto sombra total sobre 1 o más módulos solares

Esta parte de la actividad se llevará a cabo en el string n°7 de la Figura 3.2 debido a que la caja de distribución se encuentra justamente un lado del string, facilitando la extracción de parámetros. Se realizaron sombras dentro del string, evitando el paso de la irradiancia a 1 o más módulos

fotovoltaicos. Las sombras realizadas en el string se presentan en las figuras presentes en la parte superior de la tabla, donde los strings en negro son aquellos módulos intervenidos.

**TABLA 3.7 Resumen mediciones en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra parcial.**

				
$A_S$	7.9	7	0	0
1/0	1	0.886	0	0
$V_S$	263.1	254.8	241.5	209.7
1/0	1	0.968	0.917	0.797
$A_{MPPT}$	15.9	15.1	7.8	7.7
1/0	1	0.949	0.491	0.484
$V_{MPPT}$	263.1	254.8	262.9	263.1
1/0	1	1	0.999	1
$P_{MPPT}$	4183	3847	2050	2025
1/0	1	0.919	0,49	0,48

*Las variables fueron tomadas con una irradiancia de  $732.97 [W/m^2]$ .*

La Tabla 3.7 presenta los parámetros de corriente de string ( $A_S$ ), Voltaje de string ( $V_S$ ), Corriente de MPPT ( $A$ ), voltaje de MPPT ( $V_{MPPT}$ ) y potencia de MPPT ( $P_{MPPT}$ ). En esta tabla hemos añadido una medición de voltaje más, que viene a ser  $V_S$ , ya que en las columnas 3 y 4 los voltajes de string y el de operación del MPPT no poseían el mismo valor.

Mediante esta actividad, se logra apreciar en la columna 3, como el string completo soporta una sombra sobre uno de los módulos solares sin realizar la desconexión o apertura del string afectado, ya que para esta situación, existe un flujo de corriente en  $A_S$  que asegura el cierre de circuito.

Cuando la sombra alcanza a 2 módulos, el nivel de voltaje en la entrada 1 del MPPT es diferente del voltaje en la entrada 2, operando el diodo de bloqueo presente en el inversor, aislando el string con voltaje menor. Esta es la razón por la cual en la columna 4 y 5 de la Tabla 3.7, no existe una corriente de string correspondiente. Aun cuando se ha realizado la apertura de un string por parte del inversor (en este caso el string n°7), el MPPT continúa en operación, ya que el inversor es capaz de realizar la apertura independiente en las entradas de un mismo MPPT. Es esta la razón por la cual se mantiene en operación al MPPT, aun cuando la corriente en uno de sus strings es cero.

Debemos recordar que en este caso, cada uno de los strings posee una entrada independiente en los MPPT, difiriendo del caso en la actividad 3.1.1.A, donde sólo existían 3 entradas en el MPPT para los 4 string de aquella instalación.

#### ***D. Discusión de Resultados***

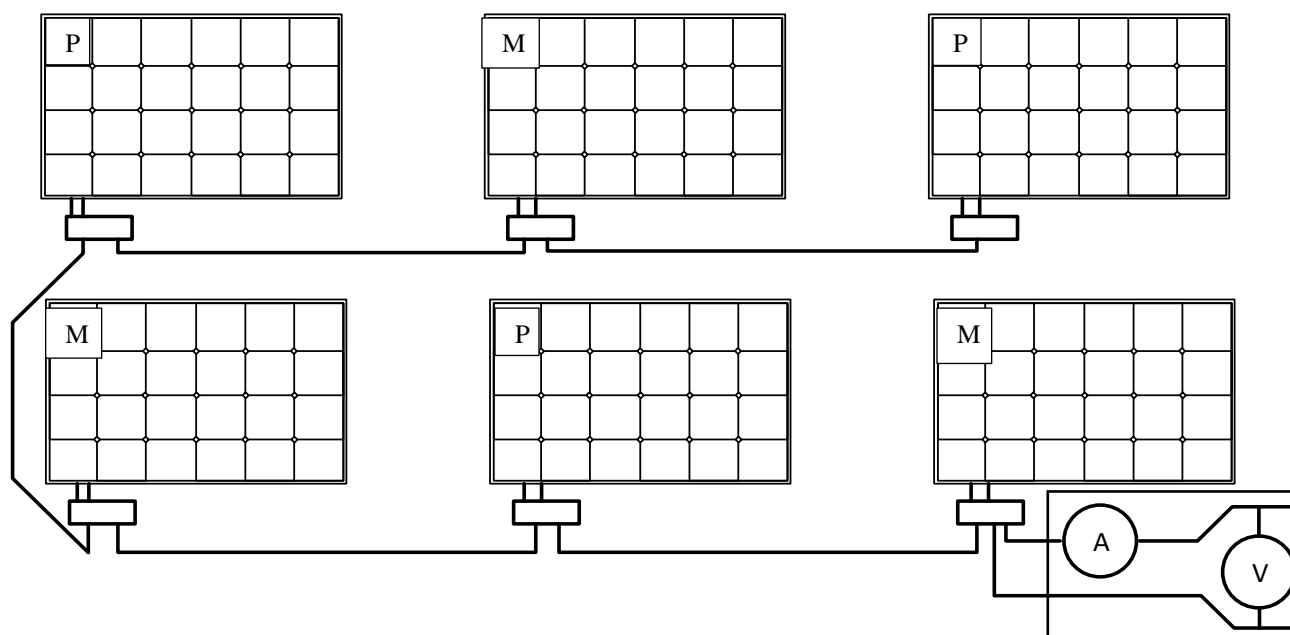
Mediante esta actividad nuevamente encontramos que sombras pequeñas que afecten a un módulo, no logran evitar la operación del string completo. Los incisos A y B muestran esto claramente, como la operación de los 2 strings conectados al MPPT del inversor Symo, siempre mantuvieron su operación, simplemente hubo cambios en los valores de los parámetros eléctricos (principalmente la Corriente).

Cabe mencionar que la prueba se realizó en un inversor Symo, que consta de 2 entradas MPPT con entradas para 3 strings cada uno. Cuando operamos en la actividad C, se pudo divisar como el inversor, detecta una diferencia de potencial entre los dos string del mismo MPPT y no realiza la apertura de los 2 strings o el mppt completo, sino que es capaz de diferenciar cual es el string con menor voltaje, realizando la apertura de este string en concreto. Esto Aumenta la producción energética que podemos extraer desde nuestras instalaciones.

También se puede visualizar que en la actividad C de los módulos policristalinos, la apertura del string no disminuye de manera proporcional al voltaje medido y ocupados como valor base. Podemos explicar esto ya que el voltaje de circuito abierto de los generadores solares posee un valor mayor al de operación, por esta razón, cuando se realiza la apertura del string, el voltaje no disminuye  $2/9$  partes en el caso de producir sombra en 2 módulos ni  $1/3$  cuando realizamos la sombra en 3 módulos fotovoltaicos.

### 3.1.3 Micro-inversores

Esta experiencia se llevará a cabo en la siguiente sección presente en el capítulo 2.2.4. En la siguiente figura se presenta la disposición de módulos fotovoltaicos existente para esta actividad, las mediciones de parámetros se ha llevado a cabo a la salida de los 6 módulos fotovoltaicos, ya que estos microinversores se encuentran interconectados en cascada, y su punto de medición accesible es una caja de derivación en el lugar en que hemos colocado nuestros dispositivos de medición. A diferencia de las otras actividades, estas lecturas se llevaron a cabo en AC.



**Figura 3.3 Arreglo de módulos con microinversores**

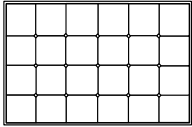
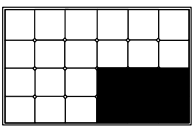
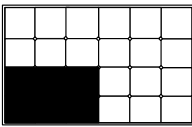
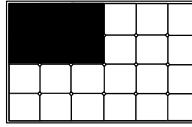
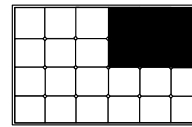
La Figura 3.3 nos muestra la conexión en cascada realizada en la instalación de los módulos fotovoltaicos. Inmediatamente debajo de cada módulo fotovoltaico se encuentra un rectángulo pequeño en representación de los microinversores y su respectiva conexión en cascada.

Cada módulo fotovoltaico posee una letra escrita en la parte superior izquierda, y representa si el módulo fotovoltaico posee tecnología de fabricación del tipo monocristalino o policristalino. Un detalle importante, es que en este caso no es necesaria la instalación de un diodo de bloqueo, ya que al solo poseer un módulo por microinversor, no existe la posibilidad de que ocurra la corriente inversa.

### A. Efecto sombra total $\frac{1}{4}$ del módulo solar

En la siguiente tabla presentaremos, la actividad en la cual realizamos sombras en un cuarto de un módulo fotovoltaico. Las sombras se realizaron en un módulo del tipo policristalino. La forma de la tabla respecta las tablas seguidas hasta este momento, con sus valores reales y sus valores en p.u.

**TABLA 3.8 Resumen mediciones en presencia de  $\frac{1}{4}$  de sombra total**

					
A	3.24 [A]	3.06 [A]	3.05 [A]	3.01 [A]	3.08 [A]
1/0	1	0.944	0.941	0.929	0.951
V	226.6 [V]	226.4 [V]	226.6 [V]	226.5 [V]	226.6 [V]
1/0	1	0.999	1	0.999	1
P	734.18 [W]	692.78 [W]	691.13 [W]	681.77 [W]	697.92 [W]
1/0	1	0.944	0.941	0.929	0.951

En la TABLA 3.8 resume parámetros donde una sombra parcial sobre un módulo en específico afecta al arreglo de paneles con microinversores. En esta tabla presentamos como, los microinversores ya trabajan para mantener el voltaje de salida referente que se necesita en la red, listo para ser entregado e inyectado a esta, debido a esto, es que en el voltaje no encontramos fluctuaciones al generar sombras, más bien estas variaciones se ven en los valores de corriente. Al realizar los cálculos de promedio, cuando generamos las sombras, dejamos libre el 0.958[1/0] del total, y el rendimiento se reduce a un 0.941[1/0].

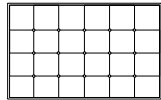
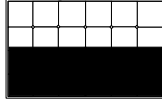
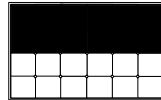
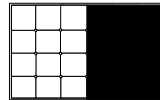
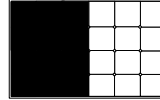
En estos cuatro casos, no podemos realizar la visualización de la operación de un diodo de bypass interno a los módulos fotovoltaicos. Ya que no existe la posibilidad física de realizar mediciones en DC.

### B. Efecto Sombra total $\frac{1}{2}$ del módulo solar

En la siguiente tabla, llegamos a la actividad en la que realizamos sombras a la mitad de un módulo fotovoltaico, buscando visualizar la operación de los 6 módulos en conjunto. Para esta actividad se continúa realizando la sombra sobre un módulo fotovoltaico del tipo policristalino.

La tabla sigue el formato de las tablas presentes en las actividades anteriores con sus valores reales y los valores en por unidad correspondiente. Estas mediciones fueron realizadas con una irradiancia aproximada de  $570,26[\text{W}/\text{m}^2]$ .

**TABLA 3.9 Parámetros en presencia de ½ sombra total\***

					
A	3.24 [A]	2.94 [A]	3.01 [A]	2.90 [A]	3.05 [A]
1/0	1	0.907	0.929	0.895	0.941
V	227.2	226.3	226.6	226.7	227
1/0	1	0.996	0.997	0.998	0.999
P	736.128	664.44	680,26	655,4	692.35
1/0	1	0.902	0.924	0.89	0.94

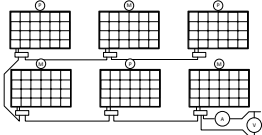
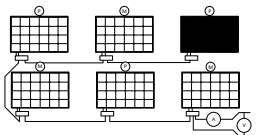
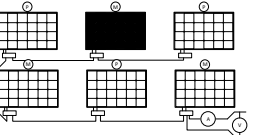
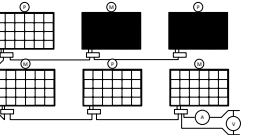
\*Estas mediciones fueron realizadas con una irradiancia aproximada de  $570,26[\text{W}/\text{m}^2]$ .

La TABLA 3.9 presenta el resumen de los datos de corriente y voltaje del arreglo de paneles que poseen microinversores. Dado que el voltaje medido es a la salida de los microinversores, el único parámetro que podemos evaluar es la corriente. Para esta actividad, hemos tapado solo la mitad de un módulo, permitiendo que se trabaje con un  $0.917[1/0]$  del área total, esto provocó la baja del rendimiento a un  $0.918[1/0]$ .

### C. Efecto sombra total sobre 1 o más módulos solares

La siguiente tabla presenta los valores obtenidos cuando se realiza sombra en 1 o más módulos.

**TABLA 3.10 Parámetros en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra total**

				
A	3.24	2.83	2.57	2.09
1/0	1	0.873	0.793	0.645
V	226.5	226.5	226.5	225.4
1/0	1	1	1	0.995
P	733,86	640,99	582,11	473,385
1/0	1	0,873	0.793	0.645

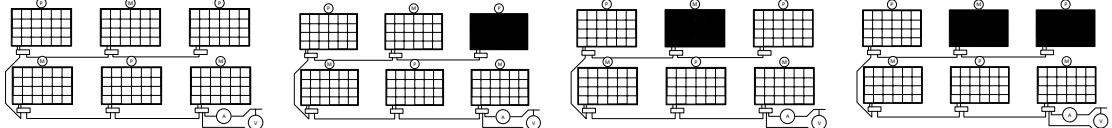
\*Estas mediciones fueron realizadas con una irradiancia aproximada de  $570,26[\text{W}/\text{m}^2]$ .

Cuando se evalúan los parámetros obtenidos de esta actividad, encontramos como al cubrir distintos paneles fotovoltaicos obtenemos rendimientos diferentes. La columna 1 y la columna 2 de la TABLA 3.10 pueden ser comparadas. En la columna 1 se ha realizado la sombra sobre un módulo del tipo policristalino permitiendo que la producción esté basada en 3 módulos del tipo monocristalino y 2 del tipo policristalino, mientras que en la columna 2 se realiza la sombra sobre el módulo monocristalino, de esta forma la producción de energía se genera debido a 3 módulos del tipo policristalino y 2 monocristalino. Por esta razón, encontramos que existe una producción mayor en la columna 1.

Ahora bien, si se realiza un promedio entre el rendimiento entre la columna 1 y 2, se puede visualizar como al mantener un área efectiva de 5 sobre 6 módulos, o sea un 0.833 en por unidad, genera un rendimiento medio de 0.8315 [1/0]

Generar sombra en 2 módulos, reduce aún más la producción energética, pero podemos destacar como este tipo de configuración entregada por los microinversores no deshabilita la producción total del string, como sucede en el caso de Capa fina.

**TABLA 3.11 Resumen mediciones en presencia de 1 o 2 paneles fotovoltaicos con sombra parcial.**



A	3.24	3.01	2.74	2.23
1/0	1	0.929	0.846	0.688
V	226.5	226.5	226.4	226.5
1/0	1	1	0.999	1
P	733.86	681.76	620,34	505,1
1/0	1	0.929	0.845	0.688

\*Estas mediciones fueron realizadas con una irradiancia aproximada de  $570,26[\text{W}/\text{m}^2]$ .

La TABLA 3.11 presenta el resumen cuando realizamos sombras con nuestra malla que permite el paso de la irradiancia en un 70%. En este caso nos encontramos con valores mayores de corriente, que en la TABLA 3.10. La colocación de la malla permitió irradiancia difusa que pudiera ser tomada por los módulos para formar esta corriente.

#### **D. Resultados**

Mediante esta actividad no solo se puede ver que existe una linealidad tras el efecto sombra en los microinversores, sino también los resultados apuntan a que aunque un módulo fotovoltaico posea obstaculización de irradiancia de forma directa, no afectará a la producción de los demás microinversores.

También mediante esta actividad se comprueba que no es necesario el diodo de bloqueo, ya que de existir una interrupción en la irradiancia en un módulo fotovoltaico, solo afectará la producción de dicho microinversor, y en caso de que la sombra cubra por completo el módulo fotovoltaico, el diodo de Bypass operará para evitar el paso de la corriente por este módulo solar.

### 3.1.4 Resumen de producción

En esta sección se presentarán tablas resumen, para poder visualizar como la las sombras afectaron a la producción eléctrica en cada uno de los casos anteriores.

Mediante la fórmula 3.1 serán calculados los rendimientos al realizar sombras sobre los módulos fotovoltaicos.

$$\eta = \left( \frac{P_{despues}}{P_{antes}} - 1 \right) \times 100 \quad 3.1$$

Las siguientes tablas tienen en consideración el área efectiva de funcionamiento, que fue calculada mediante la siguiente ecuación.

$$A_{Efectiva[p.u]} = \frac{n^{\circ} \text{módulos en string} - n^{\circ} \text{módulos sombreados}}{n^{\circ} \text{módulos en string}} [1/0] \quad 3.2$$

Por ejemplo, si un string tuviera 10 módulos fotovoltaicos, y se produjera la sombra en 2 de ellos, nuestra área efectiva será 0,8.

En los casos en que solo realizamos sombra en la mitad de un módulo, entonces la cantidad de módulos sombreados tomó el valor de 0,5.

De esta manera se presentan los rendimientos promedio en correlación al área efectiva en los módulos fotovoltaicos en cada una de las tablas siguientes, para los casos de estudio en las tres tecnologías evaluadas.

Las siguientes tablas presentan en la primera fila el área efectiva de trabajo del string, mientras que en la fila 2 se presenta el rendimiento medio obtenido con dicha área efectiva de trabajo según cada caso (donde cada caso representa una cantidad de sombra efectuada y detallada anteriormente).

#### a) *Microinversores*

A continuación se presentará una comparación de eficiencia y sus rendimientos, en la siguiente tabla se presenta una de estas comparaciones respectiva a los datos obtenidos en los microinversores.

**TABLA 3.12 Comparación área efectiva vs Rendimiento de string con microinversores**

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Área efectiva en [p.u]	0.958	0.917	0.833
$\eta$	0.941	0.918	0.832

En la TABLA 3.12 se ve cómo el área efectiva de trabajo es prácticamente igual en rendimiento al compararlos con valores en [p.u]. Mostrando su linealidad con las sombras que se puedan generar

en un arreglo de módulos con microinversores.

**b) Capa fina**

A continuación se presentan los resultados respectivos a la tecnología capa fina.

**TABLA 3.13 Comparación área efectiva vs Rendimiento de string capa fina**

	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Área efectiva en [p.u]	0.985	0.969	0.9375
$\eta$	0.915	0.857	0.75

En la TABLA 3.13 presenta como para un área efectiva de trabajo de 0,958, el rendimiento obtenido en el string fue de un 0,915 en p.u; cuando el área efectiva es un 0,969, su rendimiento es de un 0,857 y cuando el área es menor a un 0,9375 el rendimiento instantáneamente se reduce a 0,75. De esta forma, no se presenta una linealidad en la producción

**c) String Policristalino**

También se realizó la comparación con la tecnología policristalino.

**TABLA 3.14 Comparación área efectiva vs Rendimiento de string policristalino**

	Caso 1	Caso 2
Área efectiva en [p.u]	0.985	0.972
$\eta$	0.923	0.902

Finalmente la TABLA 3.14 presenta como es el comportamiento del string policristalino: al reducir a 0.985 su área de trabajo efectiva, la disminución de rendimiento llega a 0,923 y cuando el área efectiva es de un 0,972, el rendimiento prácticamente es 0,9.

### 3.2. Ángulo de inclinación.

Sabemos que el ángulo de inclinación afecta a la producción solar. En todo momento, la mejor irradiancia incidente en nuestro arreglo de paneles será cuando los módulos se encuentren perpendicularmente a la radiación proveniente del sol. Esto es lo que se intenta optimizar con los distintos tipos de seguidores solares.

Está dicho que el ángulo de inclinación recomendado por los instaladores se encontrará dado por la latitud en la que nos encontremos. Pero para ser estrictos, este ángulo óptimo varía según el momento del año, esto debido a que la tierra cambia de posición en la que se encuentra respecto del sol durante todo el año. Esto quiere decir la altura máxima del sol perceptible para la instalación será distinta en todas las estaciones del año.

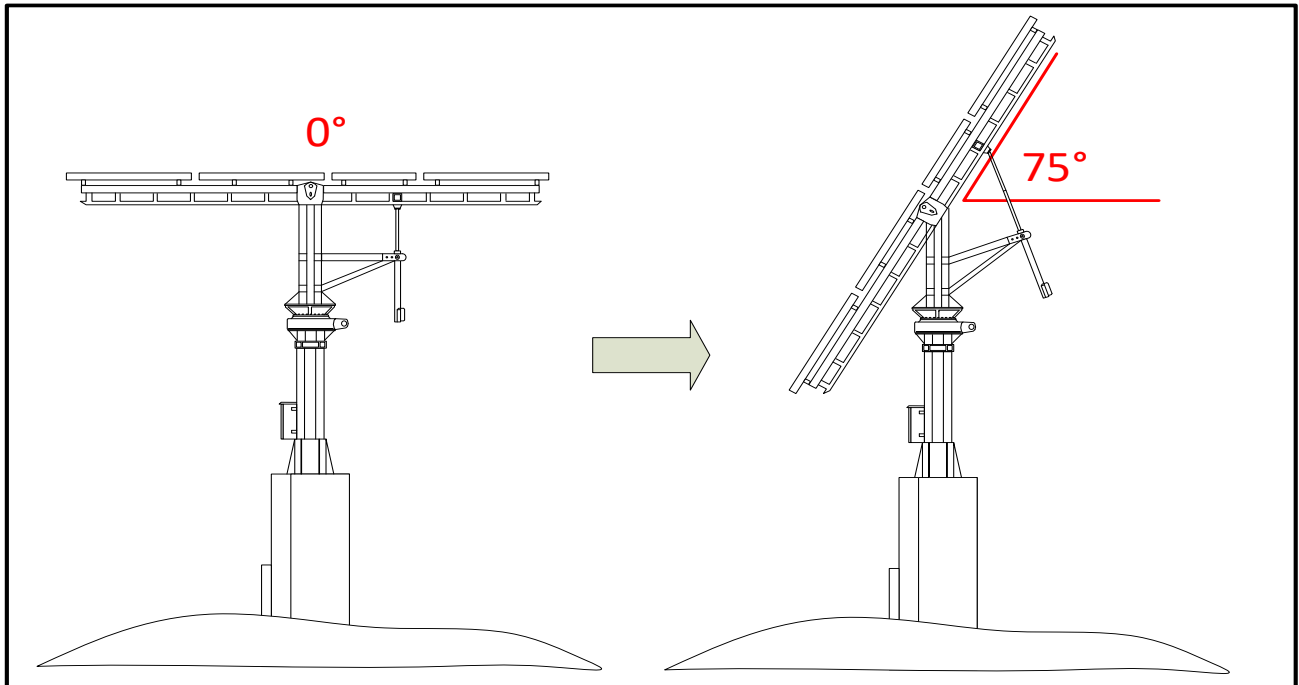
Dada esta premisa, y utilizando el seguidor solar de 2 ejes presente en la microred, se puede buscar de manera experimental, el ángulo que proporcione la mejor producción de potencia. De esta manera, podremos evaluar la producción que se generó antes de optimizar este ángulo. (Podemos mencionar, que el ángulo en que se encontraba fijo esta seguidor solar, eran  $25^\circ$ ).

Para empezar, debemos señalar que el seguidor solar de 2 ejes, posee la capacidad de ser manipulado de forma manual mediante su panel de control.



Figura 3.4 Display para control de seguidor Solar de 2 ejes

De esta forma, usamos el control del seguidor solar presente en la Figura 3.4, para poder ver los máximos grados que podía alcanzar mecánicamente. Llegando a los ángulos siguientes:



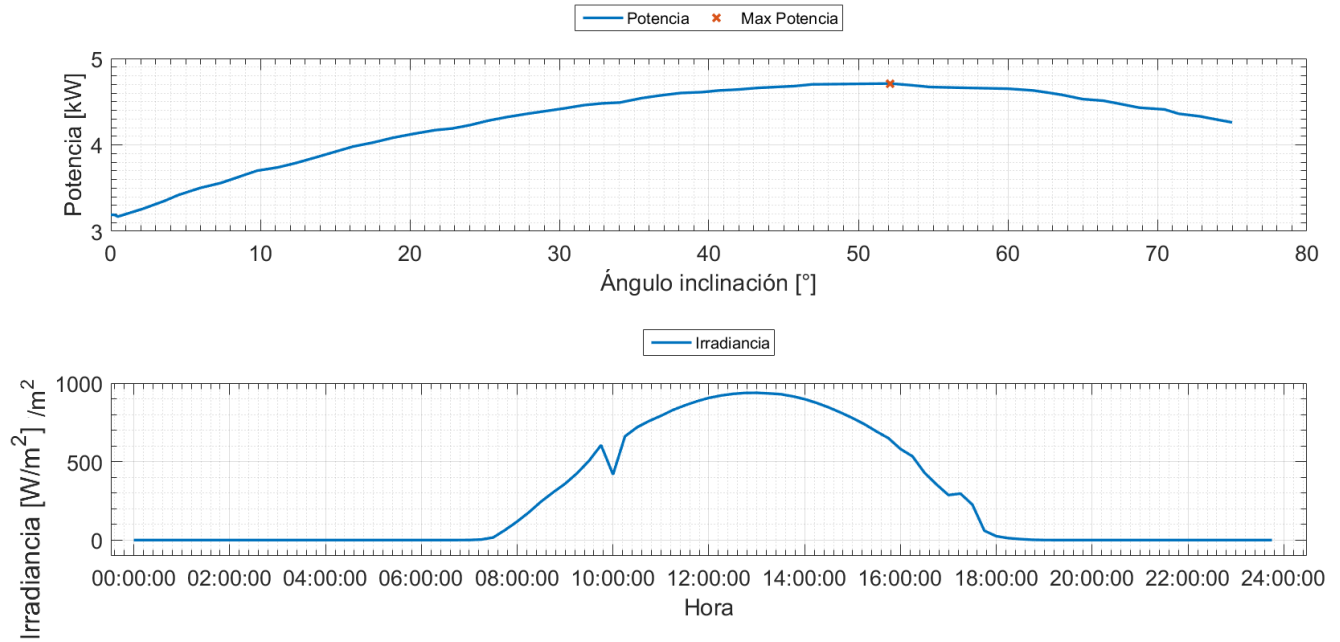
**Figura 3.5 Inclinaciones máximas logradas por el seguidor de 2 ejes.**

Para realizar esta actividad se necesita de un computador o un Smartphone que permita la conexión a internet mediante el WIFI del laboratorio, y así tener acceso a la plataforma privada del blue'log. La diferencia entre esta plataforma y VCOM es el tiempo de muestreo de los datos. Aunque la plataforma VCOM es capaz de almacenar una cantidad muy grande de datos, el tiempo de muestreo es de 15 minutos, mientras que la plataforma privada posee un tiempo de muestreo del orden de los 5 segundos. Dado que necesitamos un tiempo de muestreo lo más mínimo posible para esta actividad se utiliza la plataforma privada del blue'log [Ver el Anexo A.2].

En la Figura 3.5 se presentan los ángulos máximos de inclinación, que podemos realizar en el seguidor solar de forma manual. Se acciona el seguidor solar en  $0^\circ$  y se da la orden para alcanzar su máximo punto de inclinación ( $75^\circ$ ), vale decir se realiza el accionamiento mostrado en Figura 3.5 y se registra la cantidad de tiempo que se demora en realizar el movimiento completo.

La duración del movimiento total, es de 5 minutos y 15 segundos, lo que nos entrega una velocidad de giro de  $0,2381^\circ/\text{s}$ .

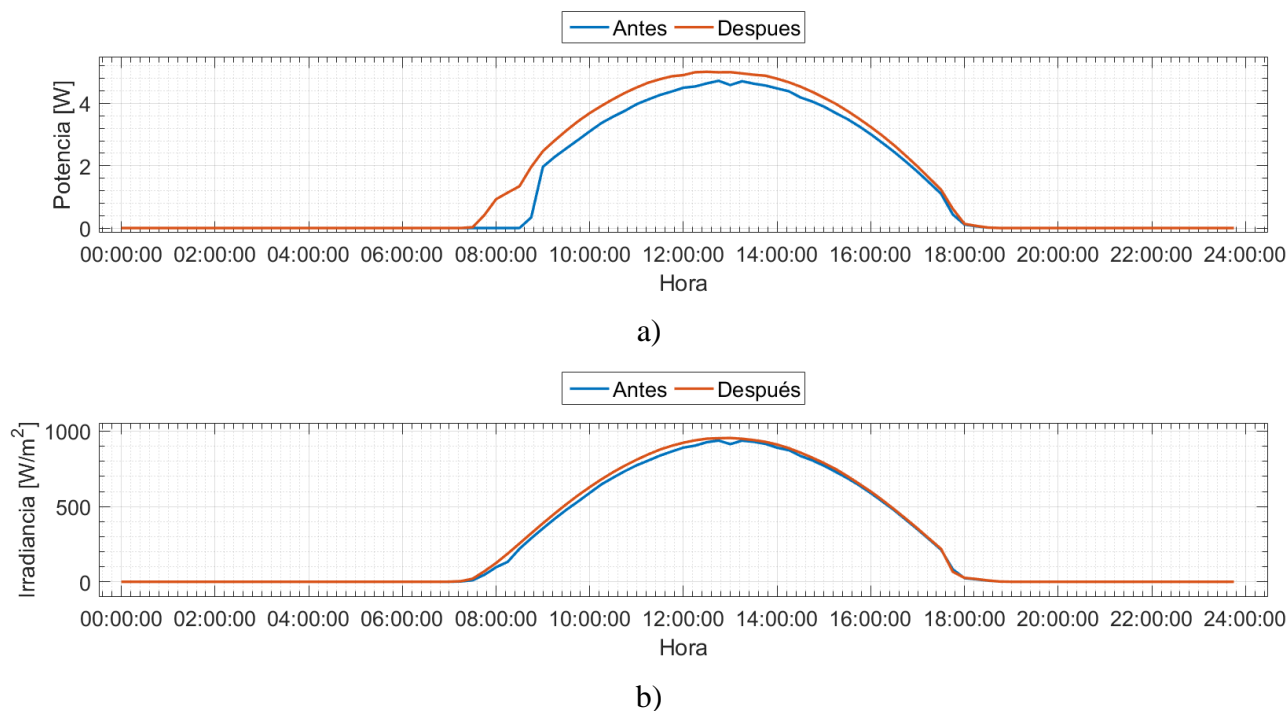
La actividad fue realizada a las 11:18 am, con una irradiancia aproximada de  $840 [\text{W}/\text{m}^2]$ . Y los valores obtenidos de potencia, en dependencia del Angulo de inclinación pueden verse en los siguientes gráficos.



**Figura 3.6 Ángulo Óptimo de Inclinación**

En la Figura 3.6 se muestra la fluctuación de la potencia generada en dependencia del ángulo de inclinación. Encontrando en archivos adjuntos el Matlab que realiza el cálculo del punto óptimo en el ángulo  $52,14^\circ$ .

El hecho de que este ángulo sea distinto al que se encontraba, significa que en los días posteriores, deberíamos tener mejores valores de producción eléctrica. Para realizar esta comparación, se buscó días después alguna lectura de radiación similar, encontrando 2 días que podían compararse debido a su irradiación similar. Los días que se compararán serán: 29/08/2019 y 01/09/2019.



**Figura 3.7 Comparación de producción antes y después de optimizar**

**a) Comparación en potencia a la salida del inversor b) Radiación de días comparados**

Como podemos ver en la Figura 3.7 Comparación de producción antes y después de optimizar a) Comparación en potencia a la salida del inversor b) Radiación de días comparados a) existe una mejora de la producción, alcanzando un peak de potencia mayor al del día anterior. La radiación en la Figura 3.7 Comparación de producción antes y después de optimizar

a) Comparación en potencia a la salida del inversor b) Radiación de días comparados b) se presenta que no hubo una variación significativa entre estos días, lo que hace que la comparación sea factible.

Mediante la fórmula 3.3 se calculó el aumento de rendimiento entre dos días, uno antes de realizar una mejora al ángulo de inclinación y uno después de realizar esta optimización. La data fue extraída desde la plataforma VCOM, y el valor “47” es la cantidad de muestras que realizó el datalogger al inversor durante un día completo, y en ambos días son realizados 47 muestreos (de esta forma, la sumatoria de la potencia antes o después dividido en 47 nos proporciona una media de potencia a lo largo del día). De esta forma se realiza una resta de estas medias, proporcionando mediante la división por la potencia antes, un aumento del rendimiento en comparación a la potencia producida antes de realizar una modificación en el ángulo de inclinación.

$$\Delta\eta = \frac{\left( \frac{\sum_n P(\text{después})_n}{47} - \frac{\sum_n P(\text{antes})_n}{47} \right) [W]}{\sum_n P(\text{antes})_n} \times 100 = 7.9043\% \quad 3.3$$

Mediante este cálculo, se aprecia cómo se alcanza un 8% más de rendimiento solo optimizando el ángulo de inclinación de nuestro seguidor solar desde 25° a 52,14°.

### 3.3. Recorte de potencia con inversores.

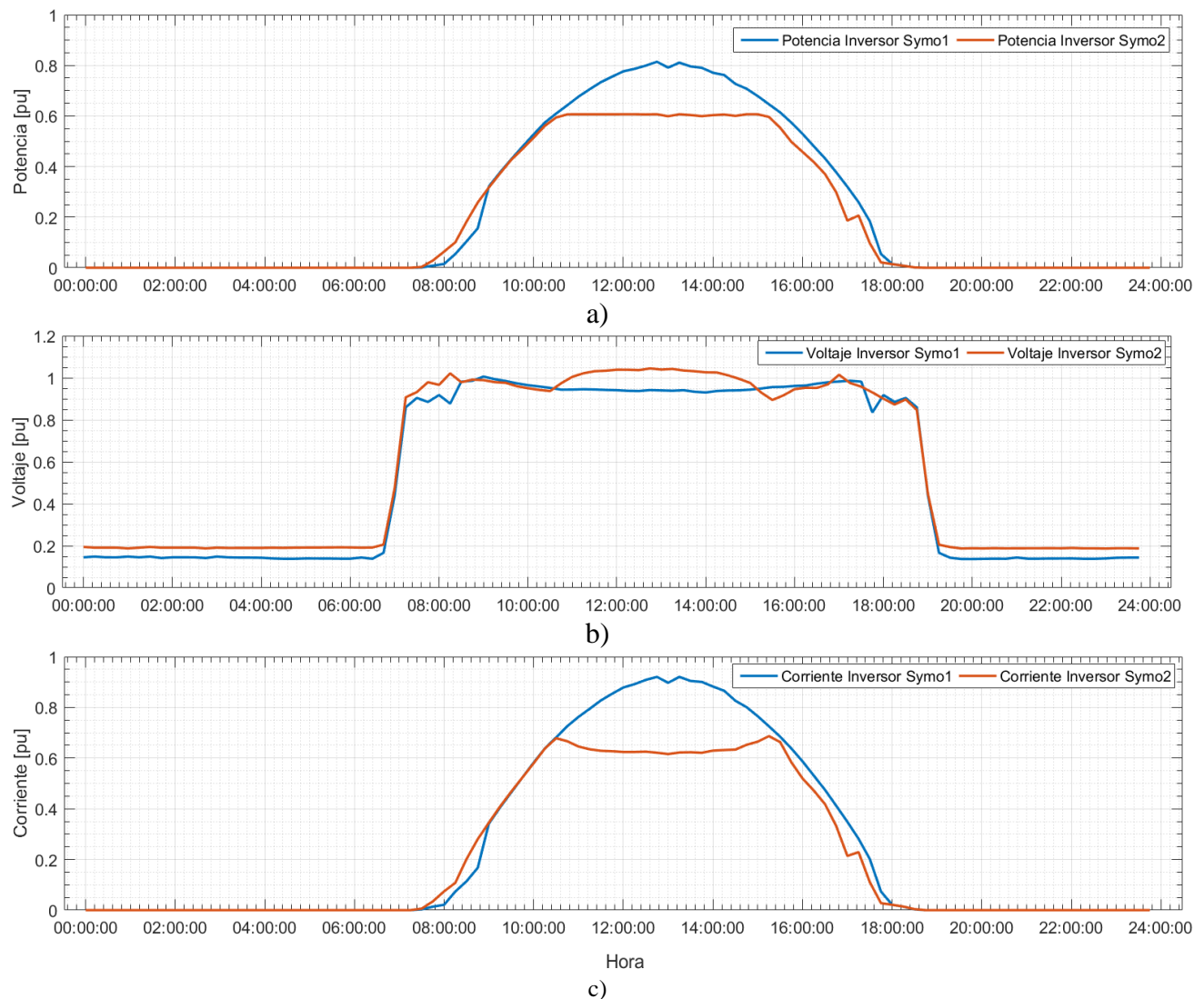
Más que una actividad, una de las maniobras posibles en los inversores Fronius presente en el laboratorio es el recorte de potencia. Este recorte puede ser efectuado mediante el ingreso al menú pro de inversor. (Ver Anexo B.2)

Esta situación es posible debido al MPPT presente antes del inversor. Los inversores on-grid presentes en el laboratorio poseen este sistema de control.

El controlador MPPT posee como función buscar el punto máximo de potencia del arreglo de paneles conectada a cada inversor, esto lo realiza mediante un algoritmo interno, llamado algoritmo P&O (Perturbación y Observación). Un MPPT consta de 2 partes principales, un convertidor DC-DC y su etapa de control ya mencionada, el funcionamiento de este algoritmo de control en primer lugar toma los valores de algunas variables de entrada del convertidor DC-DC (Voltaje y corriente) siendo la variable más importante una tomada a la salida del convertidor, justo antes de la entrada al inversor (Esta variable es la Potencia). Luego da un valor al único parámetro que puede modificar llamado ciclo de trabajo ( $\delta$ ), cuyo valor fluctúa entre cero y uno, este valor por defecto suele comenzar en 0,5. La variación de este parámetro produce un cambio en la resistencia interna del inversor, modificando el punto de trabajo del panel fotovoltaico, lo que a su vez modifica la potencia de salida del convertidor DC-DC. El siguiente paso es realizar una comparación entre la primera lectura de potencia realizada y la potencia una vez se ha modificado el ciclo de trabajo. En el caso de que la segunda potencia leída sea mayor, la siguiente perturbación en el ciclo de trabajo continuará aumentando o disminuyendo en el mismo sentido. En el caso de que el valor de la segunda lectura de potencia sea menor, la siguiente perturbación se realizará en el sentido contrario. El controlador MPPT realizará estos pasos hasta encontrarse trabajando alrededor del punto de máxima potencia. [11].

Dado el párrafo anterior, se realizó una limitación de potencia de salida durante todo un día en

uno de los inversores Symo, mientras que el otro inversor Symo se dejó funcionando sin limitar su potencia de trabajo. Al terminar el día, las gráficas de los parámetros que obtuvimos fueron traspasados a valor en por unidad, siendo el valor base el valor de potencia del inversor con el que se trabajó, 5[kW], Ahora bien, el valor base para el voltaje fue de 283.5[V] que viene de conectar 9 módulos fotovoltaicos en serie, con un voltaje de operación de 31,7[V], finalmente, la corriente base fue 34.08[A], representando la corriente total del inversor al poseer 4 strings conectados de módulos fotovoltaicos de una corriente de 8.52[A] de operación . Así obtuvimos las siguientes gráficas.



**Figura 3.8 Parámetros de inversores con y sin recorte de potencia**

a) Potencia AC a la salida del inversor; b) Voltaje DC a la entrada del inversor; c) Corriente DC a la entrada del inversor.

En la Figura 3.8 a) puede visualizarse como el inversor Symo2 se encuentra recortando potencia, este limita en su salida un valor previamente definido en 6[kW]. Para realizar esta limitación,

realiza cambios en el voltaje que pueden ser visualizados en la Figura 3.8b). Se visualiza también una regulación constante del voltaje entre 250[V] y 300[V] casi todo el día (usando un voltaje base de 285,5[V]). Mientras tiempo en el que el inversor Symo1 sobrepasa los 6[kW] de potencia inyectada existe un pequeño aumento del voltaje a la entrada del inversor. El hecho de poder modificar el parámetro de voltaje, indirectamente produce un descenso de la corriente durante este mismo periodo. La Figura 3.8 c) señala claramente como existe esta disminución al 0.6 de corriente en p.u con el fin de mantener la potencia de salida bajo los parámetros previamente establecidos (valor base 34,08 [A]).

Las gráficas han sido trabajadas a valor en por unidad, y podemos visualizar de manera más clara como el voltaje tiende a regularse cercano a su valor nominal vale decir, su  $V_{mp}$  desde las 11:10am hasta las 14:20pm de ese día, mientras que la corriente se mantenía cercano a un sexto de su valor. De esta manera es cómo podemos visualizar que la corriente la corriente la limitante de la potencia de salida.

### **3.4. Inyección de reactivos y regulación de FP**

Para empezar entraremos en el campo de la inyección de energía reactiva. Esta energía no produce un trabajo real dentro de nuestras cargas, pero sin esta, sería imposible el funcionamiento de alguna de estas. Aquí es donde debemos explicar porque razón las empresas de distribución la cobra.

El transporte de esta energía que no es consumida, requerida por las cargas mencionadas en nuestros puntos de consumo, produce que esta energía sea transportada por la red sin que se pueda obtener un provecho de esta, además de producir distintos inconvenientes a la red. Que un consumo posea un bajo FP puede generar que existan mayores pérdidas dentro de la línea de transmisión y aumento de la capacidad de la línea de transporte, puede producir que la subestación instalada deba de ser cambiada por otra de mayor capacidad, además podría llegar a requerir que los generadores sean de mayor capacidad para entregar una potencia aparente de mayor valor.

En pocas palabras un FP no óptimo recae en que la infraestructura eléctrica no sea utilizada de manera eficiente. Estas consecuencias son las que se pueden limitar mediante un FP restringido.

### 3.4.1 Flujo de Potencia

Para llevar a cabo esta actividad, se presenta a continuación el medidor instalado entre las barras Gimnasio-Laboratorio. Este medidor de marca Legrand y lo utilizaremos para visualizar los flujos de potencia existente entre las barras.

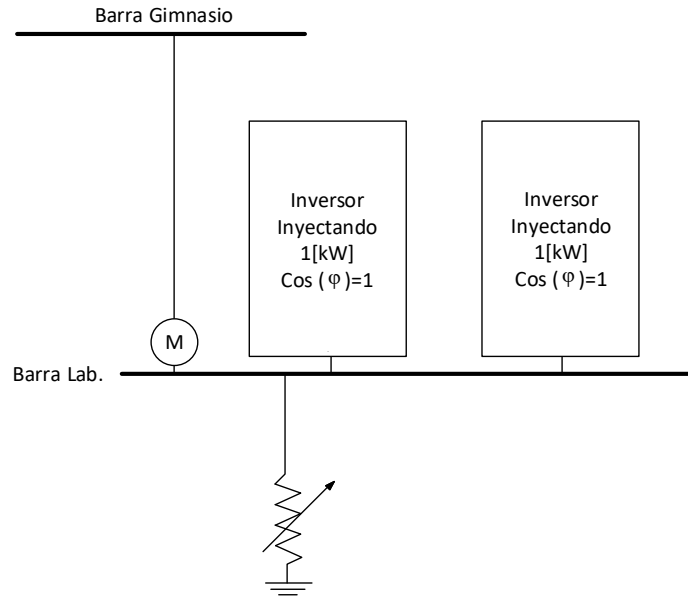


**Figura 3.9 Medidor Legrand**

**a)** Frecuencia y Factor de potencia, **b)** Potencia, **c)** Corriente, **d)** Voltaje

En Figura 3.9 se presentan algunos de los parámetros que puede proporcionar el medidor. Para este caso en la figura a) el valor del factor de potencia cuando la planta se encuentra en funcionamiento y con todos los inversores configurados con factor de potencia unitario, acompañado en la parte inferior de este la frecuencia de la red. En la figura b) se visualizan las potencias activa, reactiva y aparente. Finalmente se pueden visualizar los parámetros corriente (figura c)) y voltaje (figura d)).

El flujo de potencia que se presenta entre las barras del gimnasio y la barra del laboratorio posee registro instantáneo de variables ya que existe este Medidor, y su posición señalada en la siguiente figura.



**Figura 3.10 Diagrama conexión para flujo de potencia.**

La Figura 3.10 muestra el diagrama donde se presenta el medidor (Señalado con la letra M) que es capaz de señalar el valor de potencia instantánea y el flujo existente entre estas dos barras. Cuando el valor de potencia entregado por el medidor posee signo positivo, significa que en la barra del laboratorio se encuentra conectada una carga y el flujo va desde la barra del gimnasio hacia la barra del laboratorio. Cuando este valor posee un signo negativo, indica que el flujo de potencia se ha invertido, entregando la potencia suministrada desde la barra del laboratorio hacia la barra del gimnasio para su próximo consumo.

Para el primer caso se dejaron conectados 2 inversores (Los 2 inversores Fronius Symo). Ambos inversores fueron configurados para entregar una potencia fija (recorte de potencia) de 1[kW]. Ambos inversores están configurados para operar con factor de potencia unitario.

Cabe mencionar que la potencia mínima de trabajo para estos inversores es de 1[kW], que se tiene que tener en consideración que los valores de inyección descritos no son aleatorios, sino que están elegidos por 2 razones: la primera es que al realizar un recorte de potencia pequeño, se puede realizar esta actividad aunque la irradiancia no sea la de un día despejado por completo, y la segunda razón es que los bancos de cargas presentes en los laboratorios no superan los 3[kW] potencia.

Después de realizar esta configuración se realiza la conexión de un banco de cargas resistivas conectada a barra del laboratorio, con el fin de variar los valores de la carga y verificar el flujo de potencia entre las barras.

En la siguiente tabla se presentarán los valores que se obtuvieron el medidor.

**Tabla 3.15 Lectura parámetros de flujo de potencia**

Inyección		Carga		Lectura medidor	
2	[kW]	0,6	[kW]	-1,31	[kW]
2	[kW]	1,2	[kW]	-0,67	[kW]
2	[kW]	1,8	[kW]	-0,08	[kW]
2	[kW]	2,4	[kW]	0,14	[kW]
2	[kW]	3	[kW]	1,1	[kW]

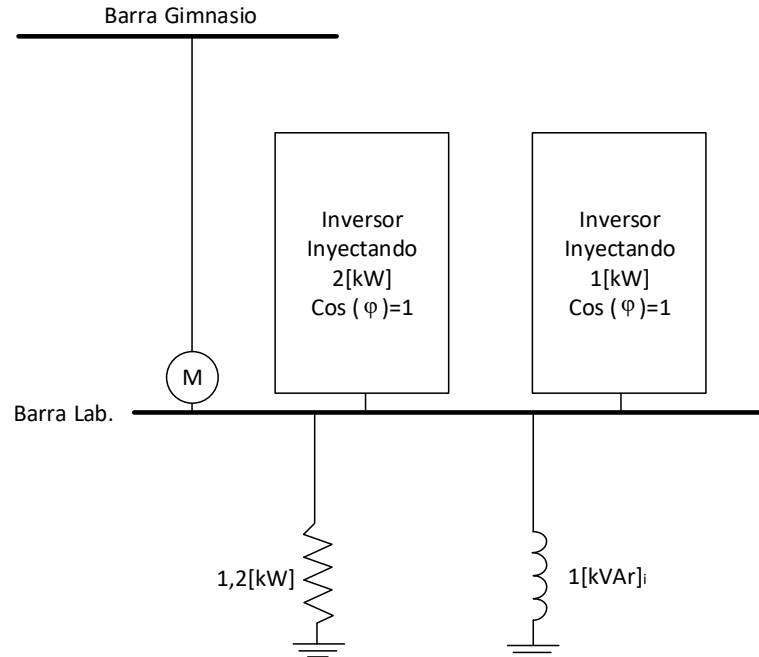
La Tabla 3.15, presenta como mientras la inyección de potencia posee un factor de potencia unitario, el aumento de la carga genera que la potencia entre las barras disminuya. En la fila 3, se presenta un caso en el que la inyección de los inversores aun es un poco mayor a la carga consumida por el banco de resistencia. Esto genera que para esta situación, exista aun un pequeño valor de potencia del orden de los 80[W] que fluyen hacia la barra del gimnasio.

Se visualiza además en cada fila el consumo de la carga y la cantidad de potencia que fluye hacia o desde la barra del gimnasio no representa la cantidad de potencia total inyectada por el inversor. Esto puede ocurrir debido a que el banco de cargas no es exacto en los consumos señalados, que la inyección de potencia de los inversores no es exacta, o debido a un consumo de las luces piloto en los tableros conectados a la barra del laboratorio.

En el caso de las filas 1,2 y 3, encontramos los casos en el que la carga es menor a la inyección entregada por los inversores. Para estas situaciones nos encontramos que el valor de potencia toma valor negativo, en representación a que la potencia fluye hacia la barra del gimnasio. En el caso de las filas 4 y 5, se presentan los casos contrarios, donde la carga es mayor a la suministrada por los inversores, generando un flujo de potencia inverso, representado por los valores positivos en la columna de potencia.

Una vez que se tiene conocimiento de cómo funciona la lectura en el medidor del flujo de potencia con cargas resistivas, decidimos poner 2 cargas específicas, una carga resistiva y una carga inductiva sin modificar los parámetros de operación de los inversores.

De esta forma nuestro diagrama de conexión queda indicado por la siguiente figura.



**Figura 3.11 Diagrama conexión con carga resistiva e inductiva.**

La Figura 3.11 presenta la misma forma de conectar, con la diferencia que se ha añadido la carga de 1[kVAr]i, A continuación, veremos que valores nos entrega el medidor legrand.

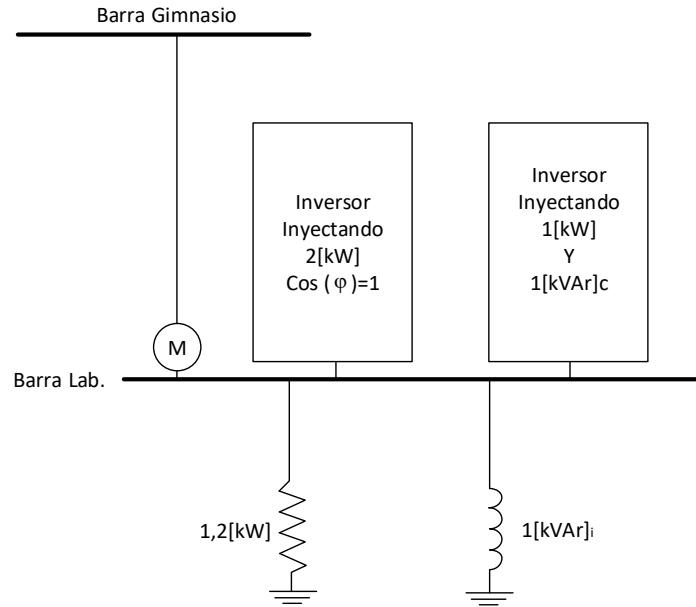
**Tabla 3.16 Lectura de parámetros con carga resistiva e inductiva.**

Inyección	Carga	Lectura medidor
3[kW]	1,2[kW] + 1[kVAr]i	-1,7[kW]+0,9[kVAr]i
3[kW]	1,2[kW] + 0[kVAr]	-1,7[kW]

La Tabla 3.16 Proporciona la información necesaria, mientras se produzca una generación y los inversores se encuentren configurados con  $\cos \varphi = 1$  entregará la potencia necesaria para cubrir la operación de la carga resistiva presente. Pero ahora bien, podemos ver que cuando introducimos la carga inductiva la lectura en el medidor aparece como  $-0,9[\text{kVAr}]i$ , indicando que se está extrayendo esta potencia desde la barra del gimnasio, extrayendo esta potencia de la red pública.

Ahora bien, los inversores Symo poseen la capacidad de variar el valor de  $\cos \varphi$ , variando el rango desde cero a uno inductivo y capacitivo. Por esta razón, realizaremos una última actividad en esta área, variando el  $\cos \varphi = 0.76c$  para lograr inyectar a través de los inversores los reactivos necesarios para la operación de la carga inductiva.

A continuación, presentaremos el diagrama anterior, donde modificamos los parámetros de los inversores.



**Figura 3.12 Diagrama de conexión con inyección de reactivos capacitivos.**

En la Figura 3.12 se presentó el diagrama de conexión y los parámetros con los que fueron configurados los inversores a la hora de realizar la actividad.

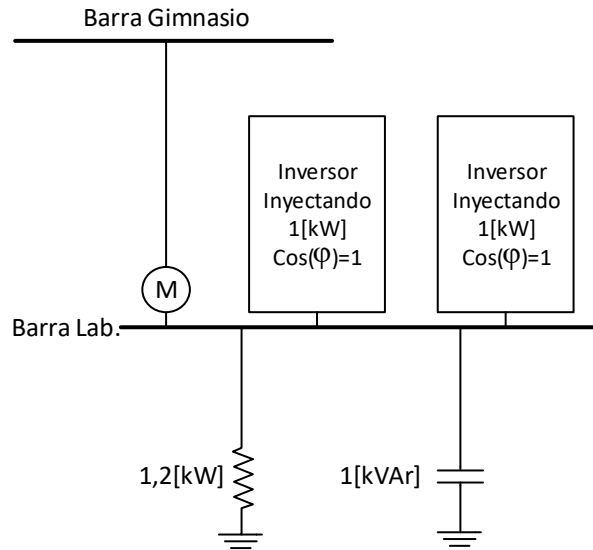
Con base a la configuración realizada anteriormente se presenta a continuación los valores de los parámetros que se presentaron en el medidor.

**Tabla 3.17 Lectura de parámetros con inyección de reactivos capacitivos.**

Inyección	Carga	Lectura medidor
$3[\text{kW}] + 1[\text{kVAr}]_c$	$1,2[\text{kW}] + 1[\text{kVAr}]_i$	$-1,73[\text{kW}] + 0[\text{kVAr}]$
$3[\text{kW}] + 1[\text{kVAr}]_c$	$1,2[\text{kW}] + 0[\text{kVAr}]$	$-1,7[\text{kW}] - 0,93[\text{kVAr}]_i$

La Tabla 3.17 presenta lo que ocurre cuando inyectamos reactivos a través de los inversores en la barra del laboratorio. En el primer caso, el medidor no presenta un valor de flujo de potencia reactiva entre las barras. Ya que el valor de la carga inductiva, es el mismo que el valor de potencia reactiva inyectada. Ahora bien en el segundo caso, quitamos la carga reactiva, de esta manera, la lectura del medidor se encuentra con un signo negativo de  $-0,93[\text{kVAr}]_i$ , en representación de que existe un flujo de reactivos hacia la barra del gimnasio.

Para la última actividad, realizaremos una modificación en la carga y en los parámetros de inyección de los inversores. El siguiente diagrama presenta el resumen de conexión de la actividad con carga capacitiva.



**Figura 3.13 Diagrama con factor de potencia unitario y carga resistiva y capacitiva**

La Figura 3.13 presenta el diagrama de conexión y configuración de los parámetros de inyección de los inversores. Para este caso presentamos una carga capacitiva en reemplazo de la carga inductiva presente en la actividad anterior.

Al conectar las cargas nos encontramos que nuestro medidor legrand presenta las siguientes lecturas.

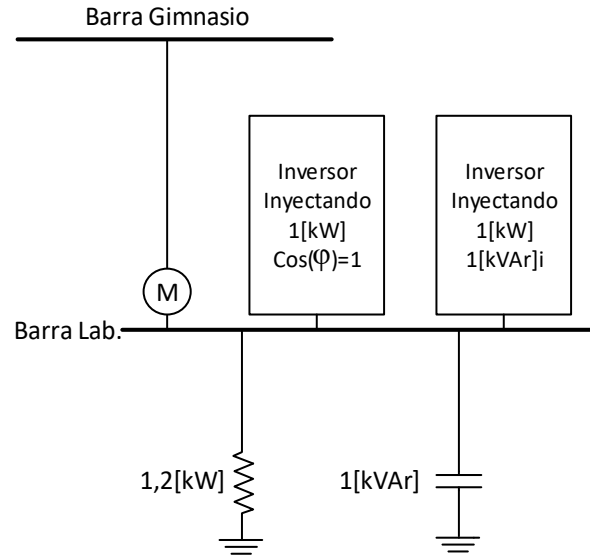
**Tabla 3.18 Lectura de parámetros con factor de potencia unitario y carga resistiva y capacitiva.**

Inyección	Carga	Lectura medidor
2[kW]	$1,2[\text{kW}] + 0[\text{kVAr}]$	$-0.73[\text{kW}] - 0[\text{kVAr}]$
2[kW]	$1,2[\text{kW}] + 1[\text{kVAr}]_c$	$-0.67[\text{kW}] + 1.1[\text{kVAr}]$

Los resultados entregados presentan flujos de potencia en distintos sentidos. En la primera fila solo hemos realizado la conexión de la carga resistiva, al realizar el cálculo matemático de la inyección menos la carga consumida existirá un excedente que se inyectará en la barra del gimnasio, el excedente restante. Mientras que en la segunda fila, al conectar la carga capacitiva,

En esta situación podemos llevar a cabo una última actividad, en la cual las cargas consumen directamente desde la barra del gimnasio, por esta razón el valor de la potencia reactiva toma valor positivo.

Ahora bien, en el caso en se realiza la configuración para inyectar desde los inversores una potencia reactiva se designa el siguiente diagrama repetitivo de la actividad.



**Figura 3.14 Diagrama con inyección de reactivos y carga resistiva/capacitiva**

En la Figura 3.14 presentamos los parámetros configurados para los inversores, en la cual se destaca el inversor de la derecha proporcionando una inyección de potencia reactiva de 1[kVAr] inductivo. Con el fin de proporcionar al consumo de la carga la cantidad de reactivos necesarios para su operación. Al realizar la conexión, el medidor presenta los siguientes resultados

**Tabla 3.19 Lectura de parámetros con inyección de reactivos y carga resistiva/capacitiva**

Inyección	Carga	Lectura medidor
$2[\text{kW}] + 1[\text{kVAr}]_i$	$1,2[\text{kW}] + 0[\text{kVAr}]$	$-0.74[\text{kW}] - 1.1[\text{kVAr}]$
$2[\text{kW}] + 1[\text{kVAr}]_i$	$1,2[\text{kW}] + 1[\text{kVAr}]_c$	$-0.77[\text{kW}] - 0.1[\text{kVAr}]$

La Tabla 3.19 presenta los resultados obtenidos, y como el comportamiento es esperado. En ningún caso hemos modificado los parámetros de inyección de los inversores. En el primer caso, nos encontramos en la situación en que en la carga aún no se conecta la carga capacitiva, dado esto el medidor nos entrega un valor de reactivos negativos (situación en la que la potencia fluye hacia el gimnasio).

Para luego visualizar en la segunda situación que la carga se encuentra consumiendo la inyección producida por el inversor, por lo que en el medidor prácticamente no se encuentra una inyección de reactivos a la barra del gimnasio.

### **3.5. Comparación de producción.**

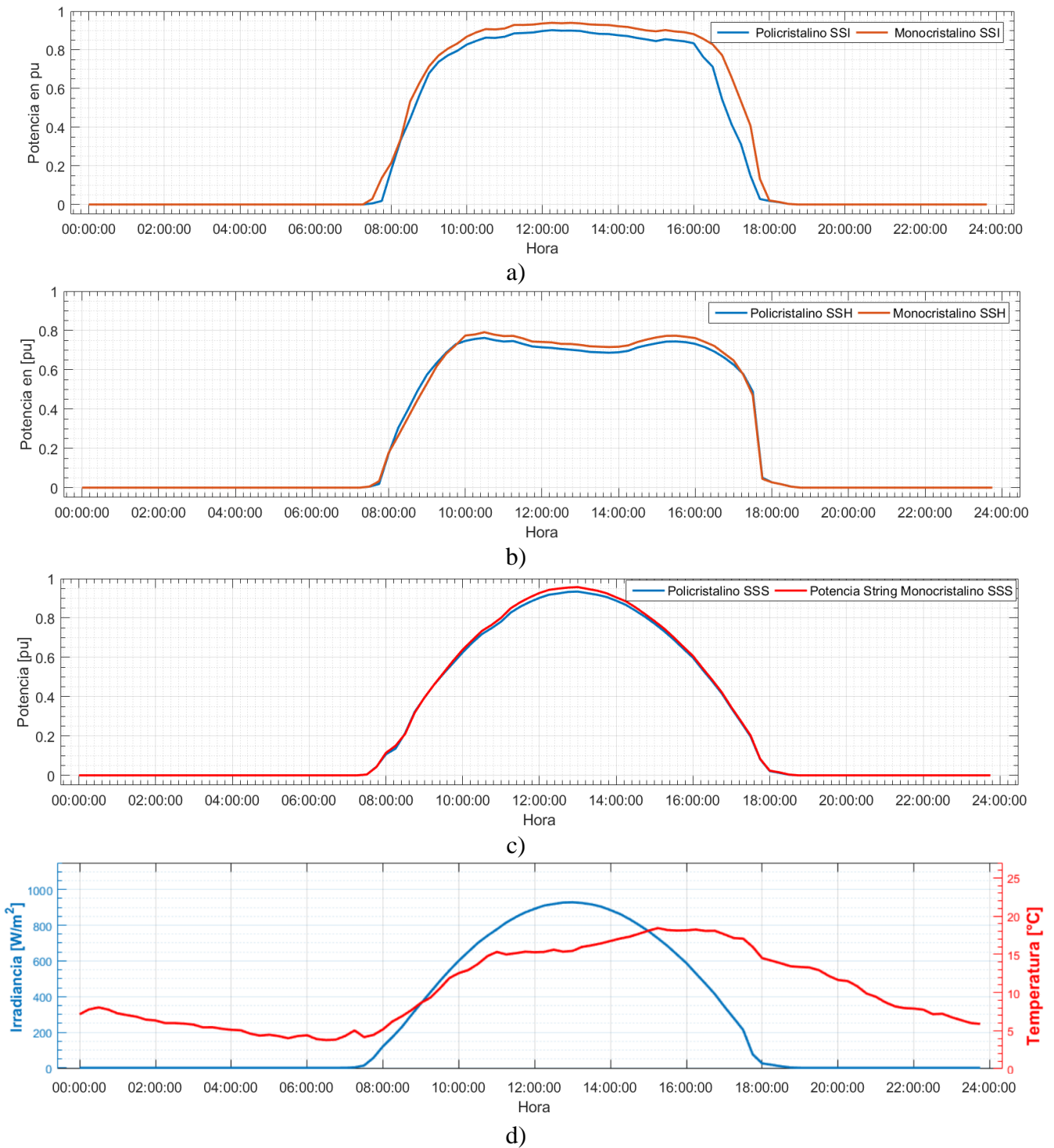
Las tecnología usadas para generar energía eléctrica a través de la energía solar está avanzando cada vez más, distintos estudios provocan nuevos diseños en la forma de construcción de los módulos solares. Todas estas tecnologías muestran su efectividad de producción en días en que las condiciones meteorológicas son favorables, pero mediante esta actividad se busca evaluar cómo se comporta el sistema de generación eléctrica cuando las condiciones no son las mejores.

En esta actividad llegamos a la etapa en la que se busca realizar algunas comparaciones de funcionamiento durante un día de producción normal, la disposición de distintas tecnologías, en microred UCSC permite una comparación de producción en distintas áreas. De esta manera las tecnologías presentes nos entregan la posibilidad de realizar 2 grandes comparaciones entre producción de strings de paneles fotovoltaicos y los seguidores solares. En base a esto se han elegido comparar elegidos debido a la curva característica de radiación. Uno de estos días, el 30 de agosto del presente año, día completamente despejado, acercando la producción de los strings a valores peak en comparación a las gráficas de producciones del día 6 de agosto del año presente, durante este día la nubosidad estuvo presente, generando una producción con variaciones.

En las siguientes gráficas encontraremos los parámetros guardados en la data del Bluelog en la plataforma VCOM, entregando las curvas de producción y de los parámetros eléctricos presentes en los inversores

### 3.5.1 Primera Evaluación de desempeño de producción en un día despejado.

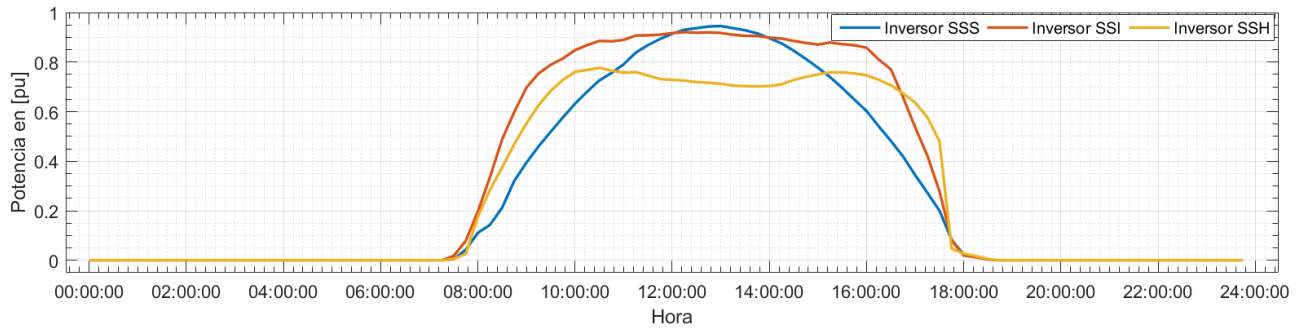
#### A. Producción de strings policristalino y monocristalino en seguidores solares.



**Figura 3.15 Comparación de producción entre string policristalino y monocristalino en un día despejado**

a) Comparación en string con seguidor solar inclinado, b) Comparación en string con seguidor solar

Horizontal, c) Comparación entre strings sin seguidor solar, d) Radiación



**Figura 3.16 Comparación entre seguidores solares (soleado)**

Para empezar se realizó la comparación de producción entre la tecnología de paneles policristalino y monocristalino, en la Figura 3.15 parte a), b) y c), realizando las comparaciones de producción en potencia pasada a valor en por unidad. En todos los casos, encontramos una mayor potencia promedio en los strings que constaban con la tecnología monocristalino. Esta comparación era esperable y fue realizada en los inversores SMA de 5[kW].

Se destaca en la Figura 3.16 b), que el seguidor solar horizontal no se encuentra optimizado, ya que una vez que consigue obtener un punto máximo de potencia aproximadamente a las 10:00 am, pero no logra mantener esta producción en horas posteriores, disminuyendo un 0.1 de su producción cuando es cercano a las 14 horas.

En la Figura 3.16 Se ha registrado una serie de datos, desde la plataforma VCOM, perteneciente al blue'log. De esta manera, nos permite realizar comparaciones entre las diferentes producciones generadas por las distintas tecnologías. Dentro de esta actividad, se desarrolló un código Matlab, que mediante los datos de la plataforma nos entrega la producción de potencia media de las tecnologías en corriente continua, y se han realizado los análisis de las gráficas en por unidad, al mismo tiempo que se realizaba el cálculo de los rendimientos de estas.

Para realizar el cálculo de rendimiento se toma como valor base, 2.5 [kW] de potencia en DC.

Y se realiza de la siguiente manera.

$$\eta_{\text{string}} = \frac{\frac{\sum P_n}{n} [\text{W}]}{2500 [\text{W}]} \quad (3.4)$$

Dónde:  $P_n$  es el valor de cada muestra de potencia en DC tomada durante el día.

El valor 47 procede de la cantidad de datos que el datalogger registra durante el funcionamiento del inversor, siendo estos valores tomados cada 15 minutos entre las horas 7:15am y las 18:45pm.

De esta forma, encontramos los siguientes resultados:

- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 1707.7813 [W].
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 1556.3757 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 6.0562 %
  
- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar horizontal durante día despejado fue de 1412.1779 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar horizontal durante día despejado fue de 1380.8828 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 1.2518 %
  
- La Potencia promedio del String Monocristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 1380.8604 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 1352.7904 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 1.1228 %

Finalmente en la sección d) de la Figura 3.15 encontramos presente la radiación de este día.

Mediante la siguiente ecuación

$$\text{Radiación} = \frac{\sum R_n}{47} [\text{Wh}/\text{m}^2] \quad (3.5)$$

Donde 47 es la cantidad de datos obtenidos durante un día en el datalogger y  $R_n$  es el valor de cada muestra de radiación durante el día, encontramos que el valor de radiación total del día 30/08/2019 fue de 6314.5675 [Wh/ m<sup>2</sup>].

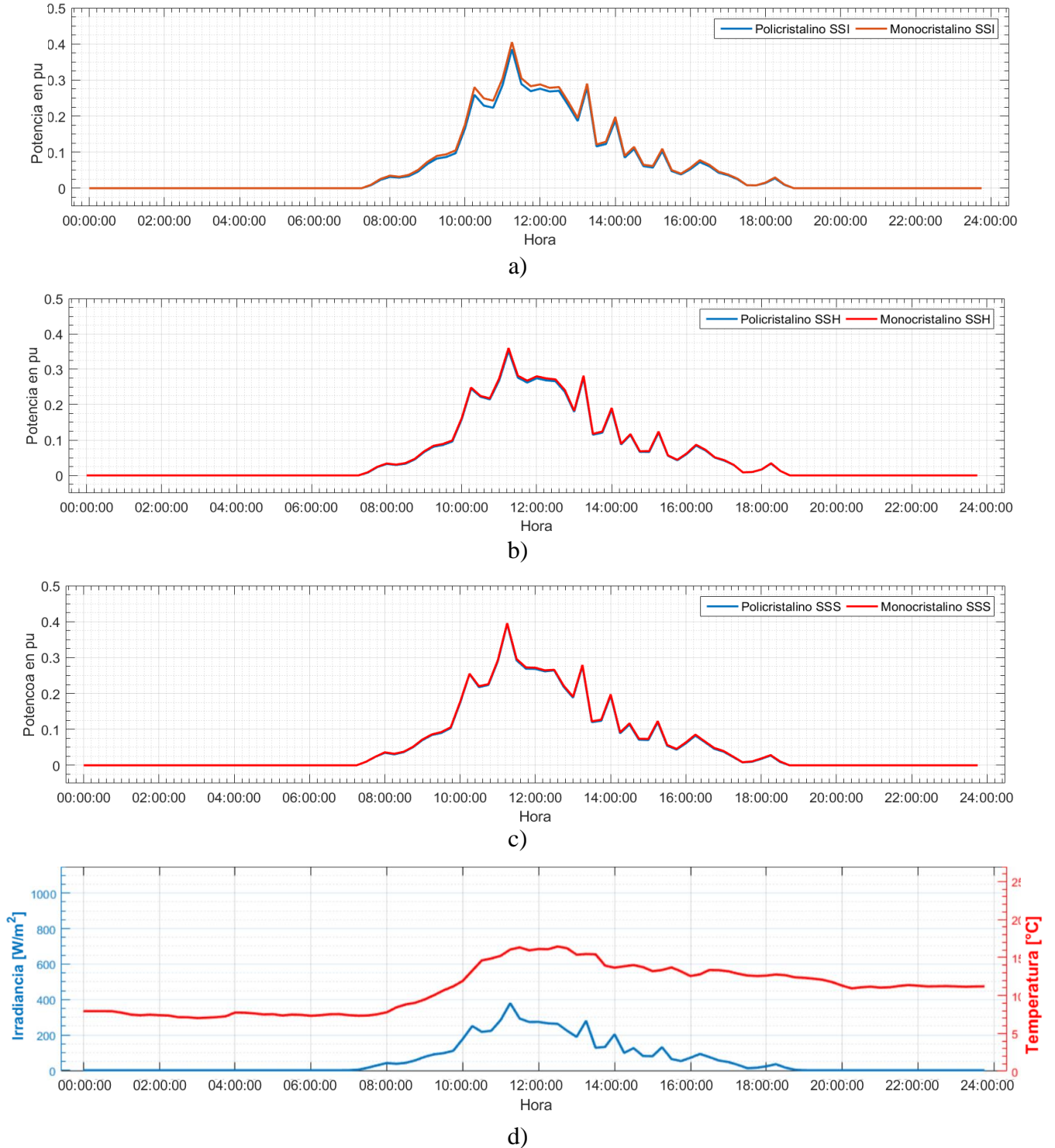
Por otro lado en la Figura 3.16 encontramos que se presenta una comparación de producción, pero en este caso es entre 3 inversores del mismo tipo con distintos seguidores solares. Estas 3 gráficas están sacadas de los 3 inversores SMA, y se presenta claramente como el seguidor solar inclinado

poseerá una mayor producción, por ende un mayor rendimiento incluso antes de realizar cualquier cálculo. Por esta razón se realizó el cálculo para mostrar cuanto más es el rendimiento que posee esta tecnología en comparación a las de más. De esta manera, encontramos los siguientes resultados:

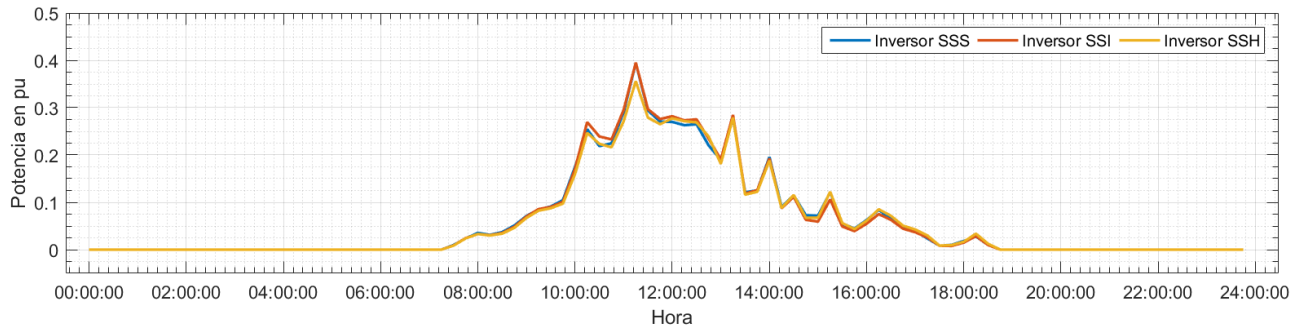
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 3264.157[W].
- La Potencia promedio del inversor sin seguidor solar durante día despejado fue de 2733.6509 [W].
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar horizontal durante día despejado fue de 2793.0606 [W]
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno sin seguidor durante día despejado es de un 10.6101 %
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno con seguidor horizontal durante día despejado es de un 9.4219 %

### 3.5.2 Primera Evaluación de desempeño de producción en un día parcialmente nublado.

#### A. Producción de strings policristalino/monocristalino en seguidores solares (día no despejado)



**Figura 3.17 Comparación producción entre string policristalino y monocristalino en un día parcialmente nublado**  
 a) Comparación en string con seguidor solar inclinado; b) Comparación en string con seguidor solar horizontal;  
 c) Comparación entre strings sin seguidor solar; d) Radiación del día



**Figura 3.18 Comparación entre seguidores solares (parcialmente nublado)**

En estas graficas no es tan perceptible el mejor rendimiento de una de las dos tecnologías (policristalino y monocristalino), pero si se visualiza detenidamente en los casos a), b) y c) de la Figura 3.17, encontraremos que no importa la tecnología de seguidor solar presente, el panel monocristalino continúa como en la actividad anterior presentando mejor rendimiento que su homólogo el panel policristalino.

En la Figura 3.18 se presenta la segunda parte de esta actividad donde se realiza el mismo cotejo anterior, pero esta vez mediante los datos presentes en un día en el que las nubes se encontraron presente durante el periodo de sol.

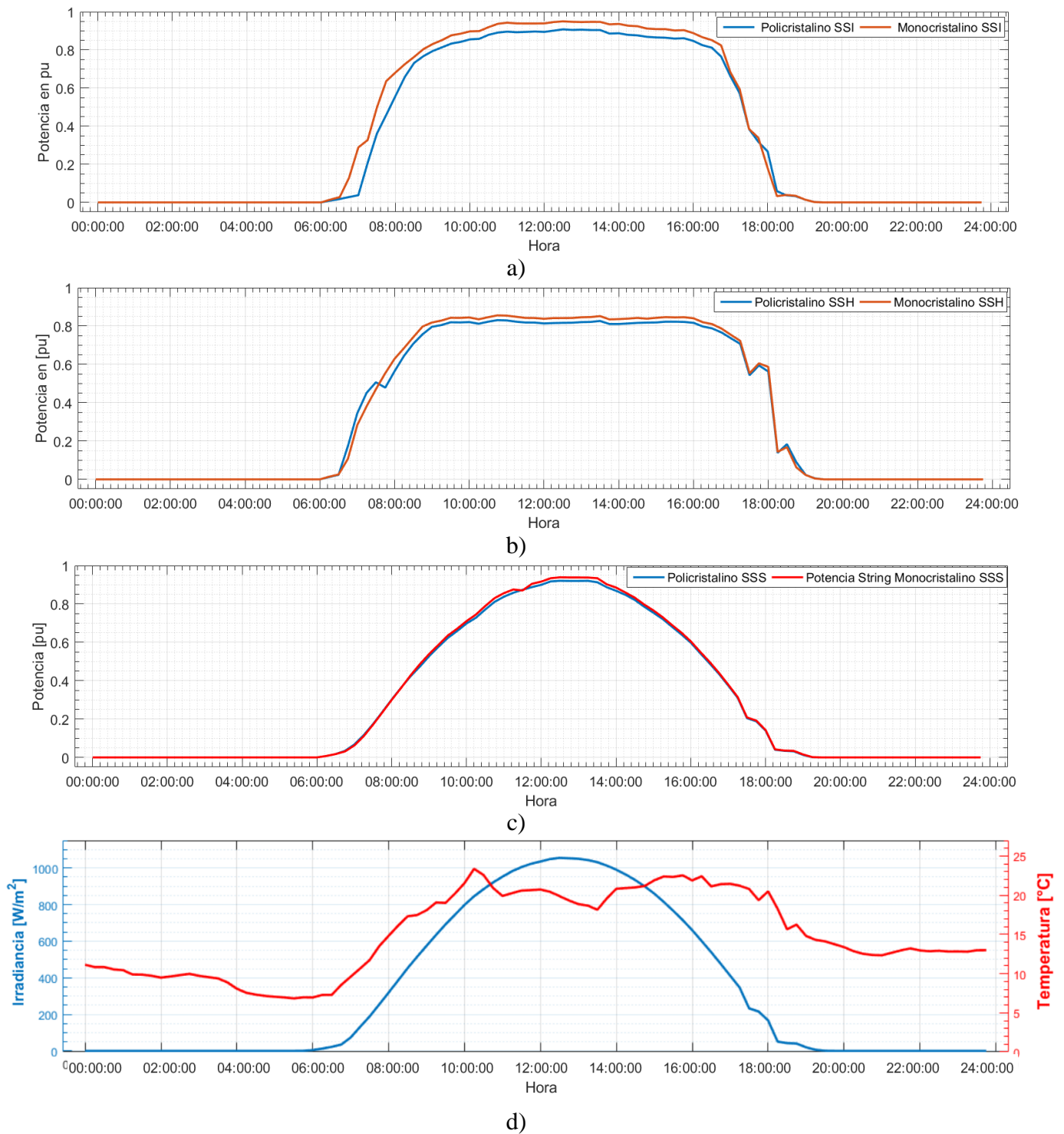
Mediante el uso de la ecuación 3.3 se realiza el mismo procedimiento para encontrar el rendimiento de los casos de estudio. Presentando los siguientes resultados:

- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar inclinado durante día parcialmente nublado fue de 304.56 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar inclinado durante día parcialmente nublado fue de 287.30 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 0.69025 %
  
- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor horizontal durante día parcialmente nublado fue de 293.3 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor horizontal durante día parcialmente nublado fue de 286.78 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 0.26088 %
  
- La Potencia promedio del String Monocristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 298.27 [W]

- La Potencia promedio del String Policristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 292.76 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 0.22012 %
  
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar inclinado durante día parcialmente nublado fue de 591.86 [W]
- La Potencia promedio del inversor sin seguidor solar durante día parcialmente nublado fue de 591.03 [W]
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar horizontal durante día parcialmente nublado fue de 580.08 [W]
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno sin seguidor durante día parcialmente nublado es de un 0.016698 %
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno con seguidor horizontal durante día parcialmente nublado es de un 0.2356 %
  
- La radiación total del día 06/09/2019 fue de 1456.71[Wh/m<sup>2</sup>]

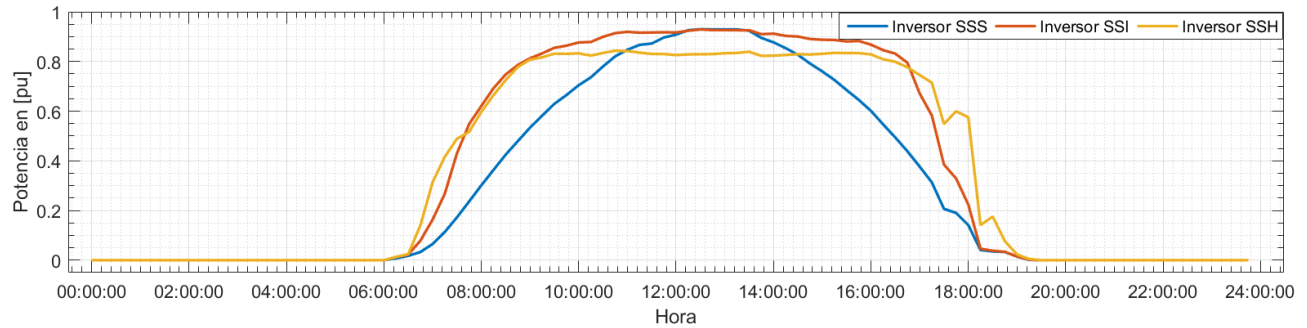
### 3.5.3 Segunda Evaluación de desempeño de producción en un día despejado.

#### A. Producción de strings policristalino y monocristalino en seguidores solares.



**Figura 3.19 Comparación de producción entre string policristalino y monocristalino en un día despejado**

a) Comparación en string con seguidor solar inclinado, b) Comparación en string con seguidor solar Horizontal, c) Comparación entre strings sin seguidor solar, d) Radiación



**Figura 3.20 Comparación entre seguidores solares (soleado)**

En la Figura 3.19 a), b) y c) Nuevamente hemos comparado la producción en un seguidor solar tomando en consideración las dos tecnologías (monocristalino y policristalino). La comparación en esta etapa fue realizada en los mismos inversores que han sido comparados anteriormente. (Inversores SMA de 5[kW]).

Para la Figura 3.19 b) ya no se presenta que exista una mala optimización con los tiempos de seguimiento solar. En esta curva de producción no se presenta un descenso significativo entre el horario de las 10:00 am y las 14:00 pm visualizado en la Figura 3.15 b).

En la Figura 3.20 se realiza la comparación de los distintos tipos de seguimiento solar presentes, seguidor solar inclinado (SSI), seguidor solar horizontal (SSH) y sin seguidor solar (SSS).

Para realizar el cálculo de rendimiento se toma como valor base, 2.75 [kW] de potencia en DC, ya que la potencia instalada en los inversores es de 5,5[kW]. El cálculo de rendimiento se realiza mediante la ecuación (3.4).

De esta forma, encontramos los siguientes resultados:

- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 2128.0743 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 1986.8526 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 5.1353 %
- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar horizontal durante día despejado fue de 2056.7972 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar horizontal durante día

despejado fue de 2007.9972 [W]

- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 1.7745 %
- La Potencia promedio del String Monocristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 1658.2077 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 1631.9191 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 0.95595 %

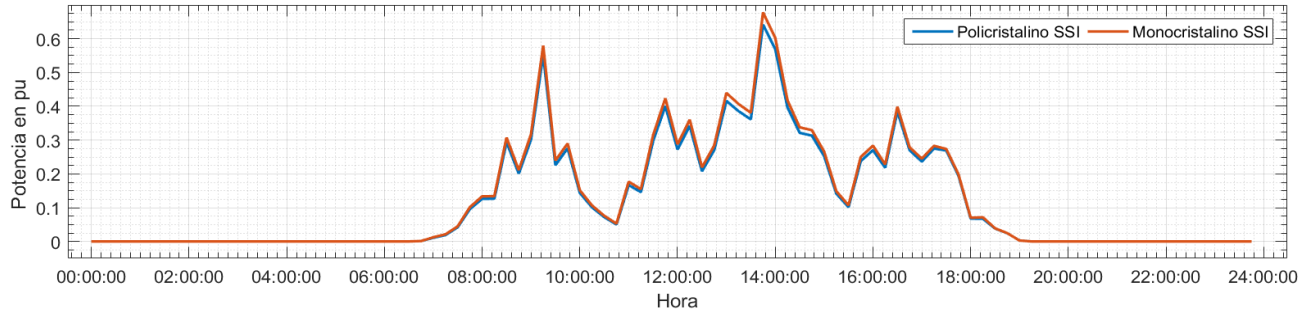
En la sección d) de la Figura 3.19 encontramos presente la radiación de este día. Este valor de radiación total del día 30/08/2019 fue de 7893.6275 [Wh/m<sup>2</sup>].

La Figura 3.20, es una gráfica comparativa de la producción a lo largo del día de los 3 tipos de seguidores solares antes descritos. Esta gráfica nos muestra entre qué puntos del día un tipo de seguimiento solar proporciona una mayor potencia. Los cálculos de producción promedio fueron realizados y arrojaron los siguientes resultados:

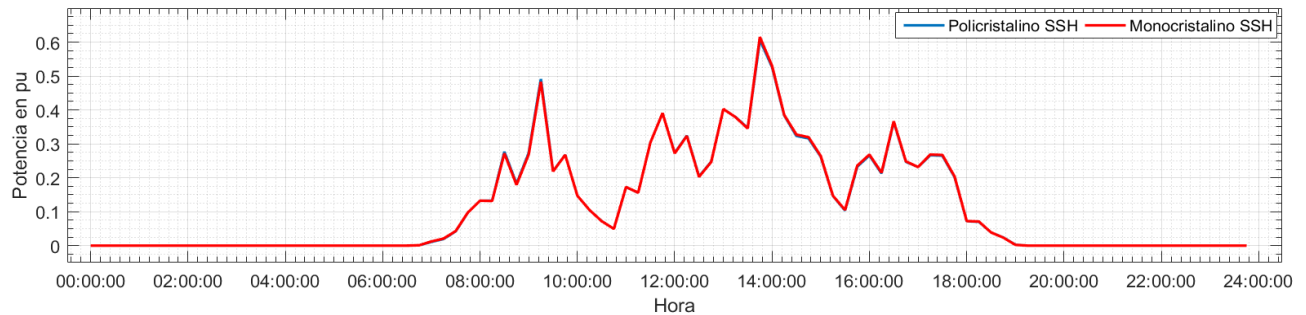
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 4114.9268 [W]
- La Potencia promedio del inversor sin seguidor solar durante día despejado fue de 3290.1268 [W]
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar horizontal durante día despejado fue de 4064.7945 [W]
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno sin seguidor durante día despejado es de un 14.9964 %
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno con seguidor horizontal durante día despejado es de un 0.9115 %

### 3.5.4 Segunda Evaluación de desempeño de producción en un día parcialmente nublado.

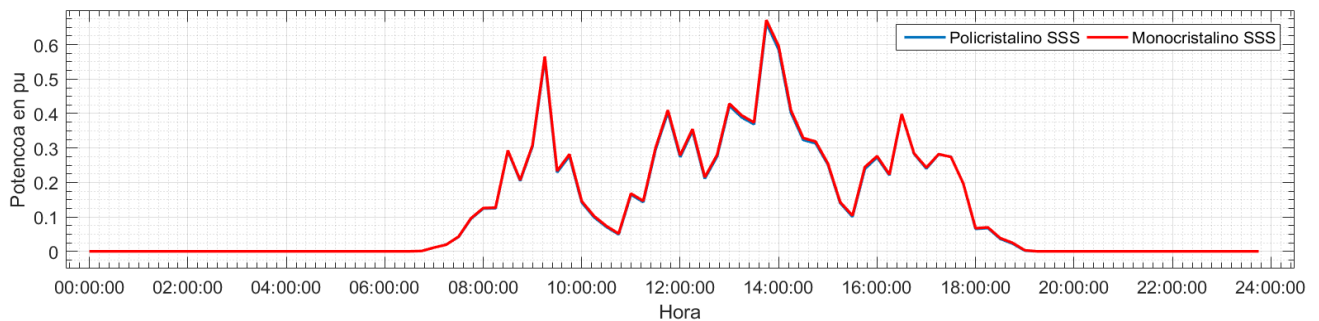
#### A. Producción de strings policristalino/monocristalino en seguidores solares (día no despejado)



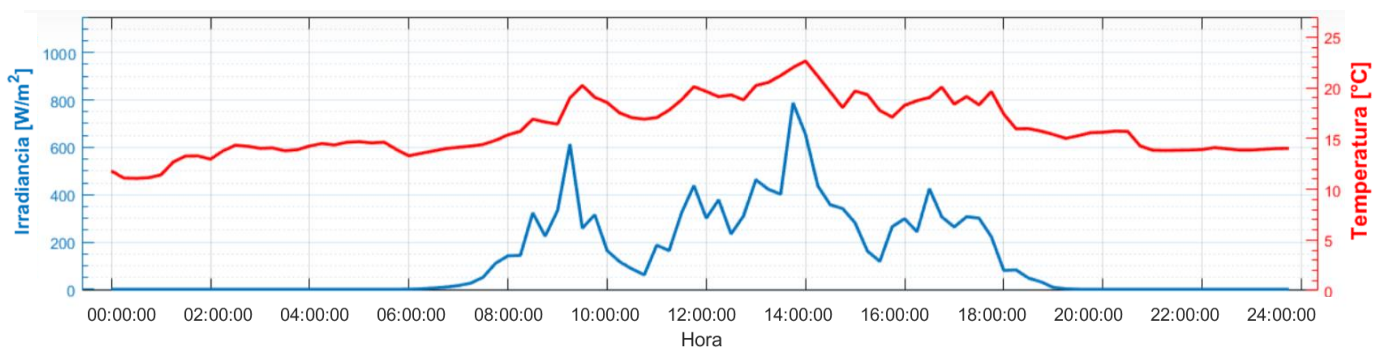
a)



b)

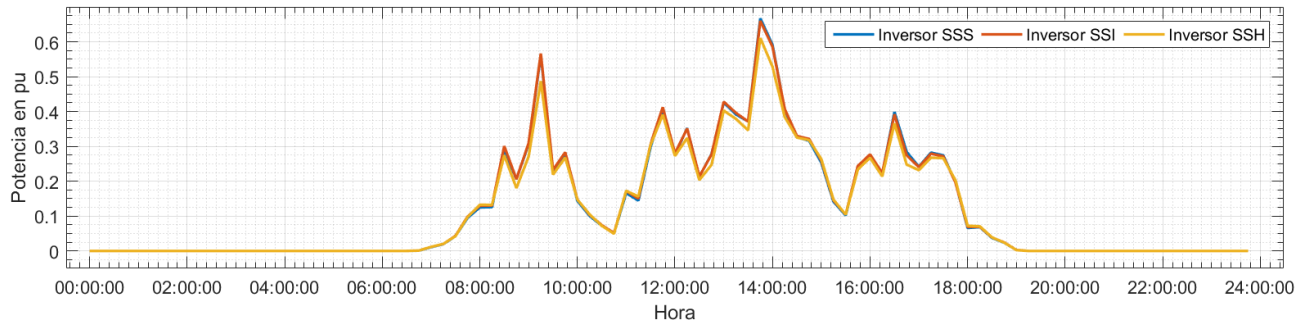


c)



d)

**Figura 3.21 Comparación producción entre string policristalino y monocristalino en un día parcialmente nublado**  
a) Comparación en string con seguidor solar inclinado, b) Comparación en string con seguidor solar horizontal,  
c) Comparación entre strings sin seguidor solar, d) Radiación del día



**Figura 3.22 Comparación entre seguidores solares (parcialmente nublado)**

Para esta etapa ya se ha confirmado como en un día en el que el cielo no se encuentra completamente despejado, la producción solar entre la tecnología policristalino y monocristalino no presentan mayores diferencias. La Figura 3.21 b) y c) presentan gráficas prácticamente iguales en producción al superponerse una sobre otra, sólo en la Figura 3.21a) se aprecia una mínima diferencia.

De igual manera que en la comparación de producción en la Figura 3.21 a), b) y c), al comparar las diferencias de producción en la Figura 3.22, entre seguidores solares no encontramos diferencias notorias, reafirmando la hipótesis de que la diferencia de producción en un día parcialmente nublado no es perceptible.

Mediante el uso de la ecuación 3.3 se realiza el mismo procedimiento para encontrar el rendimiento de los casos de estudio. Presentando los siguientes resultados:

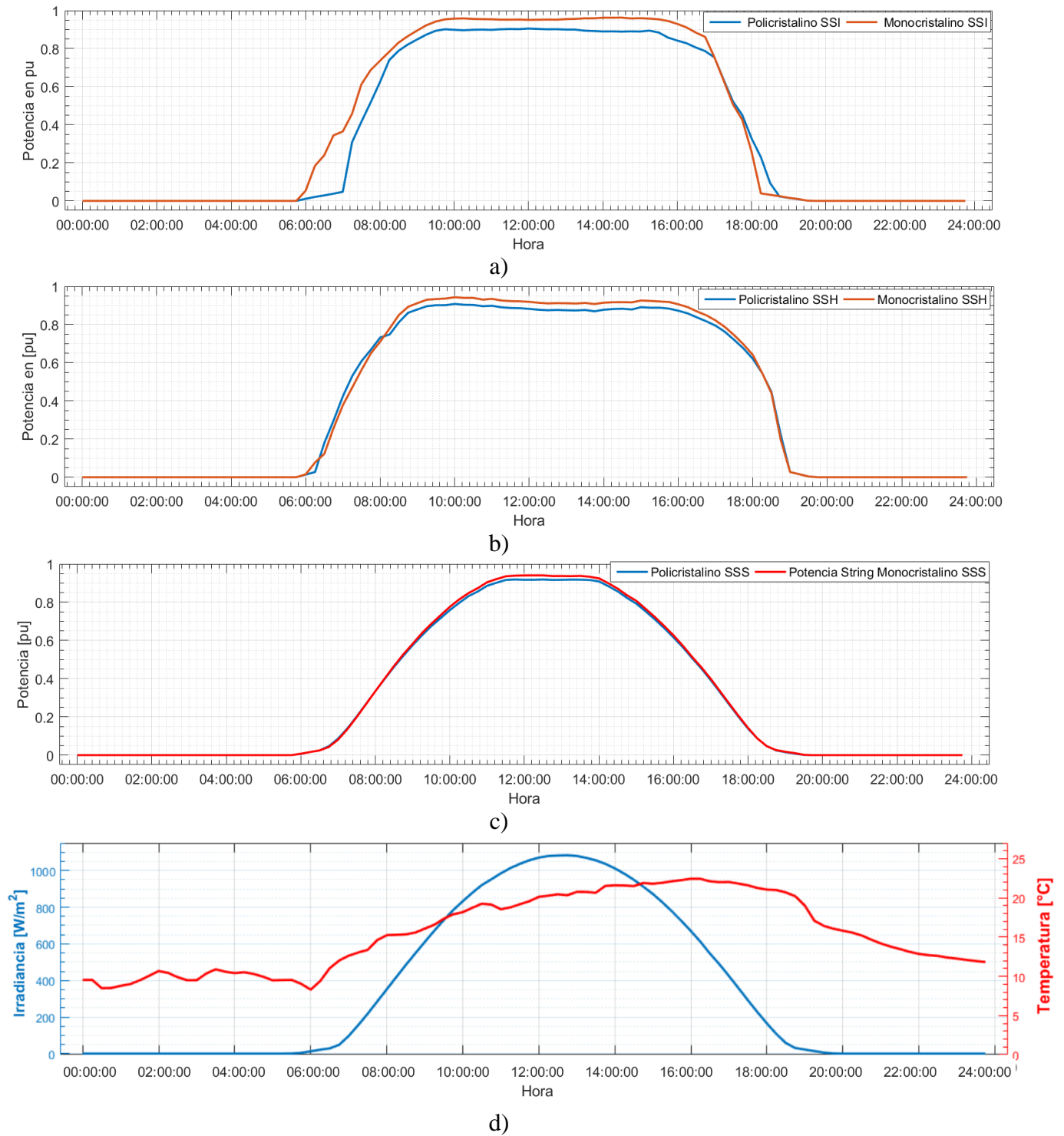
- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar inclinado durante día parcialmente nublado fue de 688.1489 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar inclinado durante día parcialmente nublado fue de 655.1977 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 1.1982 %
- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor horizontal durante día parcialmente nublado fue de 637.9462 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor horizontal durante día parcialmente nublado fue de 636.9362 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 0.036727 %
- La Potencia promedio del String Monocristalino sin seguidor solar durante día despejado

fue de 672.046 [W]

- La Potencia promedio del String Policristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 662.5436 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 0.34554 %
  
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar inclinado durante día parcialmente nublado fue de 1343.3466 [W]
- La Potencia promedio del inversor sin seguidor solar durante día parcialmente nublado fue de 1334.5896 [W]
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar horizontal durante día parcialmente nublado fue de 1274.8823 [W]
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno sin seguidor durante día parcialmente nublado es de un 0.15922 %
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno con seguidor horizontal durante día parcialmente nublado es de un 1.2448 %
  
- La radiación total del día 06/09/2019 fue de 3175.6225 [Wh/m<sup>2</sup>]

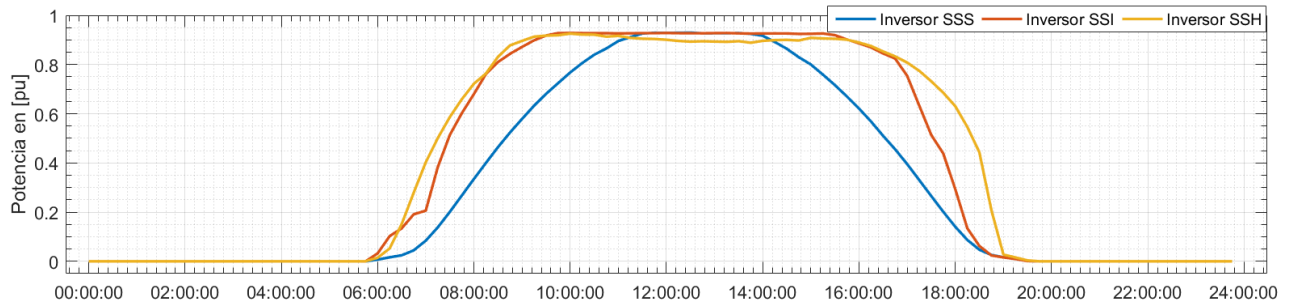
### 3.5.5 Tercera Evaluación de desempeño de producción en un día despejado.

#### A. Producción de strings policristalino y monocristalino en seguidores solares.



**Figura 3.23 Comparación de producción entre string policristalino y monocristalino en un día despejado**

- a) Comparación en string con seguidor solar inclinado, b) Comparación en string con seguidor solar Horizontal, c) Comparación entre strings sin seguidor solar, d) Radiación



**Figura 3.24 Comparación entre seguidores solares (soleado)**

Para esta tercera evaluación de producción la mayor diferencia visual se presenta en la Figura 3.23 a), para las otras comparaciones en las Figura 3.23 b) y c) entre las tecnologías de módulos solares no existe una diferencia significativa.

En la Figura 3.23 b) se visualiza como entre las 11:00 am y las 14:00 pm el inversor opera a máxima potencia. Por esta razón la curva se encuentra limitada en este horario. Podemos ver esto también en la Figura 3.24, donde en este horario alcanza la potencia máxima extraída por el inversor con seguidor solar inclinado.

De igual manera en la Figura 3.24 se realiza la comparación de los distintos tipos de seguimiento solar presentes, seguidor solar inclinado (SSI), seguidor solar horizontal (SSH) y sin seguidor solar (SSS). La comparación de la producción en este caso en la figura 3.20 se puede visualizar como la producción del seguidor solar horizontal supera en producción al seguidor solar inclinado en comparación a los dos casos anteriores.

Para realizar el cálculo de rendimiento se toma como valor base, 2.75 [kW] de potencia en DC, ya que la potencia instalada en los inversores es de 5,5[kW].

De esta forma, encontramos los siguientes resultados:

- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 2287.6934 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 2088.333 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 7.2495 %
- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar horizontal durante día despejado fue de 2342.4153 [W]

- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar horizontal durante día despejado fue de 2279.5468 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 2.2861 %
- La Potencia promedio del String Monocristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 1747.7279 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 1716.9074 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 1.1207 %
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 4376.0264 [W]
- La Potencia promedio del inversor sin seguidor solar durante día despejado fue de 3464.6353 [W]
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar horizontal durante día despejado fue de 4621.9621 [W]
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno sin seguidor durante día despejado es de un 16.5707 %
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno con seguidor horizontal durante día despejado es de un -4.4716 %. Para ser consecuentes con los resultados anteriores, se presenta este resultado en negativo representando que en este caso, el inversor que posee un seguidor solar del tipo horizontal obtuvo un rendimiento mayor que el inversor con el seguidor solar del tipo inclinado.

En la sección d) de la Figura 3.15 encontramos presente la radiación de este día. El valor de radiación total del día 30/08/2019 fue de 7893.6275 [Wh/m<sup>2</sup>].

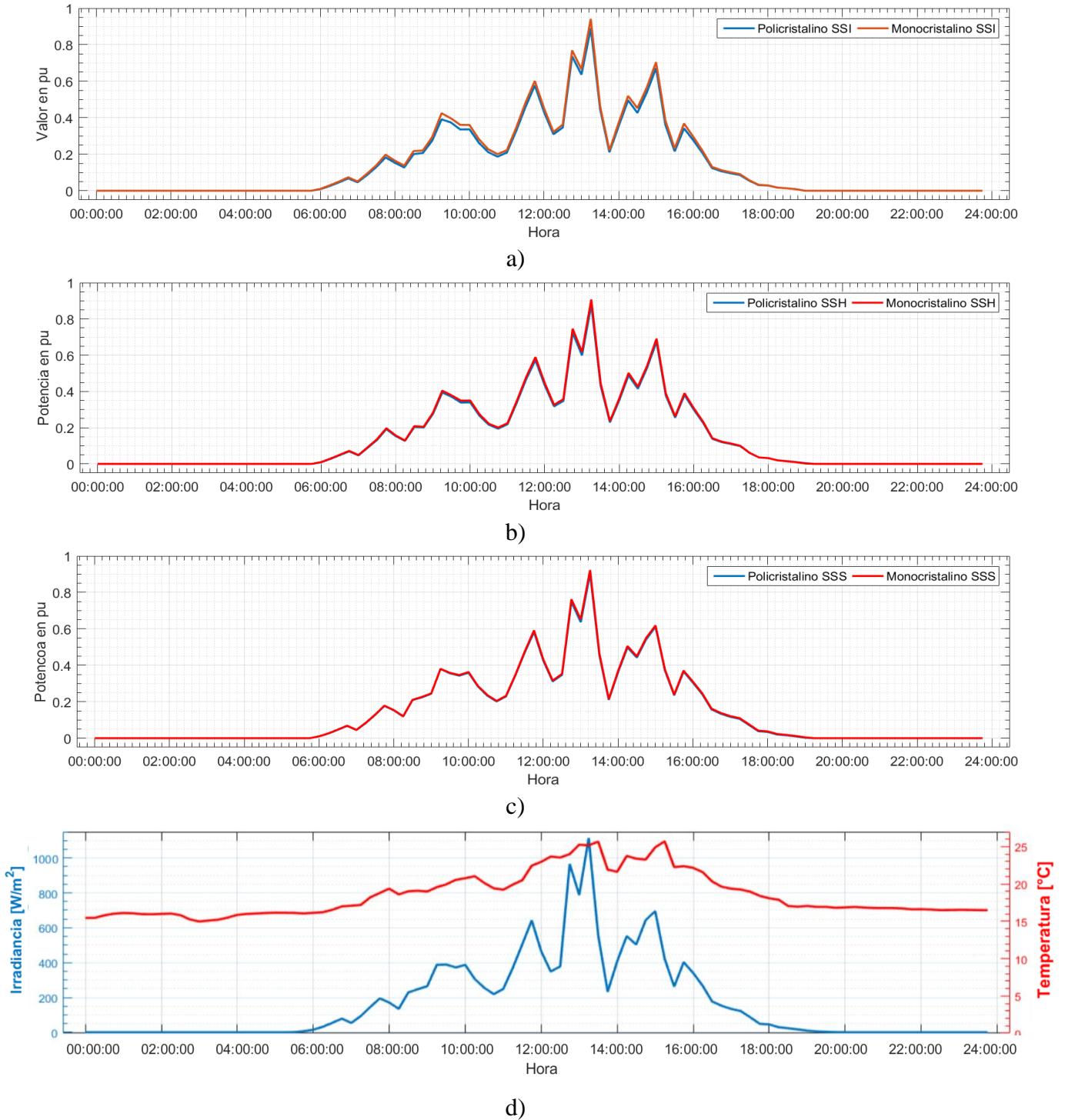
La figura 3.16, es una gráfica comparativa de la producción a lo largo del día de los 3 tipos de seguidores solares antes descritos. Esta gráfica nos muestra entre qué puntos del día un tipo de seguimiento solar proporciona una mayor potencia. Los cálculos de producción promedio fueron

realizados y arrojaron los siguientes resultados:

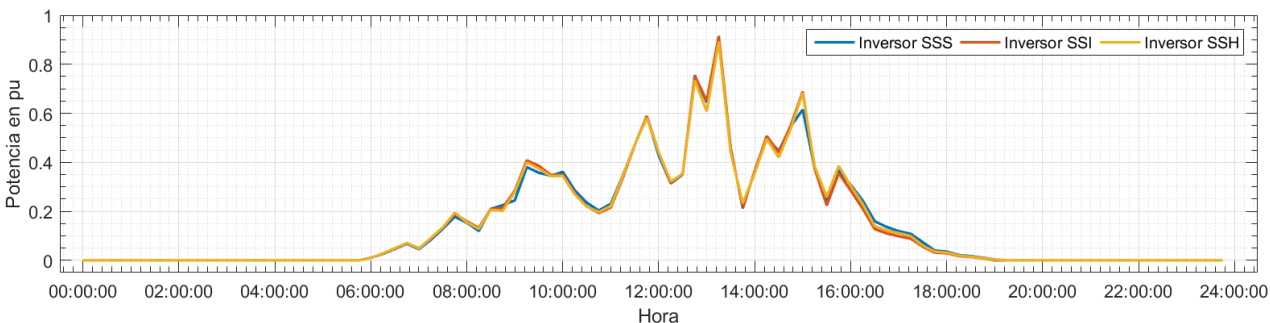
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar inclinado durante día despejado fue de 4376.0264 [W]
- La Potencia promedio del inversor sin seguidor solar durante día despejado fue de 3464.6353 [W]
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar horizontal durante día despejado fue de 4621.9621 [W]
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno sin seguidor durante día despejado es de un 16.5707 %
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno con seguidor horizontal durante día despejado es de un -4.4716 %
  
- La radiación total del día 30/08/2019 fue de 8209.3925 [ Wh/m<sup>2</sup> ]

### 3.5.6 Tercera Evaluación de desempeño de producción en un día parcialmente nublado.

#### A. Producción de strings policristalino/monocristalino en seguidores solares (día no despejado)



**Figura 3.25 Comparación producción entre string policristalino y monocristalino en un día parcialmente nublado**  
 a) Comparación en string con seguidor solar inclinado, b) Comparación en string con seguidor solar horizontal,  
 c) Comparación entre strings sin seguidor solar, d) Radiación del día



**Figura 3.26 Comparación entre seguidores solares (parcialmente nublado)**

Para esta etapa, ya se ha confirmado como en un día en el que el cielo no se encuentra completamente despejado, la producción solar entre la tecnología policristalino y monocristalino no presentan mayores diferencias. La Figura 3.25 b) y c) presentan gráficas similares en producción al superponerse una sobre otra, sólo en la Figura 3.25 a) se aprecia una mínima diferencia.

De igual manera que en la comparación de producción en las figuras Figura 3.25 a), b) y c), al comparar las diferencias de producción en la Figura 3.26, entre seguidores solares no encontramos diferencias notorias, reafirmando la hipótesis de que la diferencia de producción en un día parcialmente nublado no es significativa.

Mediante el uso de la ecuación 3.3 se realiza el mismo procedimiento para encontrar el rendimiento de los casos de estudio. Presentando los siguientes resultados:

- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar inclinado durante día parcialmente nublado fue de 847.43 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar inclinado durante día parcialmente nublado fue de 800.4579 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 1.7081 %
  
- La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor horizontal durante día parcialmente nublado fue de 834.6483 [W]
- La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor horizontal durante día parcialmente nublado fue de 812.737 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 0.79677 %
  
- La Potencia promedio del String Monocristalino sin seguidor solar durante día despejado

fue de 834.6079 [W]

- La Potencia promedio del String Policristalino sin seguidor solar durante día despejado fue de 820.8419 [W]
- La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un 0.50058 %
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar inclinado durante día parcialmente nublado fue de 1647.8879 [W]
- La Potencia promedio del inversor sin seguidor solar durante día parcialmente nublado fue de 1655.4498 [W]
- La Potencia promedio del inversor con seguidor solar horizontal durante día parcialmente nublado fue de 1647.3853 [W]
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno sin seguidor durante día parcialmente nublado es de un -0.13749 %
- La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno con seguidor horizontal durante día parcialmente nublado es de un 0.0091373 %
- La radiación total del día 06/09/2019 fue de 4013.505 [ Wh/m<sup>2</sup> ]

### 3.5.7 Discusión de resultado

La siguiente tabla nos presenta un resumen de los días despejados en los que se realizó la comparación de rendimientos entre las tecnologías de módulos solares del tipo monocristalino y policristalino.

**TABLA 3.20 Comparación de rendimiento entre Tecnología de panel Policristalino y Monocristalino**

Tipo de Tecnología	Día despejado			Irradiancia media
	Seguidor Solar Inclinado	Seguidor Solar Horizontal	Sin Seguidor Solar	
Primera Evaluación $\bar{T}^{\circ} = 14.026^{\circ}\text{C}$	6.0562 %	1.2518 %	1.1228 %	434,887[W/m <sup>2</sup> ]
Segunda Evaluación $\bar{T}^{\circ} = 19,674^{\circ}\text{C}$	5.1353 %	1.7745 %	0.95595 %	543,794[W/m <sup>2</sup> ]
Tercera Evaluación $\bar{T}^{\circ} = 19,54^{\circ}\text{C}$	7.2495 %	2.2861 %	2.2861 %	565,565[W/m <sup>2</sup> ]

La TABLA 3.20 presenta la diferencia de rendimiento entre las tecnologías utilizadas, en un día soleado se presentan de forma más notoria en el seguidor solar inclinado, donde como mínimo se registra una diferencia del 5% entre ambas tecnologías. En todas las comparaciones, la tecnología monocristalino posee un mejor rendimiento en producción que la tecnología policristalino.

En cuanto a los seguidores solares horizontal y sin seguidor solar, las diferencias de rendimiento son muy parecidas y se encuentran en el rango de 1 a 2,5% de diferencia.

A continuación se presenta una tabla de comparación para los días en los que la radiación fue interrumpida por las nubes.

**TABLA 3.21 Comparación rendimiento entre tecnología Policristalino/Monocristalino en días nublados**

Tipo de Tecnología	Día Parcialmente nublado			Irradiancia media
	Seguidor Solar Inclinado	Seguidor Solar Horizontal	Sin Seguidor Solar	
Primera Evaluación $\bar{T}^{\circ}=12,85^{\circ}\text{C}$	0.69025%	0.26088%	0.22012%	98,877[W/m <sup>2</sup> ]
Segunda Evaluación $\bar{T}^{\circ}=18,403^{\circ}\text{C}$	1.1982 %	0.036727 %	0.34554 %	218,422[W/m <sup>2</sup> ]
Tercera Evaluación $\bar{T}^{\circ}=21,074^{\circ}\text{C}$	1.7081 %	0.79677 %	0.50058 %	276,212[W/m <sup>2</sup> ]

La TABLA 3.21 proporciona el resumen de los datos en días parcialmente nublados, en los cuales se pueden visualizar que solo en el caso del seguidor solar inclinado se encuentran dos casos en los cuales se supera el 1% de diferencia entre los rendimientos de las tecnologías.

Para los casos en los que se evaluaron los seguidores solares horizontal y la estructura que se mantuvo fija, es decir la estructura sin seguidor solar, las diferencias de rendimiento entre las tecnologías de módulos solares no superó el 1%.

Se puede visualizar de forma clara, como cuando las condiciones meteorológicas son favorables, la diferencia de rendimiento entre un panel monocristalino y policristalino, es de mayor consideración que para los otros casos.

Por otro lado, uno de los resultados a destacar, son las pequeñas diferencias de rendimiento presente al no poseer seguidor solar y al poseer seguidor solar horizontal durante un día despejado. En este caso, la diferencia de rendimiento prácticamente es la misma para los casos estudiados, donde esta diferencia de rendimiento se encuentra entre el 1 y el 2,5%.

Al visualizar los datos de rendimiento un día el cual las condiciones meteorológicas no son favorables, nos encontramos con mayores sorpresas. Dado que ya poseíamos pequeñas diferencias de

valores en rendimiento entre estas 2 tecnologías, paneles fotovoltaicos monocristalino y policristalino durante un día soleado, se esperaba que las diferencias se mantuvieran cuando el día sea parcialmente nublado. Pero esto no ocurre, en la TABLA 3.21 encontramos que solo en el seguidor solar se presentan dos casos donde la diferencia entre estas dos tecnologías supera el 1%, en todas demás comparaciones las diferencias de rendimiento entre ambas tecnologías no superan el 1%.

De estos resultados inferimos como la diferencia de rendimiento realmente puede llegar a ser apreciable cuando se conste de un seguidor solar inclinado, mientras las condiciones meteorológicas sean favorables. De otro modo, esta diferencia de rendimiento, solo se encontrará cercana al 1%.

**TABLA 3.22 Comparación de rendimiento con seguidor solar inclinado**

Tipo de Tecnología	Día despejado		Día Parcialmente nublado	
	Seguidor Solar Horizontal	Sin Seguidor Solar	Seguidor Solar Horizontal	Sin Seguidor Solar
Diferencia de $\eta$	9.4219 %	10.6101 %	0.2356 %	0.016698 %
Diferencia de $\eta$	0.9115 %	14,9964 %	1,2448 %	0.16698 %
Diferencia de $\eta$	-4,4716%	16,5707 %	0,0091 %	-0,1374 %

Como ya se había explicado, en un comienzo el mejor rendimiento en cuanto a producción eléctrica se produjo en la tecnología que posee seguidor solar del tipo inclinado. Por esto es que tomamos como referencia de producción esta tecnología para sus diferentes tipos de seguidor presente en la microred.

La TABLA 3.22 entrega en resumen, la diferencia de producción existente entre las tecnologías. Se visualiza de manera clara, como cuando el cielo se mantuvo despejado durante todo el día, la diferencia de rendimientos entre el seguidor solar inclinado y sus homólogos, se mantiene cercano a al 10% en ambos casos. Esto es considerable y debe tomarse en cuenta, ya que para una instalación, puede ser beneficioso el hecho de ahorrar dinero en seguidores solares, y evaluar la instalación de un 10% de paneles más para compensar esa diferencia de producción.

La TABLA 3.22 también nos presenta, que la diferencia entre la producción con seguidor solar en plano horizontal, y la estructura fija, no poseen una diferencia muy amplia en cuanto rendimiento.

Ahora bien, si miramos los rendimientos de los días en que el cielo estuvo parcialmente nublado, no son muy distintos, no superan la diferencia del 1%. Esto muestra la diferencia existente de los rendimientos en los días en que las condiciones meteorológicas no son favorables de un día soleado completamente.

Una de las comparaciones que llama bastante la atención es la producción entre las estructuras

en días soleados y parcialmente nublado que resumimos en siguiente tabla., para la cual tomamos uno de los días de comparación entre las estructuras

**TABLA 3.23 Comparación Potencias promedio durante día despejado y parcialmente nublado**

	Día Soleado		Día Nublado	
	Potencia Promedio	Radiación	Potencia Promedio	Radiación
Seguidor Solar Inclinado	3264.16 [W]		591.86 [W]	
Seguidor Solar Horizontal	2793.06 [W]	6.31 [kWh/m <sup>2</sup> ]	580.08 [W]	1.46 [kWh/m <sup>2</sup> ]
Sin Seguidor Solar	2733.65 [W]		591.03 [W]	

Mediante la TABLA 3.23 puede visualizarse, como aunque la radiación del día soleado es 4.32 veces la radiación del día parcialmente nublado:

- La producción en potencia promedio en el inversor solar que no posee seguidor solar es 4.62 veces más el día soleado.
- La producción en potencia promedio en el inversor solar con seguidor solar horizontal es 4.81 veces más el día soleado.
- La producción en potencia promedio en el inversor solar con seguidor solar inclinado es 5.51 veces más el día soleado.

En este caso se han comparado dos días donde las radiaciones medias fueron 434,887[W/m<sup>2</sup>] y 98,877[W/m<sup>2</sup>], entre las cuales encontramos que el día soleado es 4.39 veces la radiación del día parcialmente nublado, pero para este mismo caso podemos ver como los seguidores solares provocan una producción mayor.

## Capítulo 4. Evaluación de Microred mediante Simulación

---

Este capítulo presenta una simulación realizada en el programa Simulink de Matlab. Esta plataforma posee una base de datos de módulos fotovoltaicos, además de presentar ayudas para la realización de MicroRedes tanto on-grid como off-grid.

Para esta sección se tomó en cuenta una cantidad de módulos representativos de la potencia instalada en la Microred UCSC. Todo el arreglo de módulos fotovoltaicos realizará su transición a potencia en corriente alterna mediante un solo cuadro representativo de los inversores presentes en el laboratorio.

Uno de los objetivos de esta simulación es visualizar la transferencia de potencia existente entre las barras. De esta manera se centrará en realizar la simulación de la planta hasta su barra de conexión en el gimnasio y como esta necesita de una conexión a la red, es decir, una referencia de señal para su operación.

Todo el diagrama de simulación, sigue de forma simplificada el diagrama unilineal presentado en 2.2.2 de una forma general, presentando las limitaciones comentadas. En general, esta no será una representación exacta pero si entregará información representativa de lo que ocurre en la microred, visualizando la generación en DC y el comportamiento que posee la potencia al ser afectado por cambios de temperatura.

## 4.1. Diagrama de simulación y representación de la microrred

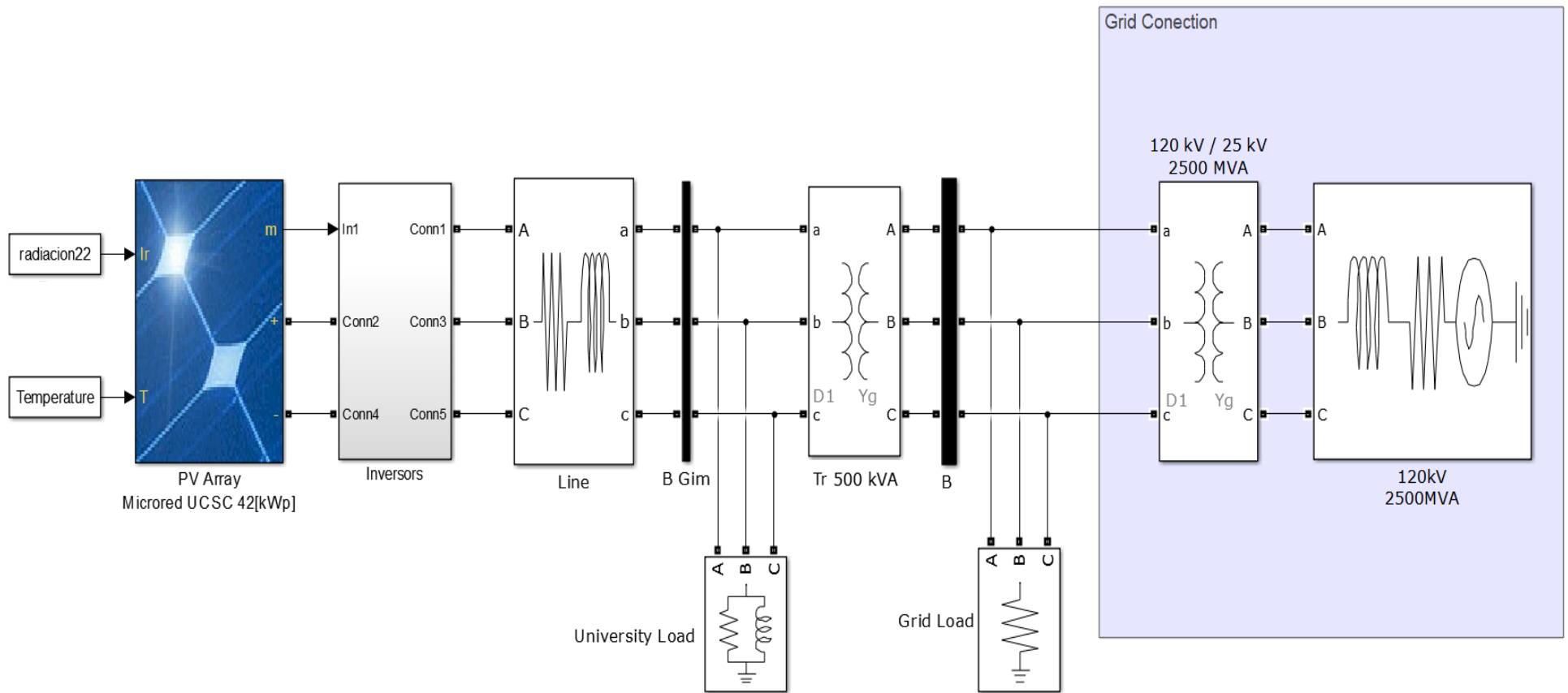


Figura 4.1 Simulación Microred on-grid

La Figura 4.1 es una representación de la microred, no completamente idéntica a lo que se encuentra presente en el laboratorio de la microred, pero representa los puntos más generales y representativos de la microred.

En la Figura 4.1 se encuentra la simulación realizada en Simulink, en la cual se ha considerado una radiación real extraída de los datos guardados por en el datalogger del blue'log. La radiación y temperatura simuladas son referentes al día sábado 31 de agosto del 2019, y son las variables que el "PV array" necesita para la simulación.

Las salidas que entrega "PV array" son:

- $m$  = Conjunto de parámetros (Voltaje y Corriente DC en a la salida del arreglo fotovoltaico, irradiancia, temperatura y la corriente del diodo).
- $+$  = Equivalente a la salida en positivo de nuestro arreglo de paneles fotovoltaicos.
- $-$  = Equivalente a la salida en negativo de nuestro arreglo de paneles fotovoltaicos.

Estas dos últimas señales se dirigen hacia el bloque "Inverters" en el laboratorio, bloque que posee tres entradas de señal y tres de salida:

- $In1$  = Estas señales provenientes de " $m$ ", serán tomadas por el inversor para realizar el control del propio inversor.
- $Conn2$  y  $Conn4$  = Señales positiva y negativa que entrarán al inversor para dar comienzo a la inversión de potencia.

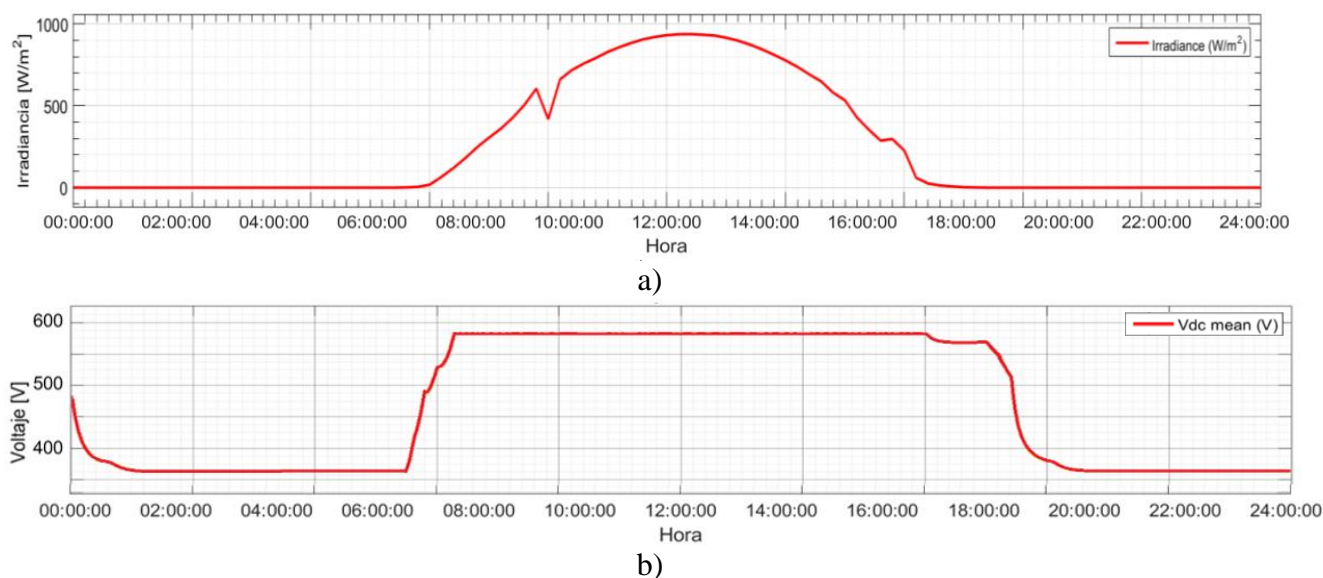
De esta forma la salida de del bloque "Inverters", será la que se encuentre disponible para la conexión con la barra "B gim" (en representación de la barra del gimnasio), o conexión a la red. Entre los el bloque "Inverters" y la barra "b gim" encontraremos un bloque llamado "line" representativa de la propia línea transmisión entre estas (para esta línea se consideraron valores pequeños que no afectaban al sistema con mayores pérdidas).

Después de la barra "B gim", se presenta una carga representativa de cualquier consumo dentro de la universidad (para esta simulación, se considera que solo existe una carga de 40 [kW] y 2[kVAr]i). Aguas arriba de esta carga se encontrará el transformador "Tr" que realiza la transformación de parámetros a 380[v] en baja tensión.

Aguas arriba se encuentra la barra "B", que es representativa de la barra principal de la universidad. También se presenta el bloque "grid load" en representación de los consumos externos a la universidad y enmarcado en celeste el bloque representativo de una red de distribución eléctrica.

## 4.2. Resultados gráficos

Las siguientes gráficas presentarán algunos los valores de irradiancia y voltaje. En este punto se presenta el voltaje producido por esta irradiancia a lo largo del día.

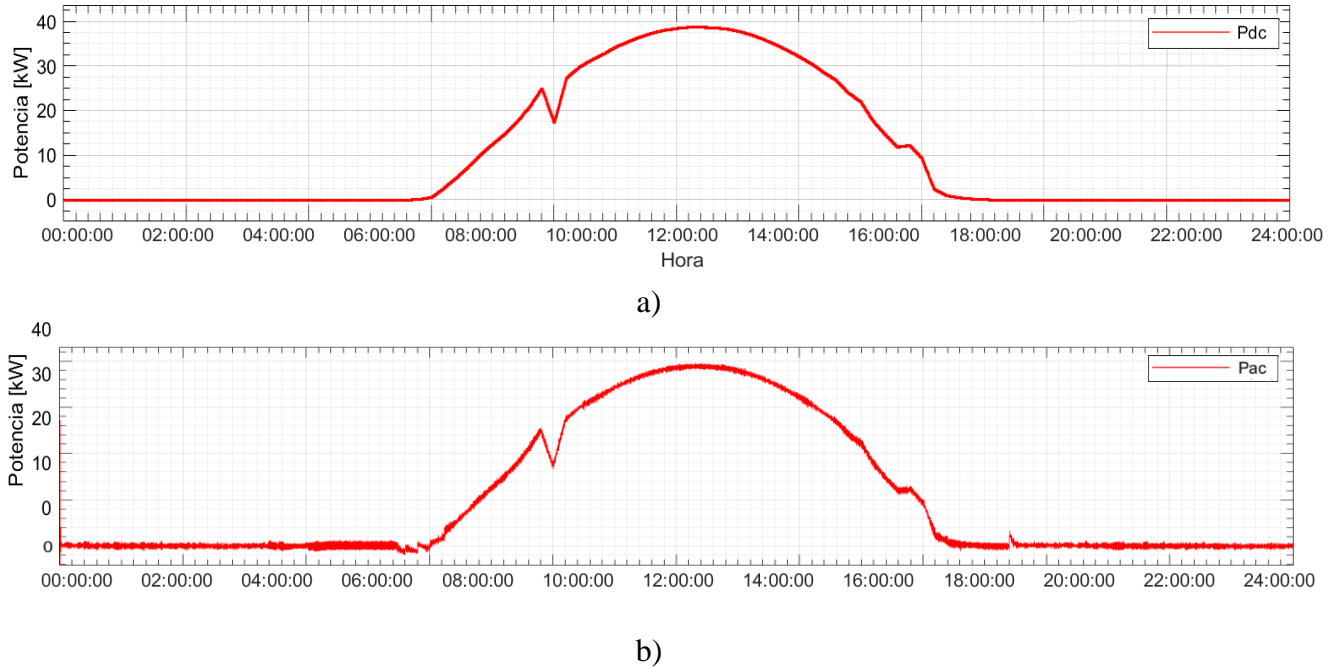


**Figura 4.2 Parámetros leídos en DC, salida del arreglo de paneles.**

a) Lectura de Irradiancia para la producción, b) Voltaje en DC del arreglo de paneles

En la Figura 4.2 se presentan las variables de producción eléctrica en el lado de DC, en la gráfica a) encontramos la irradiancia obtenida de nuestra plataforma VCOM, y es la principal variable para la producción eléctrica. La gráfica b) presenta la variable voltaje a la salida del arreglo de paneles. Se presenta como el voltaje aumenta cuando la irradiancia del día empieza a tener contacto con los módulos fotovoltaicos, esto ocurre aproximadamente a las 8:15 de la mañana, generando que el voltaje llegue a su valor nominal de trabajo, mientras la potencia, irá aumentando directamente proporcional al aumento de irradiancia.

El valor obtenido en el peak de irradiancia genera aproximadamente 40[kW] de los 43.4 [kWp] instalados.



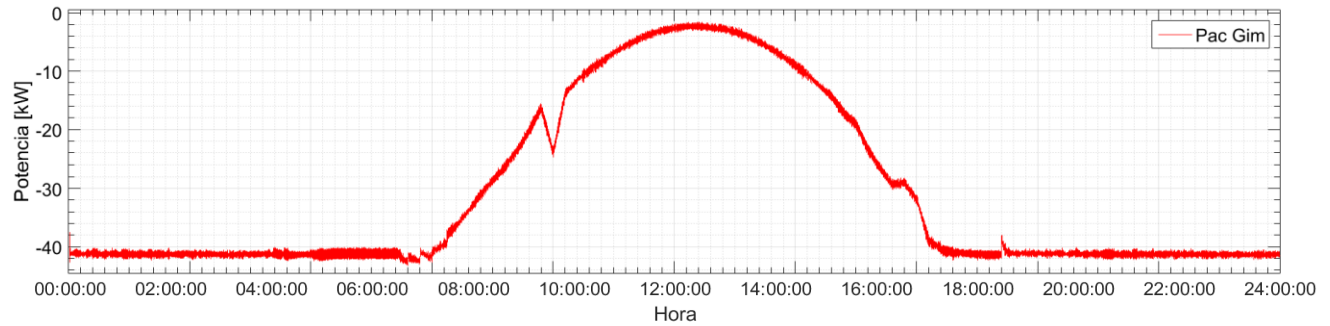
**Figura 4.3 Gráfica de Potencias y comparación**

a) Potencia arreglo paneles fotovoltaicos en DC,  $P_{dc}$  b) Potencia entregada en barra gimnasio,  $P_{ac}$

Las potencias producidas en Figura 4.3 han sido leídas a la salida de los paneles fotovoltaicos y en la barra del gimnasio respectivamente. Como la microred no presenta una carga directa en de la barra del gimnasio, su única pérdida es el recorrido que realiza entre los inversores y la propia barra. Esta es la razón, por la que toda la producción eléctrica, es entregada para el consumo. Una vez entregada en la barra del gimnasio, se encontrará disponible para cualquiera de los consumos presentados en el diagrama de la Figura 2.3.

Ahora bien, el primer consumo que encontramos en nuestro diagrama es “University load”, cuya carga es de 40[kW].

Si vemos el peak de producción en la Figura 4.3 b) podemos visualizar que la producción de no supera en potencia los 40[kW] necesarios para operar la carga “University load”. Por ende, si visualizamos la Figura 4.4 que presenta el flujo de potencia existente en la barra B, veremos que en el punto de máxima generación, nos acercaremos a un flujo de potencia nulo. Pero el resto del día, nos encontraremos extrayendo energía de la red para la operación de esta carga.



**Figura 4.4 Flujo de potencia en barra B**

Esta simulación ayuda a visualizar el flujo de potencia existente en la barra B. Para este caso existen 2 posibilidades: la primera es que la microred sea capaz de suministrar la energía a la barra para la operación autosuficiente de la propia carga “University Load”. La segunda es cuando la producción de energía sea menor a la consumida por la carga.

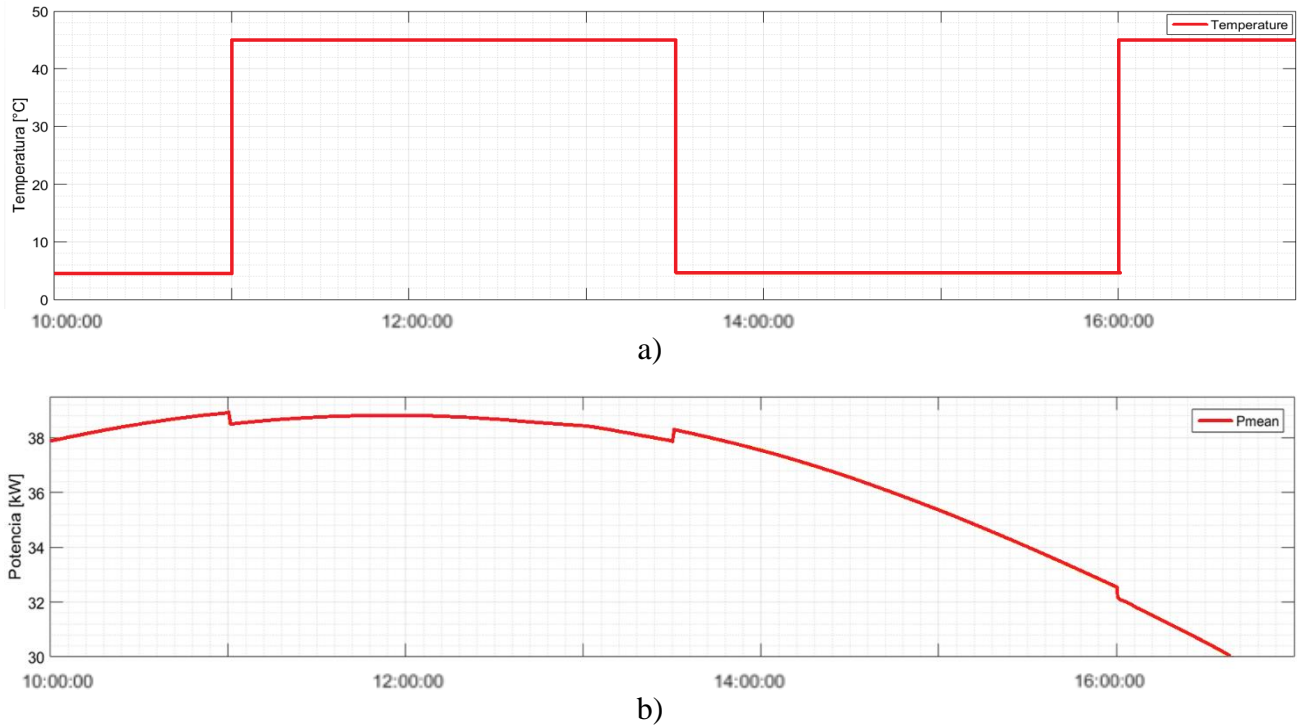
La carga que se ha configurado en la simulación presenta un consumo constante durante todo el día, la Figura 4.4 nos ayuda a entender como la carga necesita este suministro constante durante todo el día, esto se puede inferir debido a que el flujo de potencia en las áreas 0:00 am hasta las 7 am y desde las 18:00 pm a las 24:00 pm la gráfica presenta un valor negativo, en representación de que se necesita un flujo de potencia desde la propia red para lograr cubrir la demanda de la carga.

Cuando comienza la producción aproximadamente a las 7:15 am, el valor de la potencia activa extraída desde la red comienza a ser menos, de esta manera cuando llegamos al peak de producción, aproximadamente a las 12:00 am, es cuando existe la menor extracción de energía desde la red eléctrica pública.

Los valores obtenidos en las gráficas son representativos de lo que sucede en una Microred. Ahora bien, hemos realizado algunas mediciones con y sin la temperatura como variable, y se toma en consideración que esta variable afecta a la producción eléctrica, pero las variaciones de temperatura no son significativas para una variación visible en la producción eléctrica, por lo que se toma la decisión de realizar una simulación en la cual se modificará la temperatura en forma de escalón, para visualizar el efecto que posee la temperatura en la producción de un microred.

De esta manera, en el siguiente gráfico se presenta como se realizó la alteración de la temperatura para visualizar su efecto sobre la producción eléctrica.

### Efectos de la temperatura



**Figura 4.5 Efecto de la temperatura sobre la producción solar**

a) temperatura, b) efecto en la producción

En la Figura 4.5 realizamos un cambio brusco en la temperatura variando estas 3 veces durante la producción solar, esto con el fin de visualizar el efecto de la temperatura en la potencia que se genera. Los cambios en la temperatura los podemos visualizar en el apartado a) de la Figura 4.5 y fluctuaron de 45°C a 4,5°C, afectando indirectamente proporcional a la producción energética. A las 11:00 am se produjo el primer ascenso abrupto de la temperatura a un 45°C de su temperatura produciendo una disminución de 400[W]. A las 13:30 pm se produjo nuevamente un cambio en la temperatura reestableciendo el valor de producción. Este efecto es el que produce la temperatura en el panel fotovoltaico. Finalmente el último cambio se produjo a las 16:00, esta vez nuevamente se visualiza que la producción energética disminuye cercano a los 400[W]. Vemos que si obtenemos un aumento de temperatura, la producción solar de los paneles, disminuye, y viceversa, si la temperatura disminuye la producción aumenta.

Podemos indicar de una forma clara tras esta actividad, como la simulación nos entrega valores que acercan la experiencia a la realidad ocurrente en una planta de microred.

## Capítulo 5. Conclusiones

---

### 5.1. Sumario

Este informe presenta el contexto que envuelve un proyecto de generación eléctrica a partir de la energía solar como es el caso de la Microred UCSC, para lo cual se desarrolló un estudio con el fin de ratificar la capacidad de radiación Chilena para el uso de la tecnología de generación solar en este sector del país. Además de esto se presentan instalaciones similares existentes en Chile, de entre las cuales se destaca la universidad por la diversidad de tecnología implementada, capacidad instalada, y la instalación a nivel de piso (siendo accesible a la vista de los estudiantes), todo esto tomando en consideración el lugar geográfico en la que se ubica esta instalación en el país.

Además muestra la ubicación que posee la microred dentro del establecimiento universitario mediante un diagrama unilineal y se realiza una presentación de la estructura de la microred, desde el área de producción (patio de la microred), hasta el lugar de control y conversión de la energía (laboratorio de la microred).

Para complementar lo anterior se presenta y detalla el funcionamiento de los distintos equipos disponibles, empezando por la tecnología de módulos solares existentes, las estructuras de montaje y los sistemas de seguimiento solar. Las distintas tecnologías de conversión de energía también son abarcadas en esta sección.

Para visualizar la revisión de las variables eléctrica de manera pública de forma remota y privada de forma local, se llevó a cabo los protocolos de liberación de puertos en conjunto a servicios informáticos, implementando la comunicación de los equipos inversores de energía, sensores la estación meteorológica con las plataformas privadas de almacenamiento de datos.

En este punto las condiciones permitían realizar el diseño de un abanico de actividades, evaluación de efecto sombra, evaluación ángulo óptimo de inclinación, evaluación de desempeño mediante el recorte de potencia en un inversor, visualización de flujos de potencia entre las barras, comparación de producción entre tecnologías existentes en Microred UCSC.

Se utiliza el registro de datos de variables meteorológicas para visualizar su correlación con las variables eléctricas producidas y llevar adelante distintas actividades que utilicen el registro de información de variables eléctricas de estos sistemas de monitoreo.

Con el motivo de realizar una modificación de los parámetros de operación de los inversores marca Fronius, se toma contacto con los representantes. Para tener acceso a estos parámetros se realiza una capacitación al año a nivel país, donde entregan las capacitaciones y los accesos necesarios. Los

representantes aceptaron entregar los accesos al mencionar los estudios que se querían realizar, siempre y cuando se les entregue documentos de responsabilidad por parte del usuario.

Finalmente se realiza una simulación general de la microred, tomando en consideración que esta simulación no representa de forma exacta a la existente en la universidad, pero si entrega parámetros relevantes para evaluar el comportamiento de este sistema al proporcionar energía eléctrica para el consumo universitario.

## 5.2. Conclusiones

La implementación de los sistemas de comunicación para medición y registro de variables de los equipamientos de las marcas existentes en las instalaciones de la Microred fue llevada a cabo de manera exitosa, permitiendo la comunicación libre hacia los servidores privados de las marcas correspondientes, tomando en consideración la seguridad de la red universitaria para el libre traspaso de datos.

De igual manera se implementó un el sistema de comunicación de un sistema de monitoreo externo a las marcas correspondientes con el fin de visualizar y comparar estas plataformas, tomando en consideración los puntos mencionados anteriormente referente a la red universitaria.

De esta forma se configuró cada una de las plataformas para la visualización de datos de manera efectiva y correctamente. En este punto se logró realizar una visualización y comparación del registro de variables.

La estructura general del proyecto de la instalación fue pensada para albergar la mayor cantidad de tecnología posible, añadiendo en su infraestructura distintos tipos de módulos solares y distintos tipos de tecnologías de inversión, esto entregó la posibilidad de generar comparaciones entre toda la diversidad de tecnología presente en el laboratorio.

Dentro de las actividades realizadas, cuando se produjeron sombras en los módulos solares, se logró visualizar que las sombras producidas sobre los módulos solares no afectan de manera proporcional a la producción de energía a todas las tecnologías.

En el caso de los inversores string con módulos capa fina se presentó lo siguiente:

- Al sombrear un 1,5% del área total de los módulos solares, la producción eléctrica disminuye un 8%.
- Al sombrear un 3% del área total de los módulos solares, la producción eléctrica disminuye un 14,5%.

Al trabajar con inversor string con tecnología de generación policristalino, los resultados

entregaron lo siguiente:

- Reducir un 1.4% el área total del string, genera una disminución de producción del 7,7%.
- Reducir un 2.8% el área total del string, genera una disminución de producción del 10%.

En el caso de los microinversores, el efecto de las sombras fue el siguiente:

- Reducir un 5% del área de trabajo, genera una disminución de producción de 6%.
- Reducir un 8.3% del área de trabajo, genera una disminución de producción de 8.2%.
- La reducción de un 17% del área de trabajo, genera una disminución de producción del 17%.

De esto se concluye como la única tecnología que en la cual se presenta esta proporcionalidad en cuanto al área de sombreado y disminución de producción.

Además se puede mencionar como la tecnología capa fina es más propensa a obtener peores rendimientos cuando sus strings son afectados por sombras.

En esta sección se pudo visualizar de forma paralela la operación de los diodos de bloqueo en un sistema con inversores string. Aquí se presentó el caso en el cual un string disminuía su voltaje de operación al ser sometido a estas sombras, para lo cual se esperaba que el string dejara de operar debido a los diodos de bloqueo, pero en la práctica el resultado obtenido no era este, sino que el string con sombras continuaba operando al disminuirse el voltaje de operación del MPPT. La hipótesis que se plantea es que por un momento el string afectado por sombras detiene su operación debido al diodo de bloqueo, pero el MPPT mediante el algoritmo de perturbación y observación logra la reinsertión del string fuera de operación al modificar el ciclo de trabajo y provocar la disminución del voltaje de operación del propio MPPT.

La actividad en la cual se realiza una optimización del ángulo de inclinación fue realizada en el sistema de seguimiento solar de dos ejes. Este sistema no se encuentra en funcionamiento, pero proporciona la posibilidad de ser controlado mediante un panel de control para su maniobra. Aunque se ha diseñado para ser una actividad con fines mayormente didácticos, de manera práctica se puede observar cómo afecta el ángulo de inclinación a la producción solar. El desarrollo de esta actividad proporciona la posibilidad de realizarse varias veces en un año y con resultados diferentes, debido a que el ángulo máximo de incidencia que el sol alcanza durante un día (aproximadamente al medio día) fluctúa a lo largo de este periodo. Por tanto los resultados obtenidos quedan acotados para esta etapa del año.

.El día en que se desarrolla esta actividad (31-08-2019) se procura que sea lo más cercano al medio día. Cuando se realiza una comparación de producción entre el antes y después de llevar a cabo

la optimización se logra concluir que la producción aumento en un 8% al modificar el ángulo de inclinación de 30° a 50° aproximadamente.

La tecnología presente en el laboratorio también permitió, realizar una experiencia para visualizar el flujo de potencia entre la barra del laboratorio y la barra del gimnasio. Podemos destacar que la microred proporciona herramientas para cursos en distintos niveles de la carrera realicen laboratorios, con el fin de ver los comportamientos de las variables eléctricas entre distintas barras, al existir en una de estas inyección y consumo de energía.

La siguiente actividad nos permite realizar comparación de producción entre los distintos tipos de seguimiento solar y los distintos tipos de tecnologías de módulos solares en un día completamente despejado y en un día con nubosidad parcial.

La primera comparación que se realizó fue entre las tecnologías de módulos monocristalino y policristalino en el seguidor solar inclinado en un día despejado, para la cual la tecnología monocristalino obtuvo un 6,05% de rendimiento más que el módulo policristalino. En el seguidor solar horizontal en un día despejado, la tecnología monocristalino obtuvo un 1,25% de rendimiento más que el módulo policristalino. Ahora bien, cuando la estructura se mantiene fija, sin seguidor solar, la tecnología monocristalino obtuvo un 1,12% de rendimiento más que el módulo policristalino.

Cuando se visualiza la producción según el tipo de seguimiento solar, se concluye que el seguidor solar inclinado es el que posee una mejor producción de energía, con un 10,61% de rendimiento más que una estructura sin seguimiento solar y un 9,42% más que un sistema con seguimiento solar horizontal.

Ahora bien, cuando la comparación se realiza entre las tecnologías de módulos fotovoltaicos en un día parcialmente nublado se obtuvo los siguientes resultados. En el sistema con seguimiento solar inclinado la tecnología monocristalino sólo supero en un 0.69% a la tecnología policristalino. En el sistema con seguidor solar horizontal la producción solar de la tecnología monocristalino superó en 0.26% a la policristalino. Y finalmente en un sistema sin seguimiento solar la diferencia de rendimiento entre estas dos tecnologías es de 0.22% a favor de la tecnología monocristalino.

Cuando se realizó la comparación de producción entre los sistemas de seguimiento solar en un día nublado se obtuvo que el seguidor solar inclinado obtuvo un 0.01% de rendimiento más que una estructura sin seguimiento solar y un 0.23% de rendimiento más que un sistema con seguidor solar inclinado.

De esta actividad se concluye como cuando las condiciones meteorológicas son buenas, se logra apreciar una diferencia clara en las tecnologías de seguimiento solar del orden del 10% del

rendimiento, mientras que estas diferencias no son considerables cuando la comparación se realiza en un día parcialmente nublado, donde la diferencia de rendimiento no supera el 1%. (Se debe tener en consideración, que la comparación de estas tecnologías se realizaron bajo ciertas variables atmosféricas y que estas variables son tomadas de días específicos del año, por ende no son representativas del año completo, y que estos rendimientos pueden variar al compararse en otras estaciones del año)

### **5.3. Trabajo Futuro**

Cuando se obtenga una data de producción de al menos un año, se podrá evaluar la diferencia de rendimiento entre una estructura con seguidor solar y una que no posea seguimiento solar. De esta manera realizar la comparación, si conviene invertir el dinero en un sistema de seguimiento solar o en una mayor cantidad de módulos solares.

Dentro de esta actividad se llevó a cabo la visualización de la producción eléctrica con distintos tipos de seguimiento solar, pero no se pudo llevar a cabo un estudio con el sistema de seguimiento de dos ejes. Se propone poner en marcha el sistema de seguimiento solar de dos ejes, así realizar estudios comparativos de esta infraestructura con los otros dos sistemas de seguimiento solar presentes en el las dependencias. Además se propone realizar una optimización del seguimiento solar inclinado, ya que este tiende a disminuir su producción al avanzar el día.

Se propone evaluar un sistema de mantenimiento preventivo y predictivo mediante el equipamiento presente en el laboratorio.

Dentro de los trabajos a futuro se propone realizar el control de cargas mediante los inversores Fronius, estos poseen contactos NA y NC, que pueden ser controlados mediante la potencia que se encuentra atravesando el propio inversor. Este tipo de control se lleva a cabo en conjunto a un relé.

Finalmente se propone generar una simulación más detallada, ya que en general esta no fue una representación exacta, y aunque entregó información representativa de lo que ocurre en la microred puede tomarse como base para realizar una simulación mejorada, con el fin de realizar análisis dinámicos en la Microred.

## Bibliografía

- [1] A. Alonso Garrido, *La energía como elemento esencial de desarrollo*. Madrid: AIIM (Asociación de Ingenieros Industriales de Madrid), 2012.
- [2] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, NCH Elec. 4/2003, instalaciones de bajo consumo, apartado 14, sistemas de Autogeneración.
- [3] Procedimiento de comunicación de energización: Instrucción Técnica: RGR N° 01/2017, SEC.
- [4] Instrucción técnica: RGR N° 02/2017, SEC. Esta actualización al instructivo técnico RGR N° 02/2014, definiendo requisitos de diseño y ejecución de las instalaciones fotovoltaicas que se conectan a la RED.
- [5] La energía proveniente del Sol, Proyecto de titulación año 2011. Carla Salinas, profesor a cargo Juan Carlos Jeldes. *Radiación solar en la tierra*.
- [6] Instrucciones de instalación SUNNY BOY 240, SUNNY MULTIGATE (SMA)
- [7] Manual de instrucciones Fronius Primo 3.0-1 / 3.5-1 / 3.6-1 / 4.0-1 / 4.6-1 / 5.0-1 AUS / 5.0-1 5.0-1 SC / 6.0-1 / 8.2-1 Dummy.
- [8] Diseño de sistema de generación fotovoltaica para viviendas conectadas a la red de distribución, en el contexto de la ley n° 20.571. Memoria para optar al título de ingeniería civil eléctrica. Millaray Alejandra Miranda Escobar. Santiago de Chile, Universidad de Chile.
- [9] Manual de instrucciones SUNNY TRIPOWER 5000TL – 12000TL
- [10] Diseño y estudio de factibilidad técnico-económica de una central con tecnología solar comprimida, Proyecto de titulación año 2008. Rodrigo de la Castilleja Mendoza, profesor a cargo Luis Vargas Díaz. *Diseño y estudio de factibilidad técnico-económica de una central con tecnología solar comprimida*.
- [11] Implementación de un Sistema de Regulación para el Seguimiento del punto de máxima potencia en paneles fotovoltaicos, Proyecto previo a la obtención del título de Ingeniero en electrónica y control año 2010. Eduardo Marcelo Benavides Farías, Henry Patricio Rosario Morales, profesor a cargo, Patricio Chico.

## Anexo A. Meteocontrol / Blue'log

### A.1. Plataforma, recolección de datos y gráficas

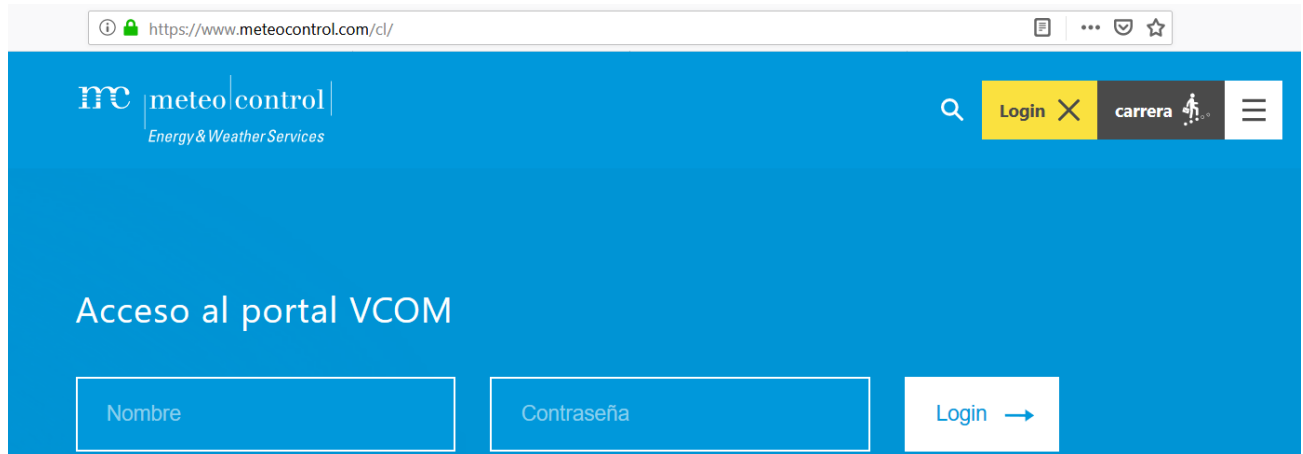


Figura A.1.5.1 Login al Portal

La Figura A.1.5.1 presenta el login donde se ingresa al portal desde la página principal con la Cuenta Microred\_UCSC y la contraseña pertinente.

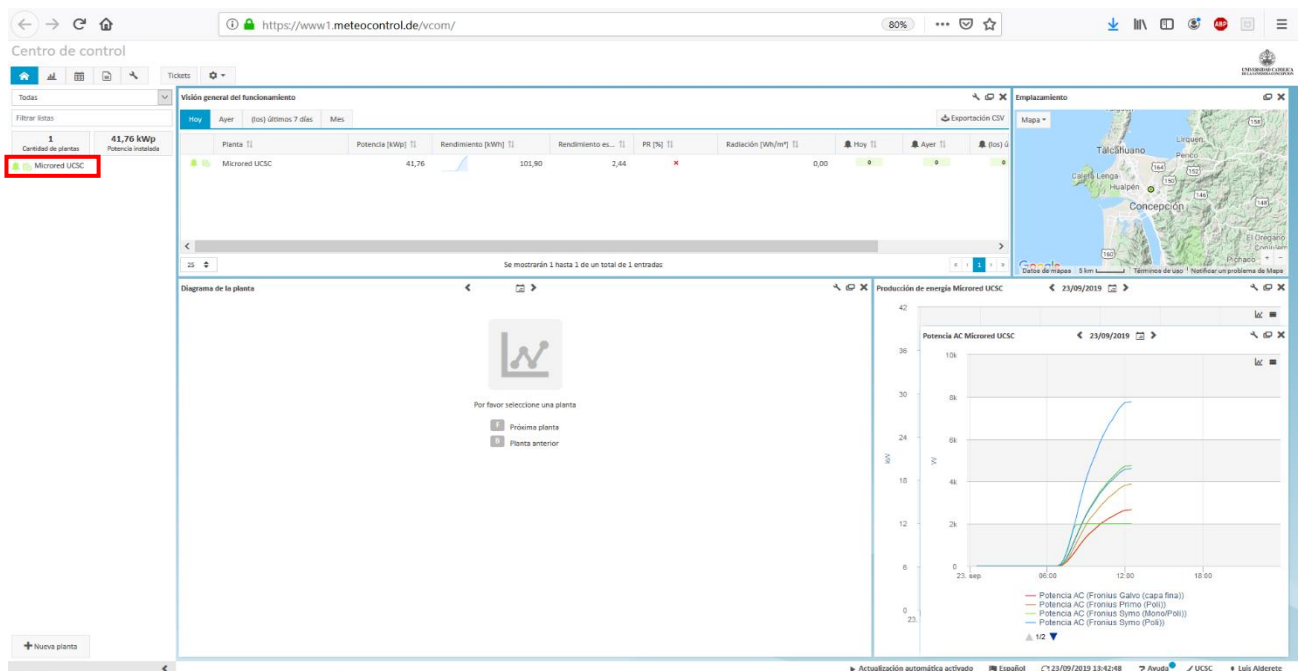


Figura A.1.5.2 Página Principal del portal

La Figura A.1.5.2 presenta la forma de la página principal, como es esta una vez que entramos a nuestra cuenta. Y donde debemos realizar nuestro primer clic para ingresar a la instalación.

Después de realizar el clic, se presentará el siguiente resumen

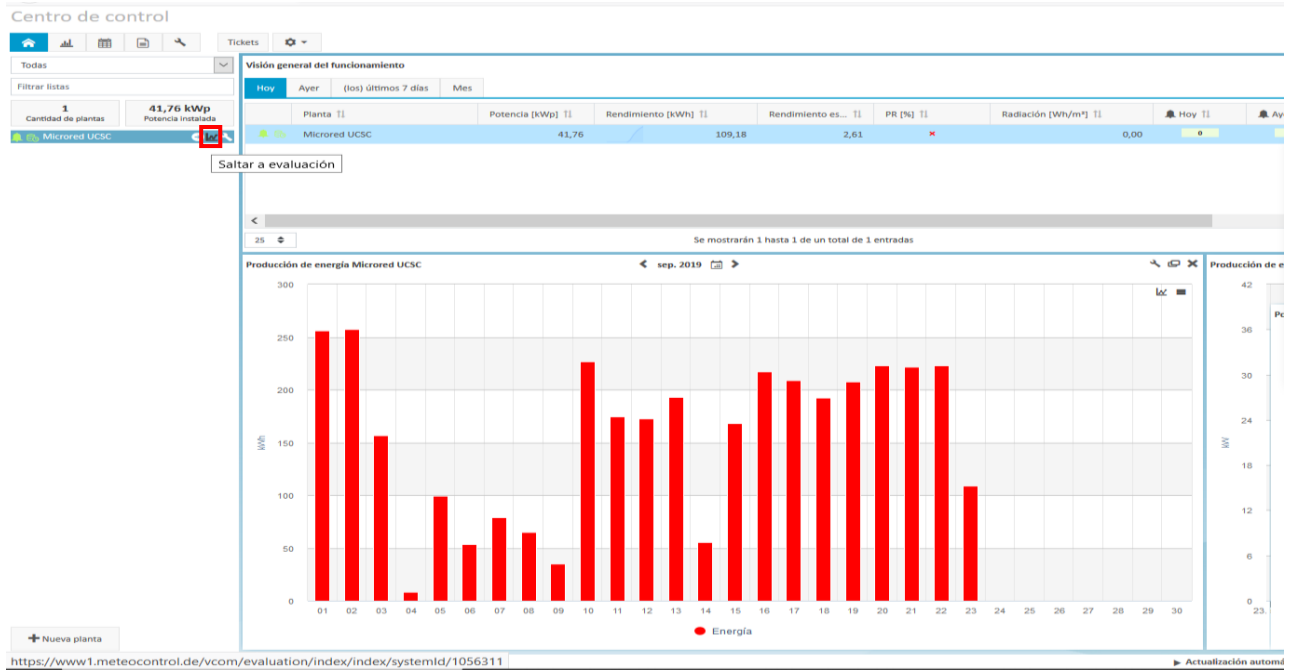


Figura A.1.5.3 Resumen de la planta

La Figura A.1.5.3 entrega una visión general del funcionamiento de la planta, entregando datos como potencia total de la planta, último contacto con la base de datos por parte del datalogger, gráficas de la producción de energía de la planta y la potencia suministrada por los inversores de manera separada, en conjunto de la ubicación de la instalación. También presenta donde debe ser nuestro siguiente clic para avanzar a los datos diarios.

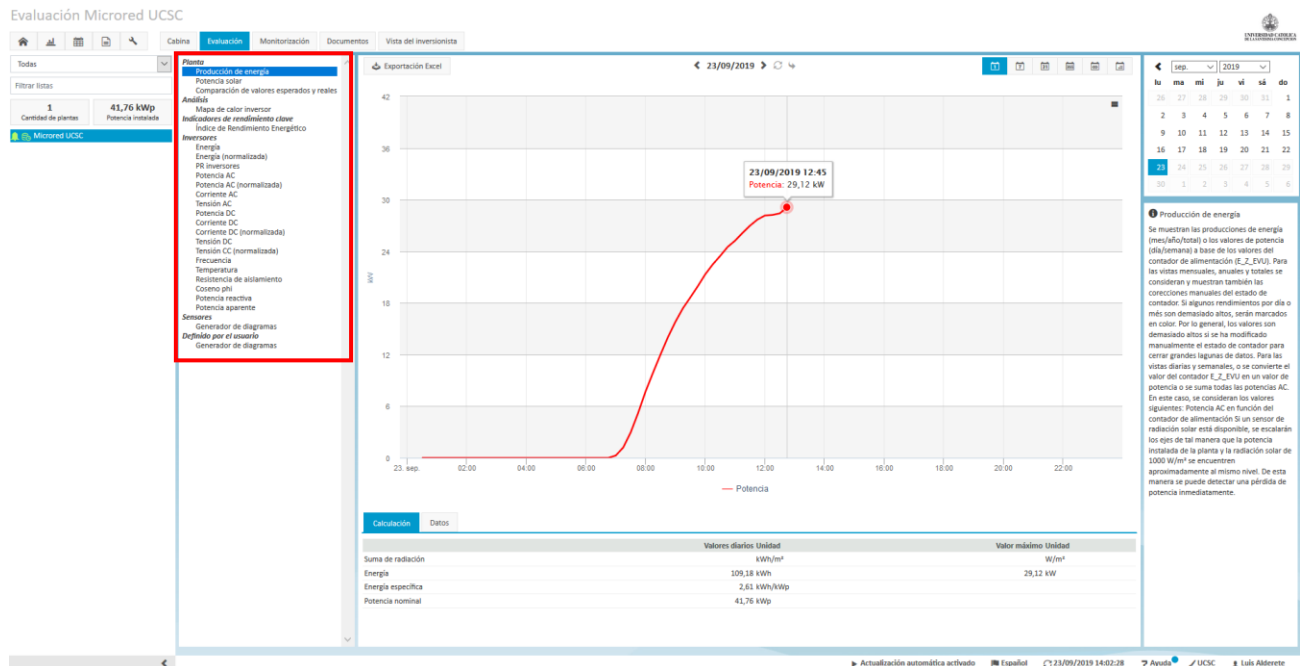
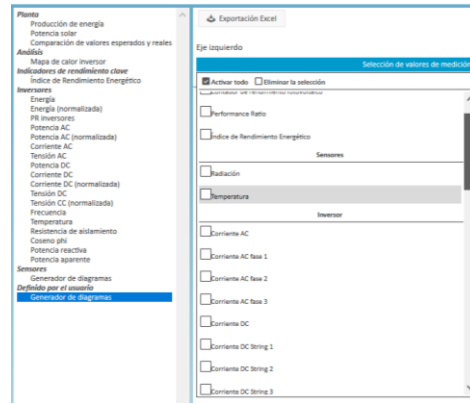


Figura A.1.5.4 Evaluación

La Figura A.1.5.4 presenta un la siguiente página que nos encontraremos a la hora de extraer datos. En un cuadro rojo, hemos destacado las variables que se pueden extraer. Dentro de estas variables, hacemos clic en la última opción que dice “Generador de Diagramas”.



**Figura A.1.5.5 Generador de diagramas**

En la Figura A.1.5.5 ya encontramos el generador de diagramas, que nos presentará una cantidad limitada de variables a elegir para la Exportación de Excel, una vez que estas variables son descargadas, se entregan en un archivo Excel.csv con la fecha del día que se ha necesitado para descargar.

#### Potencia AC

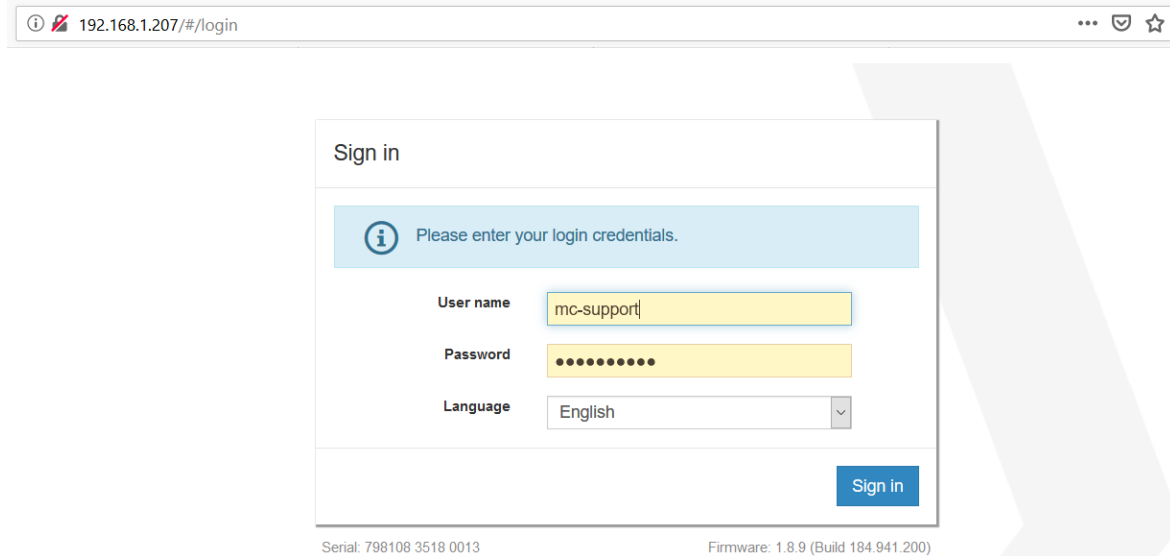
En el diagrama se refleja la potencia AC de los inversores. En los inversores que alimentan a la red de forma trifásica se muestran los valores de potencia de cada fase si son disponibles. Todas las fases de un inversor tienen el mismo color. Durante el cálculo se muestra la energía generada. Aquí ya no se produce más una diferenciación por fase. De forma adicional, se muestra la potencia media y el valor más alto obtenido. La evaluación se establece haciendo la media de todos los inversores. Para establecer la media se omiten tanto el mejor como el peor de los valores. La evaluación en si misma se obtiene por medio de la desviación porcentual (consulte la tabla). En el caso de que los inversores estén conectados en conjunto (sólo se soporta la configuración maestro-esclavo), los inversores serán unidos y valorados en conjunto. En la representación del diagrama se mostrarán individualmente.

#### Normalizada

El diagrama refleja la potencia AC normalizada por cada salida AC de los inversores. Las salidas AC que pertenecen a un mismo inversor están señalizadas con un mismo color. En el cálculo se reflejan todas las salidas AC de los inversores. La evaluación se establece haciendo la media de todos los inversores. Para establecer la media se omiten tanto el mejor como el peor de los valores. La evaluación en si misma se obtiene por medio de la desviación porcentual (consulte la tabla). En el caso de que los inversores estén conectados en conjunto (sólo se soporta la configuración maestro-esclavo), los inversores serán unidos y valorados en conjunto. En la representación del diagrama se mostrarán individualmente.

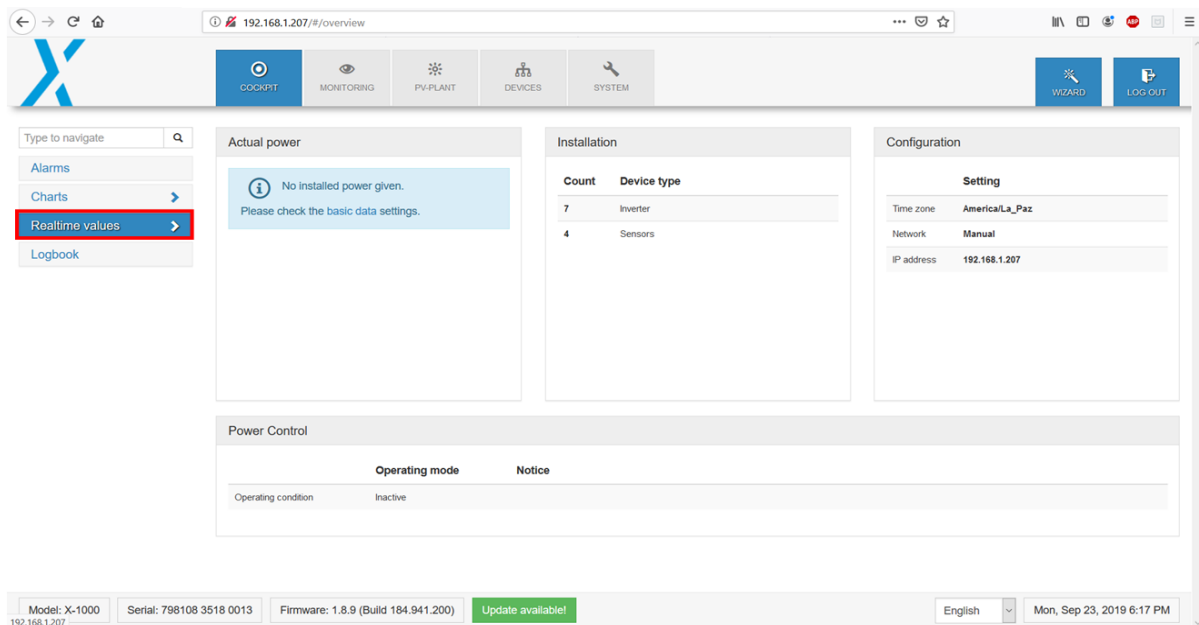
## A.2. Plataforma Privada Blue'Log

Esta plataforma presenta una herramienta necesaria para la búsqueda de datos en tiempo real. Para acceder a esta herramienta se ingresa a la red en la que se encuentre conectado el blue'log, es decir la red de internet del laboratorio. Luego de esto se ingresa en la barra de búsqueda la IP del dispositivo: 192.168.1.207, el nombre de usuario y contraseña no se encontrará en este informe.



**Figura A.5.6 Login Plataforma privada blue'log**

Cuando se ingresa encontraremos la siguiente plataforma:



**Figura A.2.1 Plataforma principal**

Se realiza el clic en “Realtime Values”, y se presentará la siguiente plataforma:

Realtime values ▼

- Inverter
- Sensors
- Power Control

a)

Inverter realtime values

Select all

<input type="checkbox"/> Fronius Galvo (capa fina)	<input type="checkbox"/> Fronius Symo (Poli)	<input type="checkbox"/> SMA Simple Tracker
	<input type="checkbox"/> Fronius Primo (Poli)	<input type="checkbox"/> SMA Doble Tracker
	<input type="checkbox"/> Fronius Symo (Mono/Poli)	<input type="checkbox"/> SMA Inclined Tracker

b)

Sensors real time values

Select all

<input type="checkbox"/> Sensor Adhesivo Monocristalino	<input type="checkbox"/> Sensor de Irradiacion	
	<input type="checkbox"/> Sensor Adhesivo Policristalino	<input type="checkbox"/> T°Ambiente

c)

**Figura A.5.7 Selección de variables.**

a) Elección “Inverter/Sensors”, b) Inversores instalados, c) Sensores instalados

Para ver la medición en tiempo real solo basta con seleccionar las casillas que se requieren medir, puede medirse más de una variable al mismo tiempo, de más de un inversor.

## Anexo B. Menú Pro Fronius

En este anexo se presentará la forma de modificar los parámetros de trabajo de los inversores Fronius. Para acceder a este anexo, es necesario un curso que imparten los representantes de la marca, capacitando a ciertas personas que puedan modificar algunos parámetros internos de esta. Entre ellas el recorte de potencia o modificar el punto de trabajo del propio inversor con el fin de inyectar reactivos a la red. A continuación presentamos la secuencia para ingresar al menú PRO. Las claves no serán escritas en este anexo.



a.-Se presiona 5 veces el boton señalado.



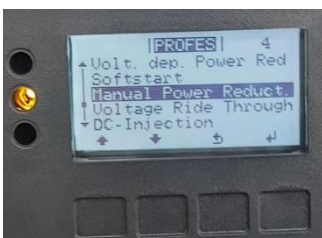
b.-Se ingresa la clave de cinco números.



c.- De esta forma ya estamos dentro del menú PRO.

### B.1. Recorte de potencia

Una vez en el menú PRO, el recorte de potencia se realiza mediante la siguiente secuencia.



B.1.1.- Nos dirigimos en el menú hacia “Manual Power Reduct.”



B.1.2.- Aquí se puede realizar el cambio de potencia maxima.



B.1.3.- Se sale del menú y esta realizada la configuración

### B.2. Inyección de reactivos.

Dentro del menú PRO, se busca el submenú “React. P. Mode”, y se presiona enter.



B.2.1.- Se selecciona que tipo de control se realizará



B.2.2.- Si se elige modificar el factor de Potencia\*



B.2.3.- Se elige modificar el % máximo de potencia reactiva inyectable\*



B.2.4.- Se elige la cantidad de potencia que se desea inyectar de manera directa.\*

\*En todos los casos el signo (-) representa el lado inductivo de trabajo y el (+) representa el capacitivo.  
Al terminar de configurar el parámetro simplemente se sale del menú PRO con la tecla “volver”.

## Anexo C. Solicitud Solicitantes ley 20571



Santiago, 22 de octubre de 2018.

**SEÑOR  
LUIS ALDERETE BARRIA  
PRESENTE**

Ref.: Solicitud N°AU004T0011221

De mi consideración:

Por medio de la solicitud de la Ref. en la cual solicita, "Información cantidad de clientes que han usado la ley 20571, después de su emisión. con fecha 22-09-2018, escribo esta solicitud, con el fin de obtener una información más actualizada de la cantidad de clientes que se han afiliado a esta ley. El destino de esto es utilizarlo para un informe universitario, y dar a conocer este número."

Cumplo con otorgar a usted lo requerido, en el marco y formato de la información que posee esta Superintendencia, referente al listado de usuarios con instalaciones inscritas, en el contexto de la ley 20571.

Lo anterior, se envía por medio de documento adjunto a la presente carta.

En consecuencia, y atendido lo precedentemente expuesto, cumplo con comunicar, que su solicitud se da por finalizada en el sistema de Solicitudes de Transparencia.

Sin otro particular, le saluda atentamente,

"Por orden del Superintendente, en virtud de la resolución Exenta N° 483 de 2015"



**JAVIER ASSERETO CORTÉS**  
Jefe de Experiencia Ciudadana  
Superintendencia de Electricidad y Combustibles

Incl. Lo indicado  
IQZ/mtg  
Distribución:  
Destinatario: lalderete@ing.ucsc.cl  
DEC  
Acción: 2077894

**Figura B.1.1 Cantidad de Clientes que han utilizado la ley 20571.**

# Anexo D. Datasheet diodo de Bloqueo



10A05  
THRU  
10A10

## SILICON RECTIFIER

VOLTAGE RANGE 50 to 1000 Volts CURRENT 10 Amperes

### FEATURES

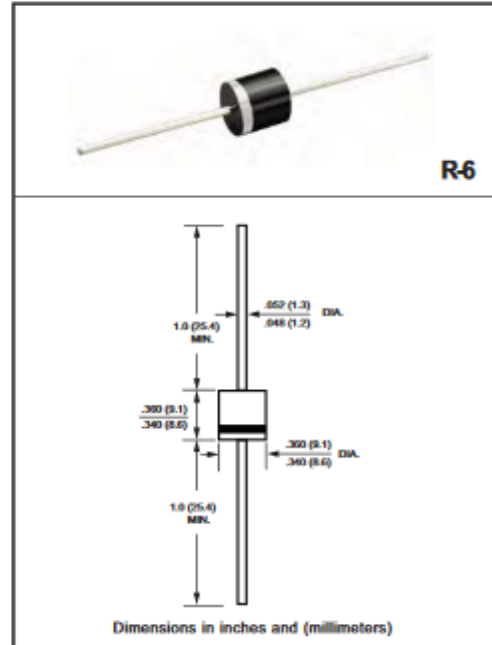
- \* High surge current capability
- \* Low leakage
- \* Low forward voltage drop
- \* High current capability
- \* Low lost

### MECHANICAL DATA

- \* Case: Molded plastic black body
- \* Epoxy: Device has UL flammability classification 94V-O
- \* Lead: MIL-STD-202E method 208C guaranteed
- \* Mounting position: Any
- \* Weight: 2.08 gram

### MAXIMUM RATINGS AND ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Ratings at 25 °C ambient temperature unless otherwise specified.  
Single phase, half wave, 60 Hz, resistive or inductive load.  
For capacitive load, derate current by 20%.



### MAXIMUM RATINGS (@TA=25 °C unless otherwise noted)

RATINGS	SYMBOL	10A05	10A1	10A2	10A4	10A6	10A8	10A10	UNITS
Maximum Recurrent Peak Reverse Voltage	V <sub>RRM</sub>	50	100	200	400	600	800	1000	Volts
Maximum RMS Voltage	V <sub>RMS</sub>	35	70	140	280	420	560	700	Volts
Maximum DC Blocking Voltage	V <sub>DC</sub>	50	100	200	400	600	800	1000	Volts
Maximum Average Forward Rectified Current at TA = 50°C	I <sub>O</sub>				10				Amps
Peak Forward Surge Current I <sub>FM</sub> (surge): 8.3 ms single half sine-wave superimposed on rated load (JEDEC method)	I <sub>FSM</sub>				400				Amps
Typical Current Squared Time	I <sup>2</sup> T				664				A <sup>2</sup> S
Typical Thermal Resistance (Note 3)	R <sub>θJA</sub>				20				°C/W
Typical Thermal Resistance (Note 4)	R <sub>θJL</sub>				4				°C/W
Typical Thermal Resistance (Note 5)	R <sub>θJC</sub>				6				°C/W
Typical Junction Capacitance (Note 1)	C <sub>J</sub>				135				pF
Operating and Storage Temperature Range	T <sub>J</sub> , T <sub>STG</sub>				-55 to + 150				°C

### ELECTRICAL CHARACTERISTICS(@TA=25 °C unless otherwise noted)

CHARACTERISTICS	SYMBOL	10A05	10A1	10A2	10A4	10A6	10A8	10A10	UNITS
Maximum Forward Voltage at 10A DC	V <sub>F</sub>				1.1				Volts
Maximum DC Average Reverse Current at Rated DC Blocking Voltage	I <sub>R</sub>				5				uAmps
					100				
Maximum Full Load Reverse Current Average Full Cycle .375" (9.5mm) Lead Length at T <sub>L</sub> =75°C					50				

- NOTES : 1. Measured at 1.0 MHz and applied average voltage of 4.0VDC  
 2. "Fully ROHS compliant", "100% Sn plating (Pb-free)".  
 3. Thermal Resistance: At 9.5mm lead lengths,PCB mounted.  
 4. Thermal Resistance Junction to lead  
 5. Thermal Resistance Junction to dice

2012-3  
REV:0

## RATING AND CHARACTERISTICS CURVES ( 10A05 THRU 10A10 )

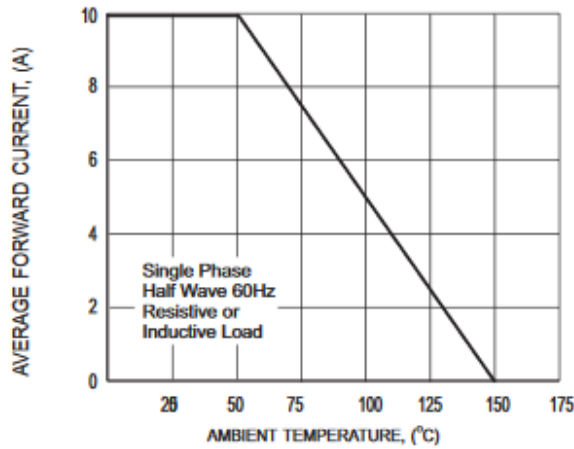


FIG.1 TYPICAL FORWARD CURRENT DERATING CURVE

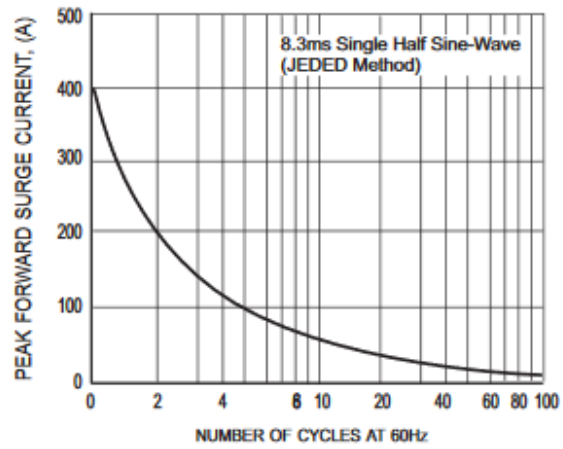


FIG.2 MAXIMUM NON-REPETITIVE FORWARD SURGE CURRENT

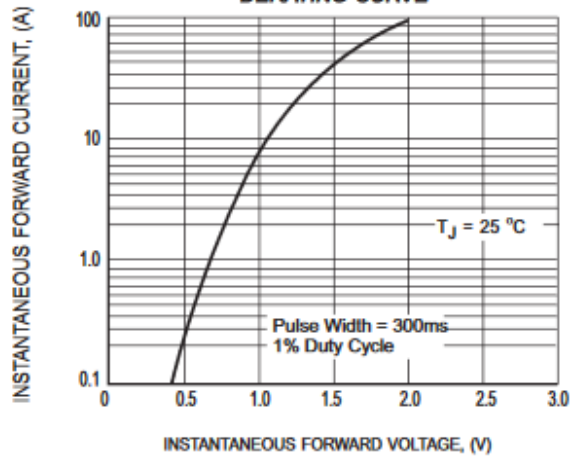


FIG.3 TYPICAL INSTANTANEOUS FORWARD CHARACTERISTICS

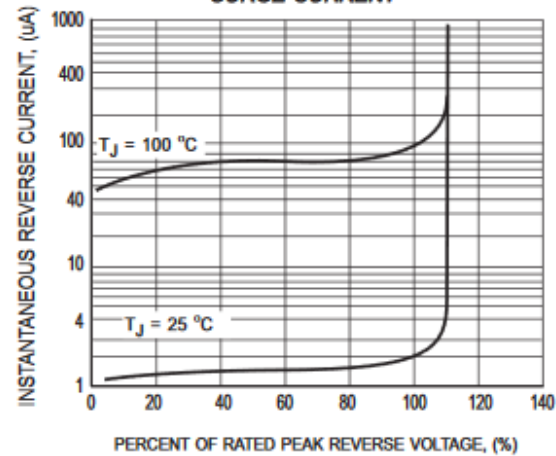


FIG.4 TYPICAL REVERSE CHARACTERISTICS

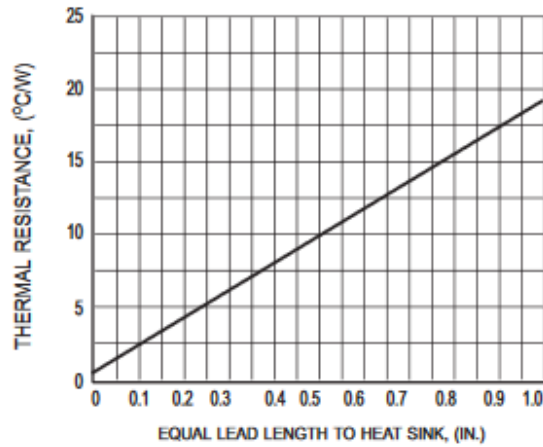


FIG.5 TYPICAL THERMAL RESISTANCE vs. LEAD LENGTH

## Anexo E. Malla de sombra 70%

---



**Figura A 5.8 Malla de sombra de un 70%**

En esta imagen se presenta la malla con la cual fue realizada la actividad de sombras, permitiendo un pequeño paso de la irradiancia.

## Anexo F. Código Matlab

### F.1. Recorte de Potencia.

```

clear all, close all, clc
%% Se llaman las variables

Hora = xlsread('recorte.xlsx','A2:A97');
Pac_MP = xlsread('recorte.xlsx','B2:B97');
Pac_M = xlsread('recorte.xlsx','C2:C97');
Idc_MP = xlsread('recorte.xlsx','D2:D97');
Idc_M = xlsread('recorte.xlsx','E2:E97');
Vdc_MP = xlsread('recorte.xlsx','F2:F97');
Vdc_M = xlsread('recorte.xlsx','G2:G97');

%% Cambio de eje x a horas
%% vector tiempo formato horas-min-seg
h1=0;
m1=00;
s1=0;
h2=23;
m2=45;
s2=0;
pp=96;
A = duration(h1,m1,s1); B = duration(h2,m2,s2); t = linspace(A,B,pp)';

%% Gráfica
figure (1)
%grafico primer subplot
subplot 211
plot(t,Pac_MP/10000, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,Pac_M/10000, 'LineWidth',2)
% legend ('Potencia Inversor Symo1','Potencia Inversor Symo2')
legend({'Potencia Inversor Symo1','Potencia Inversor Symo2'}, 'FontSize',12,'Orientation','horizontal','location','northeast'),
% ylim([-500 10000]);
grid on
% title ('Recorte de potencia','fontsize',20)
% xlabel('Hora','fontsize',16)
ylabel('Potencia [pu]','fontsize',16)
set (gca,'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick','on','Xminorgrid' , 'on','yminorgrid', 'on','FontSize',13)

%grafico segundo subplot
subplot 212
plot(t,Idc_MP/(17.04*2), 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,Idc_M/(17.04*2), 'LineWidth',2)
% legend ('','Corriente Inversor Symo2')
legend({'Corriente Inversor Symo1','Corriente Inversor Symo2'}, 'FontSize',12,'Orientation','horizontal','location','northeast')
% ylim([-3 40]);
grid on
% title ('Recorte de potencia','fontsize',20)
xlabel('Hora','fontsize',12)
ylabel('Corriente [pu]','fontsize',16)
set (gca,'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick','on','Xminorgrid' , 'on','yminorgrid', 'on','FontSize',13)

```

```

figure (2)

%grafico primer subplot
subplot 211
plot(t,Vdc_MP/285.3, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,Vdc_M/285.3, 'LineWidth',2)
% legend ('Potencia Inversor Symo1','Potencia Inversor Symo2')
legend({'Voltaje Inversor Symo1','Voltaje Inversor Symo2'}, 'FontSize',12,'Orientation','horizontal','location','northeast'),
% ylim([-500 10000]);
grid on
% title ('Recorte de potencia','fontsize',20)
% xlabel('Hora','fontsize',16)
ylabel('Voltaje [pu]','fontsize',16)
set (gca,'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid', 'on', 'FontSize',13)

```

## F.2. Recorte de Potencia.

```

clear
close all
clc

%% Se llaman variables
o=['Dia Viernes 30 de Agosto del 2019'];
disp(o)
O=[' '];
disp(O)
Hora = xlsread('2019_08_30i soleado','A2:A97');
P_Pol_inc = xlsread('2019_08_30i soleado','B2:B97');
P_Mon_inc = xlsread('2019_08_30i soleado','C2:C97');
P_Pol_fij = xlsread('2019_08_30i soleado','D2:D97');
P_Mon_fij = xlsread('2019_08_30i soleado','E2:E97');
P_Pol_hor = xlsread('2019_08_30i soleado','G2:G97');
P_Mon_hor = xlsread('2019_08_30i soleado','H2:H97');

Radiacion = xlsread('2019_08_30i soleado','F2:F97');

P_pol_inc = xlsread('2019_09_06i nublado','B2:B97');
P_mon_inc = xlsread('2019_09_06i nublado','C2:C97');
P_pol_fij = xlsread('2019_09_06i nublado','D2:D97');
P_mon_fij = xlsread('2019_09_06i nublado','E2:E97');
P_pol_hor = xlsread('2019_09_06i nublado','G2:G97');
P_mon_hor = xlsread('2019_09_06i nublado','H2:H97');

radiacion = xlsread('2019_09_06i nublado','F2:F97');

%% Vector tiempo formato horas-min-seg

h1=0;
m1=00;
s1=0;
h2=23;
m2=45;
s2=0;
pp=96;
A = duration(h1,m1,s1); B = duration(h2,m2,s2); t = linspace(A,B,pp)';

```

```

%% Gráficas

%% figure (1)

% primer subplot "Comparacion de rendimientos entre string policristalino y
% monocristalino"

subplot 211
plot(t,P_Pol_inc/2500, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,P_Mon_inc/2500, 'LineWidth',2)
legend({'Potencia String Policristalino con seguidor inclinado [pu]', 'Potencia String
Monocristalino con seguidor inclinado
[pu]',}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside'),
ylim([-0.05 1]);
grid on
% title ('Recorte de potencia', 'fontsize',20)
xlabel('Hora', 'fontsize',15)
ylabel('Potencia en pu', 'fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick', 'on', 'yminorgrid', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid',
'on', 'fontsize',13)

%Cálculo de potencia promedio al dia
c=0;
for i=1:length(P_Mon_inc);
c=c+P_Mon_inc(i);
end
P_Mon_Inc=c/47;
x=['La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar inclinado
durante día despejado fue de ' num2str(P_Mon_Inc) ' [W]'];
disp(x)

d=0;
for i=1:length(P_Pol_inc);
d=d+P_Pol_inc(i);
end
P_Pol_Inc=d/47;
v=['La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar inclinado
durante día despejado fue de ' num2str(P_Pol_Inc) ' [W]'];
disp(v)

% Calculo diferencia de rendimiento entre los strings

n1= (P_Mon_Inc/2500 - P_Pol_Inc/2500)*100;
N1=['La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un ' num2str(n1) ' %'];
disp(N1)
disp(0)

%% segundo subplot "Radiación dia despejado"

subplot 212
plot(t,Radiacion, 'LineWidth',2)
% hold on
% plot(t,Idc_M, 'LineWidth',2)
% legend ('','Corriente Inversor Symo2')
legend({'Irradiancia 2019/08/30
[W/m^2]'}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside')
ylim([-100 max(Radiacion)+100]);
grid on
% title ('Recorte de potencia', 'fontsize',20)
xlabel('Hora', 'fontsize',15)
ylabel('Irradiancia [W/m^2]', 'fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick', 'on', 'yminorgrid', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid', 'on')

```

```

% Cálculo Valor Radiacion dia 30/08/2019
z=0;
for i=1:length(Radiacion);
z=z+Radiacion(i);
end
Rt=z/4;
x=['La radiación total del dia 30/08/2019 fue de ' num2str(Rt) ' [Wh/m^2]'];
% primer subplot "Comparacion de rendimientos entre string policristalino y
% monocristalino"

figure (2)
subplot 211

plot(t,P_Pol_hor/2500, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,P_Mon_hor/2500, 'LineWidth',2)
legend({'Potencia String Policristalino con seguidor horizontal [pu]', 'Potencia String
Monocristalino con seguidor horizontal
[pu]',}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside'),
ylim([-0.05 1]);
grid on
% title ('Recorte de potencia', 'fontsize',20)
xlabel('Hora', 'fontsize',15)
ylabel('Potencia en pu', 'fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid', 'on')

%Cálculo de potencia promedio
ll=0;
for i=1:length(P_Mon_hor);
ll=ll+P_Mon_hor(i);
end
P_Mon_Hor=ll/47;
L=['La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar horizontal
durante día despejado fue de ' num2str(P_Mon_Hor) ' [W]'];
disp(L)

ll=0;
for i=1:length(P_Pol_hor);
ll=ll+P_Pol_hor(i);
end
P_Pol_Hor=ll/47;
v=['La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar horizontal
durante día despejado fue de ' num2str(P_Pol_Hor) ' [W]'];
disp(v)

%Cálculo de rendimiento en string con seguidor horizontal
n1= (P_Mon_Hor/2500 - P_Pol_Hor/2500)*100;
N1=['La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un ' num2str(n1) ' %'];
disp(N1)
disp(O)
% segundo subplot "Comparacion de rendimientos entre string policristalino y
% monocristalino"

subplot 212
plot(t,P_pol_hor/2500, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,P_mon_hor/2500, 'r', 'LineWidth',2)
legend({'Potencia String Policristalino con seguidor horizontal [pu]', 'Potencia String
Monocristalino con seguidor horizontal
[pu]',}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside'),
ylim([-0.05 0.5]);
grid on
xlabel('Hora', 'fontsize',15)
ylabel('Potencia en pu', 'fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid', 'on')

```

```

% Cálculo Valor Radiacion dia 30/08/2019
z=0;
for i=1:length(Radiacion);
z=z+Radiacion(i);
end
Rt=z/4;
x=['La radiación total del dia 30/08/2019 fue de ' num2str(Rt) ' [Wh/m^2]'];
% primer subplot "Comparacion de rendimientos entre string policritalino y
% monocristalino"

figure (2)
subplot 211

plot(t,P_Pol_hor/2500, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,P_Mon_hor/2500, 'LineWidth',2)
legend({'Potencia String Policristalino con seguidor horizontal [pu]', 'Potencia String
Monocristalino con seguidor horizontal
[pu]',}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside'),
ylim([-0.05 1]);
grid on
% title ('Recorte de potencia', 'fontsize',20)
xlabel('Hora', 'fontsize',15)
ylabel('Potencia en pu', 'fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid', 'on')

%Cálculo de potencia promedio
ll=0;
for i=1:length(P_Mon_hor);
ll=ll+P_Mon_hor(i);
end
P_Mon_Hor=ll/47;
L=['La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar horizontal
durante día despejado fue de ' num2str(P_Mon_Hor) ' [W]'];
disp(L)

ll=0;
for i=1:length(P_Pol_hor);
ll=ll+P_Pol_hor(i);
end
P_Pol_Hor=ll/47;
v=['La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar horizontal
durante día despejado fue de ' num2str(P_Pol_Hor) ' [W]'];
disp(v)

%Cálculo de rendimiento en string con seguidor horizontal
n1= (P_Mon_Hor/2500 - P_Pol_Hor/2500)*100;
N1=['La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un ' num2str(n1) ' %'];
disp(N1)
disp(O)
% segundo subplot "Comparacion de rendimientos entre string policritalino y
% monocristalino"

subplot 212
plot(t,P_pol_hor/2500, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,P_mon_hor/2500, 'r', 'LineWidth',2)
legend({'Potencia String Policristalino con seguidor horizontal [pu]', 'Potencia String
Monocristalino con seguidor horizontal
[pu]',}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside'),
ylim([-0.05 0.5]);
grid on
xlabel('Hora', 'fontsize',15)
ylabel('Potencia en pu', 'fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid', 'on')

```

```

%Cálculo de potencia promedio
l=0;
for i=1:length(P_mon_hor);
l=l+P_mon_hor(i);
end
P_mon_Hor=l/47;
L=['La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor horizontal durante día
parcialmente nublado fue de ' num2str(P_mon_Hor) ' [W]'];

rr=0;
for i=1:length(P_pol_hor);
rr=rr+P_pol_hor(i);
end
P_pol_Hor=rr/47;
T=['La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor horizontal durante día
parcialmente nublado fue de ' num2str(P_pol_Hor) ' [W]'];

%Cálculo rendimientos
n5= (P_mon_Hor/2500 - P_pol_Hor/2500)*100;
N5=['La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un ' num2str(n5) ' %'];

%%
figure (3)

% primer subplot "Comparacion de rendimientos entre string policristalino y
% monocristalino"

subplot 211
plot(t,P_Pol_fij/2500, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,P_Mon_fij/2500,'r', 'LineWidth',2)
legend({'Potencia String Policristalino sin seguidor solar [pu]', 'Potencia String
Monocristalino sin seguidor solar
[pu]',}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside'),
ylim([-0.05 1]);
grid on
% title ('Recorte de potencia','fontsize',20)
xlabel('Hora','fontsize',15)
ylabel('Potencia en pu','fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick', 'on', 'YMinorTick', 'on', 'XMinorGrid', 'on', 'YMinorGrid', 'on')
%Cálculo de potencia Promedio
b=0;
for i=1:length(P_Mon_fij);
b=b+P_Mon_fij(i);
end
P_Mon_Fij=b/47;
m=['La Potencia promedio del String Monocristalino sin seguidor solar durante día
despejado fue de ' num2str(P_Mon_Fij) ' [W]'];
disp(m)

k=0;
for i=1:length(P_Pol_fij);
k=k+P_Pol_fij(i);
end
P_Pol_Fij=k/47;
v=['La Potencia promedio del String Policristalino sin seguidor solar durante día
despejado fue de ' num2str(P_Pol_Fij) ' [W]'];
disp(v)
% Cálculo de rendimientos
n2= (P_Mon_Fij/2500 - P_Pol_Fij/2500)*100;
N2=['La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un ' num2str(n2) ' %'];
disp(N2)
disp(O)

```

```

%% segundo subplot
% primer subplot "Comparacion de rendimientos entre inversores con seguidor
% solar inclinado, horizontal y sin seguidor horizontal dia soleado".

subplot 212
plot(t,(P_Mon_fij+P_Pol_fij)/5000, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,(P_Mon_inc+P_Pol_inc)/5000, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,(P_Mon_hor+P_Pol_hor)/5000,'LineWidth',2)
% legend ('','Corriente Inversor Symo2')
legend({'Potencia Inversor sin seguidor solar [pu]','Potencia Inversor con seguidor
solar inclinado [pu]','Potencia Inversor con seguidor solar horizontal
[pu]'},'FontSize',12,'Orientation','horizontal','location','northoutside')
ylim([-0.05 1]);
grid on
% title ('Recorte de potencia','fontsize',20)
xlabel('Hora','fontsize',15)
ylabel('Potencia en pu','fontsize',15)
set(gca,'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick','on','Xminorgrid', 'on','yminorgrid', 'on')

P_inc = P_Mon_Inc+P_Pol_Inc;
Pi=['La Potencia promedio del inversor con seguidor solar inclinado durante día
despejado fue de ' num2str(P_inc) ' [W]'];
disp(Pi)
P_fij = P_Mon_Fij+P_Pol_Fij;
Pi=['La Potencia promedio del inversor sin seguidor solar durante día despejado fue de
' num2str(P_fij) ' [W]'];
disp(Pi)
P_hor = P_Mon_Hor+P_Pol_Hor;
Pi=['La Potencia promedio del inversor con seguidor solar horizontal durante día
despejado fue de ' num2str(P_hor) ' [W]'];
disp(Pi)
n3 = (P_inc/5000 - P_fij/5000)*100;
N3=['La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno sin
seguidor durante día despejado es de un ' num2str(n3) ' %'];
disp(N3)
n3 = (P_inc/5000 - P_hor/5000)*100;
N3=['La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno con
seguidor horizontal durante día despejado es de un ' num2str(n3) ' %'];
disp(N3)
disp(O)
disp(x)
%%
disp(O)
disp(O)
o='Dia Viernes 6 de sepctiembre del 2019';
disp(o)
disp(O)
%%
figure (4)

% primer subplot "Comparacion de rendimientos entre string policristalino y
% monocristalino"

subplot 211
plot(t,P_pol_inc/2500, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,P_mon_inc/2500, 'LineWidth',2)
legend({'Potencia String Policristalino con seguidor solar inclinado [pu]','Potencia
String Monocristalino con seguidor solar inclinado
[pu]'},,'FontSize',12,'Orientation','horizontal','location','northoutside'),
ylim([-0.05 0.5]);
grid on
% title ('Recorte de potencia','fontsize',20)
xlabel('Hora','fontsize',15)
ylabel('Valor en pu','fontsize',15)
set(gca,'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick','on','Xminorgrid', 'on','yminorgrid', 'on')

```

```

%Cálculo de potencia promedio
j=0;
for i=1:length(P_mon_inc);
j=j+P_mon_inc(i);
end
P_mon_Inc=j/47;
J=['La Potencia promedio del String Monocristalino con seguidor solar inclinado
durante día parcialmente nublado fue de ' num2str(P_mon_Inc) ' [W]'];
disp(J)

u=0;
for i=1:length(P_pol_inc);
u=u+P_pol_inc(i);
end
P_pol_Inc=u/47;
U=['La Potencia promedio del String Policristalino con seguidor solar inclinado
durante día parcialmente nublado fue de ' num2str(P_pol_Inc) ' [W]'];
disp(U)

%calculo de rendimientos
n4= (P_mon_Inc/2500 - P_pol_Inc/2500)*100;
N4=['La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un ' num2str(n4) ' %'];
disp(N4)
disp(O)

%%
%segundo subplot radiación día parcialmente nublado

subplot 212
plot(t,radiacion, 'LineWidth',2)
% hold on
% plot(t,Idc_M, 'LineWidth',2)
% legend ('','Corriente Inversor Symo2')
legend({'Irradiancia 2019/09/06
[W/m^2]'}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside')
ylim([-100 max(radiacion)+100]);
grid on
% title ('Recorte de potencia','fontsize',20)
xlabel('Hora','fontsize',15)
ylabel('Irradiancia [W/m^2]','fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid', 'on')

% Valor Radiacion día 30/08/2019
z=0;
for i=1:length(radiacion);
z=z+radiacion(i);
end
rt=z/4;
X=['La radiación total del día 06/09/2019 fue de ' num2str(rt) ' [Wh/m^2]'];
%%
figure (5)

% primer subplot "Comparacion de rendimientos entre string policristalino y
% monocristalino"

subplot 211
plot(t,P_pol_fij/2500, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t,P_mon_fij/2500,'r', 'LineWidth',2)
legend({'Potencia String Policristalino sin seguidor solar [pu]', 'Potencia String
Monocristalino sin seguidor solar
[pu]'}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside'),
ylim([-0.05 0.5]);
grid on
xlabel('Hora','fontsize',15)
ylabel('Potencia en pu','fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid', 'on')

```

```

%Cálculo de potencia promedio
l=0;
for i=1:length(P_mon_fij);
l=l+P_mon_fij(i);
end
P_mon_Fij=l/47;
disp(L)
disp(T)
disp(N5)
disp(O)
L=['La Potencia promedio del String Monocristalino sin seguidor solar durante día
despejado fue de ' num2str(P_mon_Fij) ' [W]'];
disp(L)
rr=0;
for i=1:length(P_pol_fij);
rr=rr+P_pol_fij(i);
end
P_pol_Fij=rr/47;
T=['La Potencia promedio del String Policristalino sin seguidor solar durante día
despejado fue de ' num2str(P_pol_Fij) ' [W]'];
disp(T)

%Cálculo rendimientos
n5= (P_mon_Fij/2500 - P_pol_Fij/2500)*100;
N5=['La diferencia de rendimiento entre ambos strings es de un ' num2str(n5) ' %'];
disp(N5)
disp(O)

%%

%segundo subplot "Comparacion de rendimientos entre inversores con seguidor
%solar inclinado, horizontal y sin seguidor solar dia nublado".

subplot 212
plot(t, (P_mon_fij+P_pol_fij)/5000, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t, (P_mon_inc+P_pol_inc)/5000, 'LineWidth',2)
hold on
plot(t, (P_mon_hor+P_pol_hor)/5000, 'LineWidth',2)
legend({'Potencia Inversor sin seguidor solar [pu]', 'Potencia Inversor con seguidor
solar inclinado [pu]', 'Potencia Inversor con seguidor solar horizontal
[pu]'}, 'FontSize',12, 'Orientation', 'horizontal', 'location', 'northoutside')
ylim([-0.05 0.5]);
grid on
% title ('Recorte de potencia', 'fontsize',20)
xlabel('Hora', 'fontsize',15)
ylabel('Potencia en pu', 'fontsize',15)
set (gca, 'XMinorTick' , 'on' , 'yminortick', 'on', 'Xminorgrid', 'on', 'yminorgrid', 'on')

p_inc = P_mon_Inc+P_pol_Inc;
Pi=['La Potencia promedio del inversor con seguidor solar inclinado durante día
parcialmente nublado fue de ' num2str(p_inc) ' [W]'];
disp(Pi)
p_fij = P_mon_Fij+P_pol_Fij;
Pi=['La Potencia promedio del inversor sin seguidor solar durante día parcialmente
nublado fue de ' num2str(p_fij) ' [W]'];
disp(Pi)
p_hor = P_mon_Hor+P_pol_Hor;
Pi=['La Potencia promedio del inversor con seguidor solar horizontal durante día
parcialmente nublado fue de ' num2str(p_hor) ' [W]'];
disp(Pi)

```

```
n6 = (p_inc/5000 - p_fij/5000)*100;
N6=['La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno sin
seguidor durante día parcialmente nublado es de un ' num2str(n6) ' %'];
disp(N6)
n7 = (p_inc/5000 - p_hor/5000)*100;
N7=['La diferencia de rendimiento entre un inversor con seguidor inclinado y uno con
seguidor horizontal durante día parcialmente nublado es de un ' num2str(n7) ' %'];
disp(N7)

disp(O)

disp(X)
```