



**GOBIERNO
DE COLOMBIA**



MINHACIENDA

**EDIFICIO SAN AGUSTIN
CR 8 No 6-64 BOGOTA**

**CONTRATO DE CONSULTORIA
MHCP-CM-02-2020
N° 4.001-2020**

UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN

**DISEÑO SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICO
MEMORIAS DE CALCULO TIPO RETIE 2013**

**ING. IVAN OSWALDO LEON LEON
M.P. CN 20548063**

DICIEMBRE 2020

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

Índice

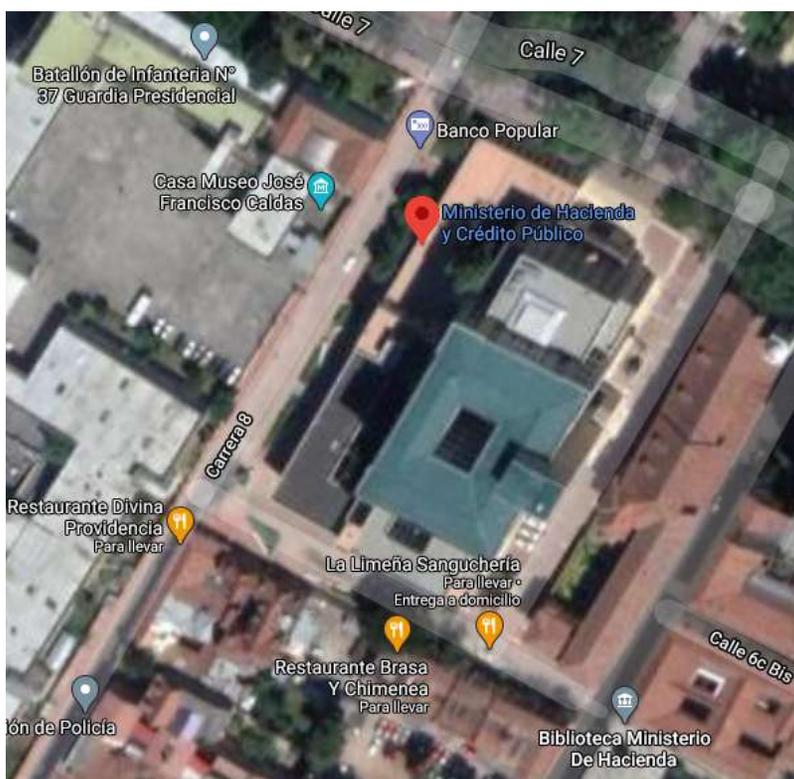
1.	Memorias de cálculo	3
1.1.	Presentación del proyecto.	3
2.	Memoria expositiva.....	4
2.1.	Datos básicos del emplazamiento.....	4
2.2.	Descripción general de la instalación.....	4
2.3.	Datos climatológicos y potencial solar.....	5
2.3.1.	SolarGis / PVSyst	6
2.4.	Estudio de sombras.....	12
2.4.1.	Detalle para face 30	14
2.4.2.	Detalle para face 65	14
2.4.3.	Detalle para face 68	15
2.5.	Solución adoptada.....	16
3.	Memoria Justificativa	18
3.1.	Sistema Generador Fotovoltaico.....	18
3.2.	Inversor de red	22
3.3.	Cálculos eléctricos.....	26
3.3.1.	Especificaciones del cable utilizado	26
3.3.2.	Dimensionado de los conductores eléctricos	27
3.3.2.1.	Criterio de cálculo por caída de tensión.....	27
3.3.2.1.1.1.	Corriente Continua.....	¡Error! Marcador no definido.
3.3.2.1.1.2.	Corriente Alterna.....	¡Error! Marcador no definido.
4.	Fichas técnicas equipos.....	29
4.1.	Panel fotovoltaico	29
4.2.	Inversor de red	30
4.3.	Equipos de medición/control de inyección.....	32
4.4.	Equipos de comunicación.....	32
4.5.	Estructura	33
4.6.	Protecciones.....	34
4.7.	Cableado.....	35
5.	Acrónimos y glosario	36
6.	Estudio económico	38

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

1. Memorias de cálculo

1.1. Presentación del proyecto.

El Edificio SAN AGUSTIN se encuentra ubicado en la ciudad de Bogotá, ubicado en la CR 8 # 6C-38, conformado por un edificio patrimonial de 8 pisos y 1 sótano destinado para uso institucional, en donde actualmente se encuentran las oficinas principales del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y la DIAN



El sistema eléctrico principal se encuentra ubicado en el sótano; cuenta con 3 transformadores tipo seco de 500kVA conectados a 11400V por medio de celdas de media tensión con aislamiento en SF6.

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

2. Memoria expositiva

2.1. Datos básicos del emplazamiento

Nombre del proyecto	Min Hacienda
Dirección	Calle 24, Bogota, Colombia
Coordenadas geográficas	4.613011, -74.074768 (04°36'47", -74°04'29")
Zona horaria	UTC-05, America/Bogota [COT]
Elevación	2591 m
Cobertura del terreno	Áreas urbanas
Densidad de población	4867 inh./km ²
Azimut del terreno	casi plano
Pendiente del terreno	2°

2.2. Descripción general de la instalación

La instalación fotovoltaica está compuesta por:

- Sistema fotovoltaico de 75,6kWp instalado sobre cubierta plana.
- Sistema de medición para inyección cero.
- Inversores de conexión a red
- Conexión a red de distribución

Tal y como muestra la Ilustración 1.

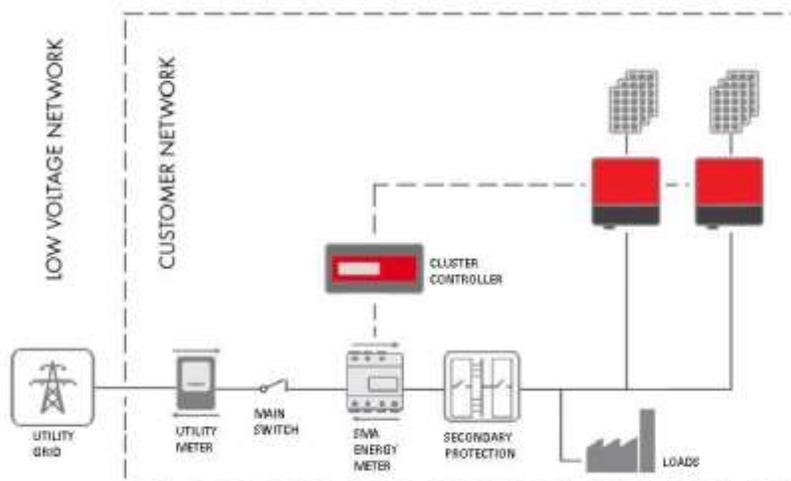


Ilustración 1, esquema simplificado de conexión de energía y datos del sistema.

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

Como consecuencia de que no es posible realizar una sola instalación unificada, si no que se estudia una instalación distribuida en 3 espacios, es necesario, para fines de su identificación dentro de la memoria descriptiva, otorgar designaciones distintivas de forma que sea más sencillo relacionar los resultados presentados con los espacios físicos y su ubicación en el edificio.

Las designaciones que serán utilizadas para cada espacio son:

- DESIGNACION “FACE 30”: Séptimo piso, zona sur (75 módulos)
- DESIGNACION “FACE 65”: Segundo piso, zona sur (90 módulos)
- DESIGNACION “FACE 68”: Séptimo piso, zona norte (24 módulos)

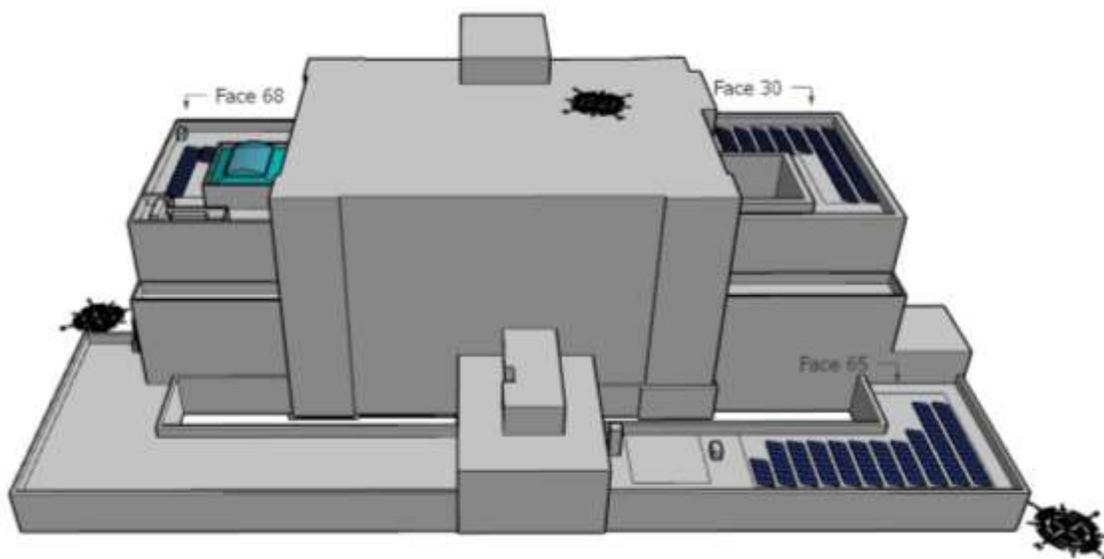


Ilustración 2. Vista isométrica edificio Min Hacienda. Calle 7, ubicada a la izquierda de la imagen.

2.3. Datos climatológicos y potencial solar

Para la locación seleccionada se realizaron los estudios pertinentes de radiación solar con la plataforma especializada SolarGis, así como un estudio de ingeniería más detallado con el software PVsyst.

Con el primero se evaluó el potencial solar del emplazamiento y con el segundo se hizo una evaluación proyectada del rendimiento a instalar en el emplazamiento en las condiciones de orientación e inclinación elegidas luego de realizar el estudio de sombras.

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

2.3.1. SolarGis / PVSyst

Del estudio realizado en el software se presenta la siguiente tabla resumen de los promedios anuales, así como el horizonte proyectado en la locación, el grafico de duración del día a lo largo del año y el Angulo cenital.

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Tablas sobre un edificio	
Horizonte	Elevación Media	4.7°	
Sombreados cercanos	Sombreado lineal		
Orientación Campos FV	inclinación	10°	acimut 29°
Módulos FV	Modelo	GCL-P6/72-400	Pnom 400 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	189	Pnom total 75.6 kWp
Inversor	Modelo	CORE1 33-US	33.0 kW ac
Inversor	Modelo	Sunny Boy 7700TL-US-22 -240V	7.68 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	3.0	Pnom total 73.7 kW ac
Necesidades del usuario	perfil diario	Constante durante el año	Global 868 MWh/año
Resultados principales de la simulación			
Producción del sistema	Energía producida	90.72 MWh/año	Produc. específica 1200 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR)	70.22 %	Fracción solar (SF) 10.46 %

Tabla 1, Parámetros principales del sistema y resultados principales de la simulación.

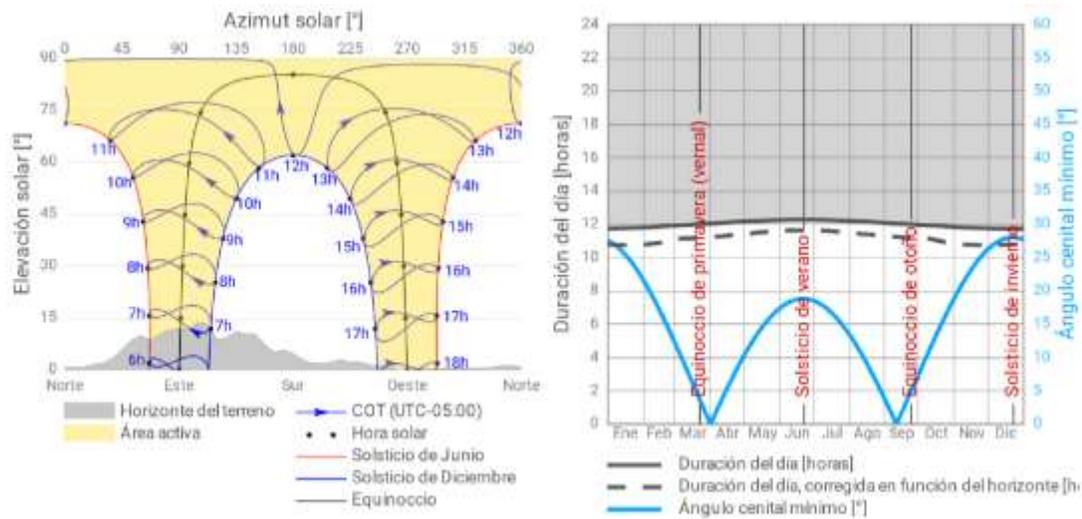


Ilustración 3, Horizonte, ángulo cenital y duración del día a lo largo del año.

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

Los parámetros usados para la simulación de rendimiento del sistema fueron los siguientes:

Tamaño de la instalación	Capacidad instalada: 75.6kWp
Tipo de módulo fotovoltaico	c-Si - silicio cristalino (mono o policristalino)
Geometría de los módulos fotovoltaicos	Azimut: 209° • Inclinación: 10°
Separación relativa entre filas	2.55
Tipo de inversor	Inversor de cadena (string) [96.4% eficiencia]
Tipo de transformador	Estándar [1% pérdida]
Pérdidas por nieve y suciedad sobre los módulos fotovoltaicos	Pérdidas mensuales por suciedad hasta 4.0 % • Pérdidas mensuales por nieve hasta 0.0 %
Pérdidas por cableado	Cableado en corriente continua (DC) 1 % • Desajustes en corriente continua (DC) 0.5 % • Cableado en corriente alterna (AC) 0.4 %
Disponibilidad de la instalación	98 %

Tabla 2, Resumen de parámetros usados para la simulación.

Una vez ingresados los datos correspondientes a las coordenadas geográficas del ministerio de hacienda, mediante el servicio de SolarGis se obtuvieron los siguientes datos de radiación solar y parámetros meteorológicos específicos de esta locación (ver glosario al final del informe).

Mes	GHI kWh/m ²	DNI kWh/m ²	DIF kWh/m ²	D2G	TEMP °C	WS m/s	CDD Grados día	HDD Grados día
Ene	159	141	66	0.42	14.6	1.6	1	153
Feb	141	110	65	0.46	14.9	1.6	1	135
Mar	145	88	83	0.57	15.0	1.4	1	141
Abr	129	74	78	0.61	15.0	1.4	0	140
May	141	91	82	0.58	15.2	1.6	0	154
Jun	140	96	78	0.56	15.3	2.0	0	166
Jul	148	103	80	0.54	15.5	2.3	0	183
Ago	151	102	82	0.54	16.0	2.3	0	178
Sep	148	100	80	0.54	15.7	1.9	0	162
Oct	139	93	78	0.56	14.9	1.5	0	156
Nov	127	88	71	0.56	14.6	1.4	0	140
Dic	144	124	68	0.47	14.7	1.5	0	147
Anual	1712	1210	911	0.53	15.1	1.8	5	1855

Tabla 3, Resumen general de condiciones climatológicas y disponibilidad de recurso solar en la zona.

En las gráficas se presentan del lado izquierdo, la representación de los valores correspondientes a las columnas GHI y DIF de la Tabla 3, de color azul oscuro y azul claro, respectivamente. De manera análoga en la gráfica de la derecha se presentan de color naranja, la representación de los valores de la columna DNI.

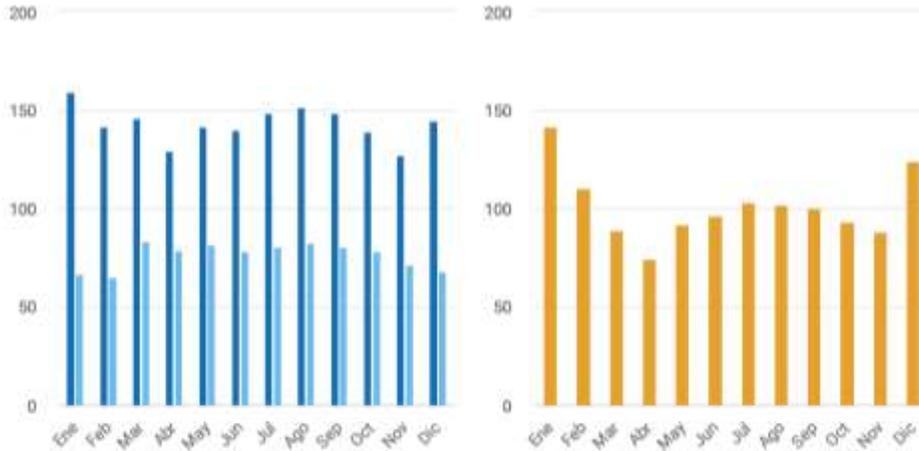


Gráfico 1, Representación gráfica de disponibilidad de recurso solar, por meses en el emplazamiento.

Con el fin de obtener un resultado de simulación lo más cercano posible a la realidad, se alimentó el software con la información del perfil diario de consumo correspondiente al transformador TF1. Se asume para fines de la simulación que el nivel de demanda es constante a lo largo del año ya que la información suministrada no permite establecer si existen variaciones por estacionalidad o cambio en los hábitos de consumo los fines de semana.

	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
Hourly load	75.1	75.5	74.7	73.7	76.3	76.5	81.1	111.8	114.1	120.9	120.5	127.8	kW
	123.7	123.9	117.9	119.6	118.3	115.9	100.3	96.2	90.6	78.9	79.1	84.4	kW

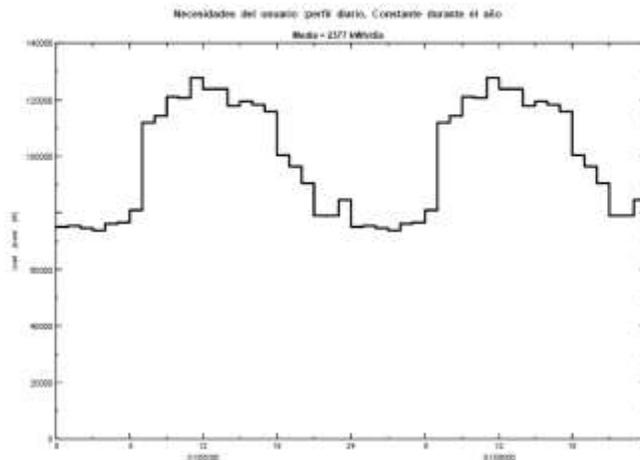


Gráfico 2, Perfil de carga horaria (48h) cargada en el proceso de simulación correspondiente a TR1

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

Una vez ingresados los valores climatológicos y de potencial solar específicos del lugar, se procede a correr el modelo de simulación, obteniendo los siguientes resultados preliminares para rendimiento específico promedio a largo plazo, de la producción fotovoltaica del sistema en la ubicación designada.

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Enero	159.0	66.00	14.60	169.2	137.7	9.360	73.69	9.010	0.000	64.68
Febrero	141.0	65.00	14.90	146.9	119.2	8.139	66.56	7.829	0.000	58.73
Marzo	145.0	83.00	15.00	144.9	116.9	7.963	73.69	7.630	0.000	66.06
Abril	129.0	78.00	15.00	126.7	102.5	7.021	71.31	6.704	0.000	64.61
Mayo	141.0	82.00	15.20	133.5	107.6	7.406	73.69	7.082	0.000	66.61
Junio	140.0	78.00	15.30	132.9	108.6	7.483	71.31	7.159	0.000	64.15
Julio	148.0	80.00	15.50	139.7	113.1	7.761	73.69	7.428	0.000	66.26
Agosto	151.0	82.00	16.00	144.9	117.3	7.982	73.69	7.641	0.000	66.05
Septiembre	148.0	80.00	15.70	145.9	118.8	8.052	71.31	7.721	0.000	63.59
Octubre	139.0	78.00	14.90	140.9	113.6	7.796	73.69	7.476	0.000	66.21
Noviembre	127.0	71.00	14.60	131.4	106.5	7.274	71.31	6.961	0.000	64.35
Diciembre	144.0	68.00	14.69	152.1	123.9	8.421	73.69	8.081	0.000	65.61
Año	1712.0	910.98	15.12	1708.9	1385.7	94.657	867.61	90.720	0.000	776.88

Leyendas: GlobHor: Irradiación global horizontal
 DiffHor: Irradiación difusa horizontal
 T_Amb: T amb.
 GlobInc: Global incidente plano receptor
 GlobEff: Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
 EArray: Energía efectiva en la salida del conjunto
 E_User: Energía suministrada al usuario
 E_Solar: Energía del sol
 E_Grid: Energía inyectada en la red
 EFrGrid: Energía de la red

Tabla 4, Rendimiento de instalación solar por meses.

En el Gráfico 3, se presenta la relación entre la producción fotovoltaica específica, es decir, cuantos kWh de energía se obtienen por cada kW de módulos solares instalados (gráfica de barras rojas), dentro del mismo grafico se presenta de manera desagregada las pérdidas colectivas de los 3 conjuntos fotovoltaicos así como las pérdidas de conversión de DC a AC .

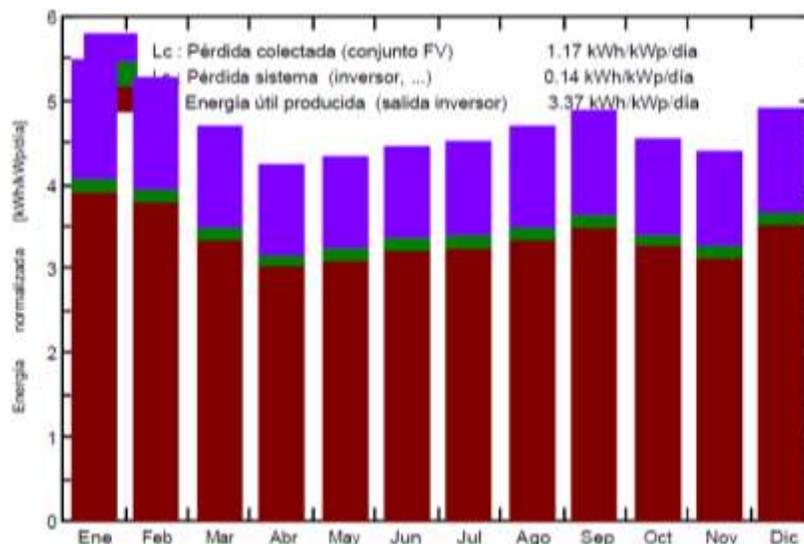


Gráfico 3, Barras rojas corresponden a producción eléctrica específica kWh/kWp mes.

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

En la Tabla 5, se presenta de manera mucho más detallada la distribución de promedios de producción eléctrica específica a lo largo del año, clasificada por meses, dichos resultados fueron tomados en cuenta a la hora de realizar el estudio de sombras, ya que de la información plasmada en la tabla se pueden deducir algunos parámetros y características particulares del emplazamiento seleccionado.

De la gráfica se puede concluir que la mayoría de la generación eléctrica se obtiene en la banda de horario de 8am a 5pm, mejorando un poco hacia el último trimestre del año en el que se gana aproximadamente una hora más de radiación útil en la mañana. Esto se traduce en un mayor potencial de producción eléctrica en general durante las mañanas del último trimestre del año, sin embargo, si se habla de niveles de radiación es claro que esta tiene su pico entre los meses de diciembre y febrero, concentrándose en su mayor proporción entre 9am y 1pm.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0 - 1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1 - 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 - 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 - 4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 - 5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 - 6	-	-	-	0	1	1	0	0	1	2	1	0
6 - 7	17	17	25	40	46	40	34	36	52	66	54	40
7 - 8	166	150	157	161	165	148	143	155	194	223	232	210
8 - 9	369	336	303	283	281	265	263	279	331	360	374	369
9 - 10	496	455	405	351	351	339	346	367	402	421	432	463
10 - 11	566	533	471	394	396	398	403	428	457	456	461	509
11 - 12	586	562	497	458	490	501	510	508	496	467	449	519
12 - 13	555	536	480	415	432	446	469	483	490	440	418	482
13 - 14	489	471	429	378	411	422	435	454	456	395	358	427
14 - 15	404	397	368	333	369	383	388	406	405	342	311	372
15 - 16	332	328	303	280	300	311	322	339	333	275	247	305
16 - 17	219	225	208	189	187	193	208	218	203	164	148	189
17 - 18	69	86	76	58	51	57	71	70	49	28	22	40
18 - 19	0	1	1	-	-	0	1	0	-	-	-	-
19 - 20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20 - 21	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21 - 22	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 - 23	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 - 24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Suma	4268	4095	3721	3339	3480	3504	3593	3741	3869	3637	3508	3925

Tabla 5, Promedios horarios de producción fotovoltaica específica por meses.

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

Posterior al análisis de rendimiento del sistema, en la Ilustración 4 se evalúan la inclusión de los factores de pérdidas dentro del rendimiento energético global del sistema, cabe resaltar, que los resultados presentados se basan en las presunciones para los factores de pérdidas de algunas de los factores que afectan el desempeño, tales como perdidas en el cableado en el bus de corriente continua, perdidas del cableado en el bus de corriente alterna, disponibilidad anual de la planta, perdidas por suciedad, entre otros. Como algunos de estos factores se derivan de labores de mantenimiento, se asume que para el caso de la suciedad, se tendrá una pérdida neta mensual de producción eléctrica del 4% (que es un valor estándar en este tipo de simulaciones), así como el factor de disponibilidad técnica de la planta del 98%, lo cual implica un 2% de pérdidas del sistema al año, por diferentes causas (cortes de energía, mantenimientos programados del sistema, disparo de protecciones, etc.) que impiden que el sistema entregue la energía a la red del edificio.

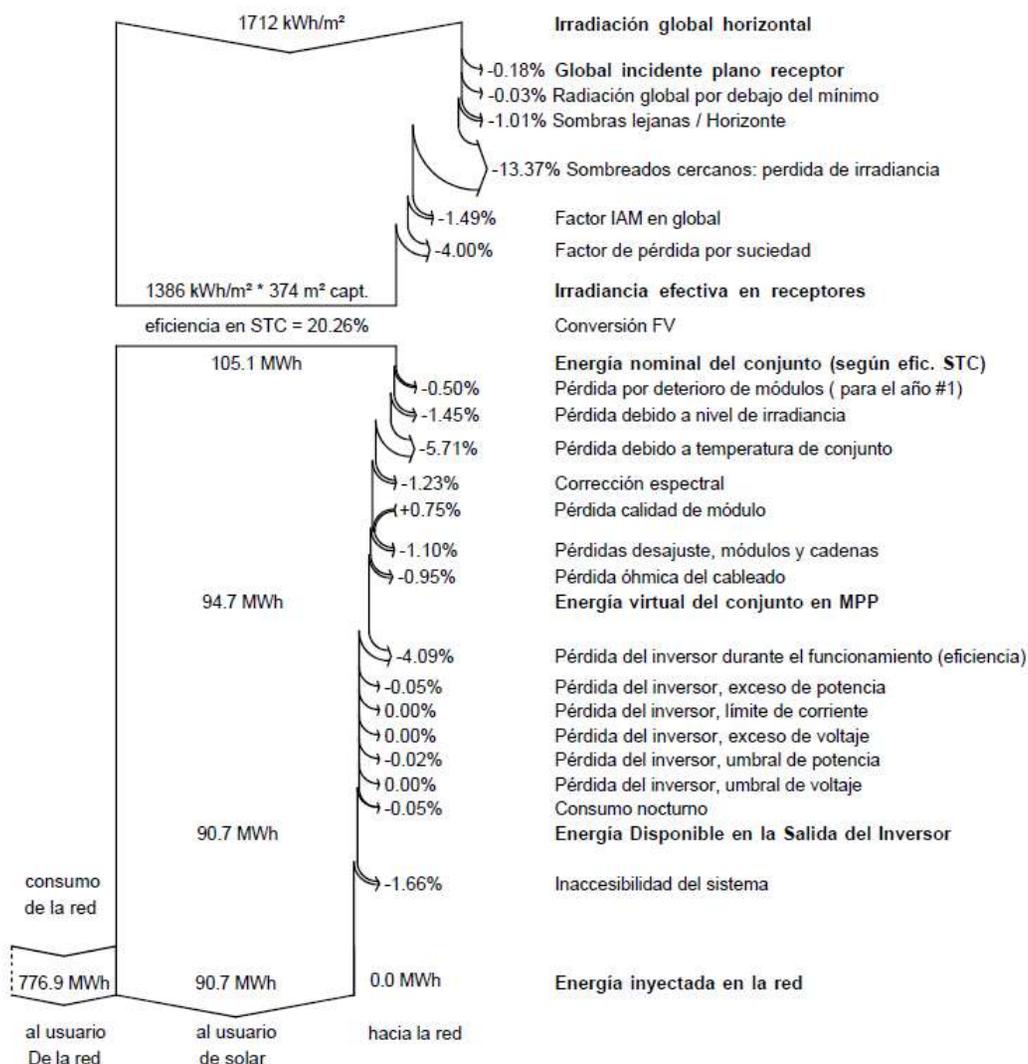


Ilustración 4, diagrama de pérdidas teóricas debidas a la conversión y transporte de energía en la instalación.

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

De la Ilustración 4 se puede obtener la cantidad de radiación neta generada por el sistema según calculo, la cual corresponde a 90.7MWh/año, generados en el 1er año de funcionamiento, como se sabe, las celdas de silicio sufren de degradación y reducción en su capacidad de generar energía eléctrica con el paso de los años, así como la aparición de diferencias y desajustes propios del deterioro de cualquier instalación, que impactan el voltaje y la corriente de las series, afectando de manera directa el desempeño global del sistema. Dicha información se especifica en las fichas del fabricante y se carga en el modelo para poder entregar un pronóstico de la caída del decrecimiento de la capacidad de generación eléctrica con el paso de los años, la cual es presentada en la Gráfico 4, para este primer año esta cifra de 90.7MWh correspondería al 10.4% de la demanda proyectada del circuito evaluado para la conexión del sistema que se asume será el transformador #1 (868MWh/año) identificado en el diagrama unifilar como MH-OF.

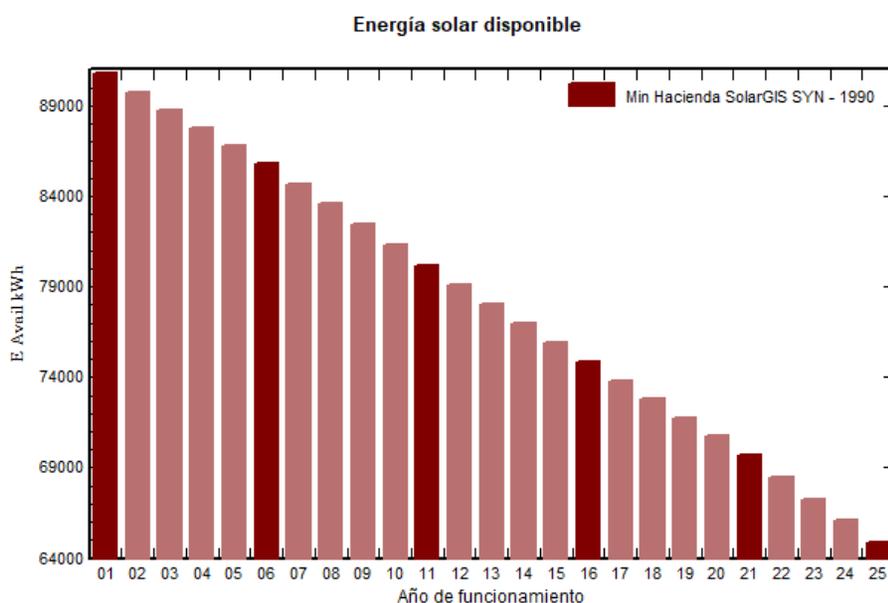


Gráfico 4, Efecto de la degradación del panel en la energía solar disponible en el sistema por años.

2.4. Estudio de sombras

Como parte del proceso de evaluación de espacios y optimización de las distribuciones físicas de módulos en las cubiertas, es necesario estudiar y cuantificar de qué manera puede impactar la arquitectura y los obstáculos locativos al rendimiento de la instalación solar, con el fin de poder elegir, dentro de las restricciones de espacios especificadas, la mejor localización posible para los arreglos de paneles con un criterio y sustento técnico.

Para dicho fin, se modeló en software 3d, un boceto arquitectónico del edificio a escala 1:1. Con ayuda de software especializado y mediante un proceso iterativo, se logró identificar dentro de las áreas designadas, los espacios con mayor impacto de sombras, siendo estos mismos espacios lo que se deben evitar a la hora de hacer la instalación permanente de los módulos de manera que se pueda obtener el mayor rendimiento posible siguiendo las directrices y restricciones de espacio y áreas de circulación impuestas para la instalación de módulos solares en el edificio. A continuación se presentan los resultados obtenidos del estudio clasificándolos por superficie y época del año.

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

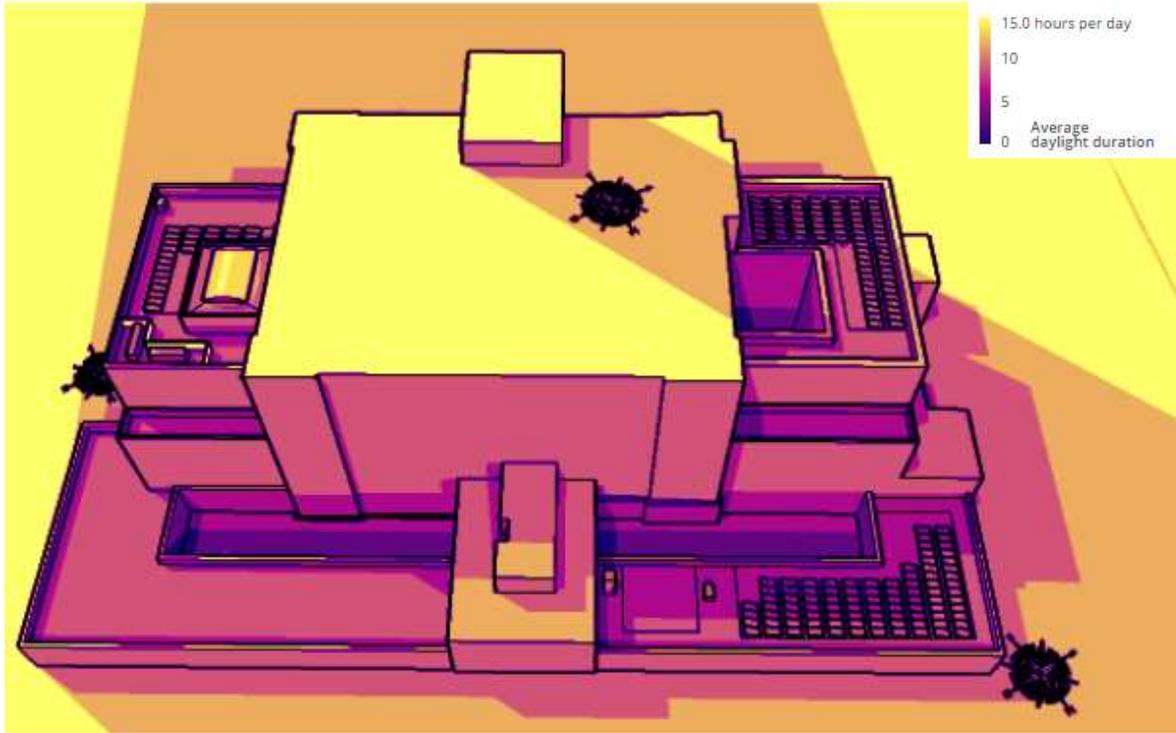


Ilustración 5
Estudio de sombras del edificio para el solsticio de verano en el mes de junio.

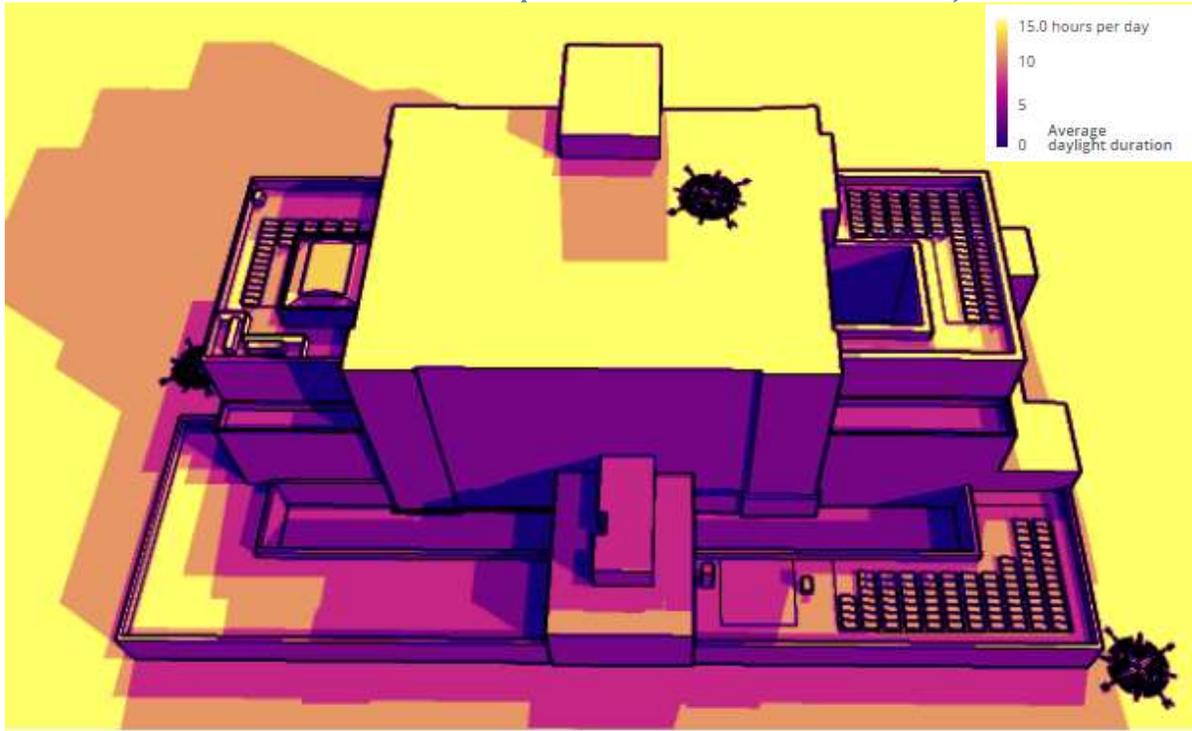


Ilustración 6
Estudio de sombras del edificio para el solsticio de invierno en el mes de diciembre.

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

2.4.1. Detalle para face 30

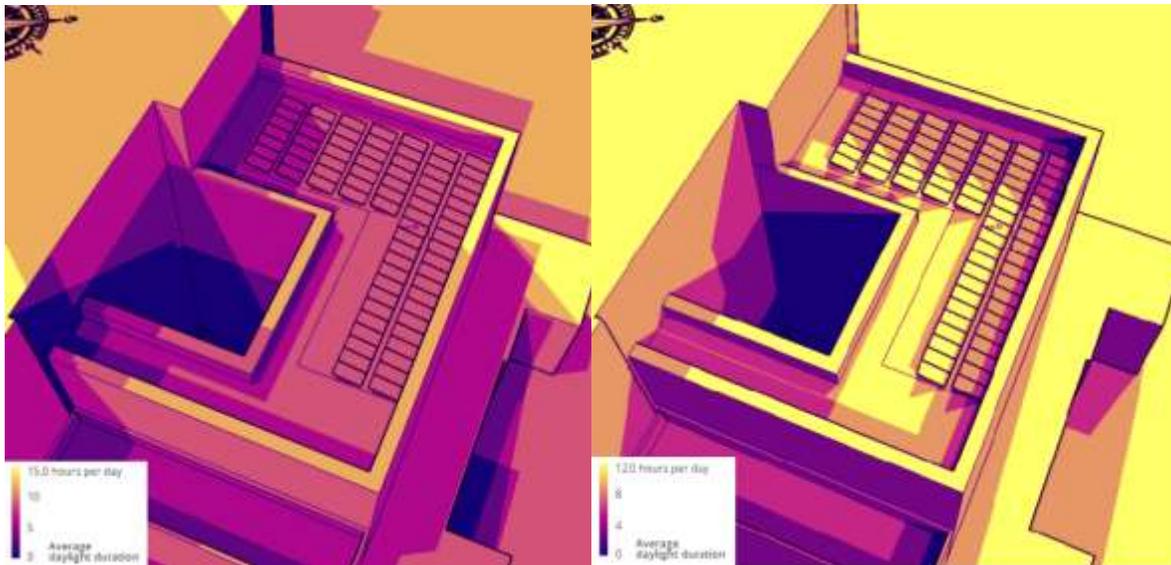


Ilustración 7

Detalle incidencia de sombras en solsticio de verano (izquierda) y solsticio de invierno (derecha).

2.4.2. Detalle para face 65

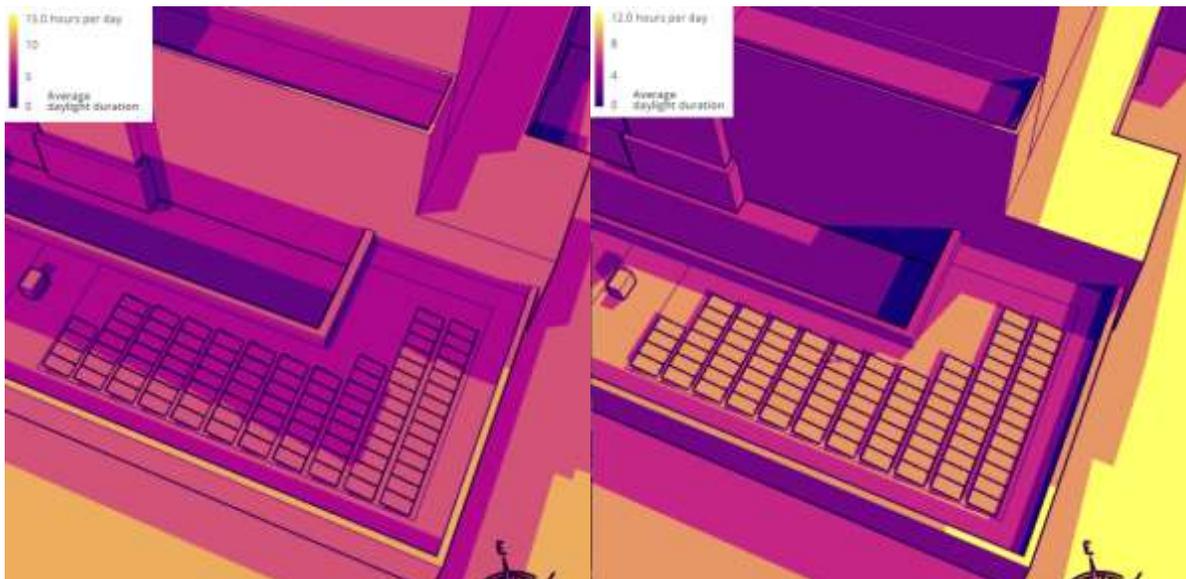


Ilustración 8

Detalle incidencia de sombras en solsticio de verano (izquierda) y solsticio de invierno (derecha).

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

2.4.3. Detalle para face 68

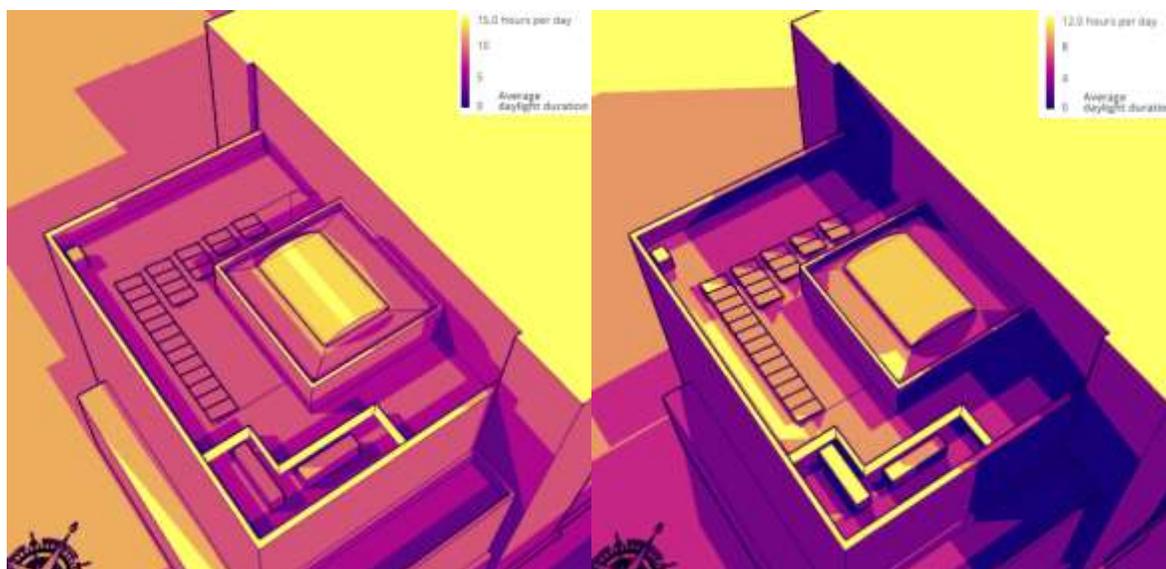


Ilustración 9

Detalle incidencia de sombras en solsticio de verano (izquierda) y solsticio de invierno (derecha).

Si se revisa de manera detallada, los arreglos de módulos fueron ubicados de manera que las superficies hicieran el uso más eficiente posible del recurso solar, hay que resalta que en el caso de la superficie “face 30” y “face 68” no fue posible localizar los arreglos dentro de la superficie en la posición idónea, ya que debido a restricciones de uso de espacio para salidas de emergencia y pasillos no es viable el uso de las áreas amarillas (áreas con menor incidencia de sombras) visibles en la Ilustración 7 e Ilustración 9, lado derecho.

La cuantificación del impacto de sombras para cada superficie se muestra en la última columna Tabla 6, dicho porcentaje fue incluido para cada una de las caras al realizar el modelo de simulación de rendimiento, por lo que fueron tomadas en cuenta dentro del diagrama de perdidas teóricas que se presenta en la Ilustración 4.

Face	Model	NºP.	P. power (Wp)	Power (kWp)	Weight (kg)	Azimuth	Tilt	Relative tilt	Energy (kWh)	Yield (kWh/kWp)	ΣH_n (kWh/m ² /year)	Shading L. (%)
30	Trina Solar-400W largo	75	400,00	30,00	1725,00	180,00	10,00	10,00	38422,40	1280,75	1625,56	2,79
65_0	Trina Solar-400W largo	90	400,00	36,00	2070,00	180,00	10,00	10,00	43210,14	1200,28	1625,56	8,90
68	Trina Solar-400W largo	24	400,00	9,60	552,00	180,00	10,00	10,00	12245,19	1275,54	1625,56	3,19

Tabla 6, Resultado de pérdidas por incidencia de sombras en superficies captadoras.

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

2.5. Solución adoptada

La solución adoptada es un sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica, con limitación de exportación de excedentes sobre una cubierta de grandes dimensiones de un edificio industrial o comercial. El Azimut e inclinación de los módulos fotovoltaicos homogénea. Los módulos serán instalados en estructuras fijas sobre la cubierta plana y alineados en filas. Cuando el ángulo de incidencia solar es bajo podrían generarse sombras sobre los módulos por parte de las filas precedentes, sin embargo esto se ha tomado en cuenta y ha sido optimizado durante el proceso de estudio de sombras. La estructura permite la ventilación de los módulos fotovoltaicos. No se considera almacenamiento eléctrico en la instalación debido a que la tasa de autoconsumo es del 100% y no amerita la instalación de almacenamiento en el entendido de que toda la energía generada es consumida en el momento.

El sistema está compuesto por 3 inversores de red distribuidos en las 3 zonas designadas en el edificio para alojar las instalaciones de los paneles solares necesarios, las especificaciones de los equipos sugeridos pueden ser encontradas en el apéndice del presente informe.

El estudio se realiza para un sistema fotovoltaico con una potencia total de 75.6kWp. Conformado por 189 módulos fotovoltaicos individuales de 400Wp, distribuidos en 3 zonas alrededor del edificio, la cantidad de módulos en total, cantidad de series por superficie, potencias de salida SCT, así como la tensión de circuito abierto de cada una de las cadenas se presentan en la Tabla 7, las corrientes de cada conjunto, por regla de simulación, se suman en el nodo de conexión (inversor) por lo que la corriente presentada en la tabla es la suma total de las corrientes de todas las series, la corriente de serie se consigue de dividir el valor "Impp" por la cantidad de series/cadenas de módulos solares que tenga el sub-conjunto.

Características de los conjuntos FV (3 Tipo de conjunto definido)					
Módulo FV		Modelo	GCL-P6/72-400		
Base de datos PVsyst original		Fabricante	GCL		
Sub-conjunto "Face 30"					
Número de módulos FV	En serie	15 módulos	En paralelo	5 cadenas	
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	75	Pnom unitaria	400 Wp	
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	30.0 kWp	En cond. de funciona.	27.22 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	560 V	I mpp	49 A	
Sub-conjunto "Face 65"					
Número de módulos FV	En serie	15 módulos	En paralelo	6 cadenas	
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	90	Pnom unitaria	400 Wp	
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	36.0 kWp	En cond. de funciona.	32.7 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	560 V	I mpp	58 A	
Sub-conjunto "Face 68"					
Número de módulos FV	En serie	8 módulos	En paralelo	3 cadenas	
Núm. total de módulos FV	Núm. módulos	24	Pnom unitaria	400 Wp	
Potencia global del conjunto	Nominal (STC)	9.60 kWp	En cond. de funciona.	8.71 kWp (50°C)	
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)	U mpp	299 V	I mpp	29 A	
Total	Potencia global conjuntos	Nominal (STC)	76 kWp	Total	189 módulos
		Superficie módulos	374 m²	Superficie célula	343 m ²

Tabla 7, Características de las series de módulos por superficie.

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

El trabajo de división de series en los sub conjuntos de paneles ubicados en cada superficie debe hacerse teniendo en cuenta la tensión de entrada de los inversores seleccionados para tener certeza de que los módulos estarán funcionando dentro de los rangos de tensión y corriente admitidos por el inversor para su correcto funcionamiento.

En la Tabla 8, se presenta el resumen del emparejamiento de las cadenas en los subconjuntos con cada uno de los equipos inversores asignados a cada espacio, las tensiones de trabajo para los sub conjuntos “face30” y “face 65” son de 560VDC según lo calculado en la simulación, y los rangos de tensión de trabajo para los inversores de estos sub conjuntos son de 330VDC a 800VDC, por lo que el diseño propuesto cumpliría con las especificaciones de tensión para el funcionamiento de los inversores. Caso similar es el del inversor del sub conjunto “face 68” para cuyo caso se calcula una tensión de serie de 299VDC y la tensión de trabajo del inversor seleccionado es de 270VDC a 480VDC. En ambos casos el margen superior e inferior permite la fluctuación del voltaje de trabajo en temperaturas, sin que el incremento de tensión por efecto de la temperatura baja tenga un efecto negativo para el funcionamiento del inversor.

Para los 3 inversores se tomó en cuenta el factor de cargabilidad permitido por el fabricante, que para el caso más crítico, que es el del subconjunto “face 68” está dentro de lo admisible. Donde la relación de potencia instalada/potencia nominal es de 1.25 (9.6kW/7.7kW). Según la ficha del fabricante dicha relación puede llegar a ser máximo de 1.6 (12.32kW/7.7kW), por lo que el diseño cumple con los parámetros establecidos por el fabricante para su correcto funcionamiento.

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Sub-conjunto "Face 30" : Inversor	Modelo	CORE1 33-US		
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	SMA		
Características	Voltaje de funcionam.	330-800 V	Pnom unitaria	33.0 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	33 kWac
			Relación Pnom	0.91
Sub-conjunto "Face 65" : Inversor	Modelo	CORE1 33-US		
Parámetros definidos por el usuario	Fabricante	SMA		
Características	Voltaje de funcionam.	330-800 V	Pnom unitaria	33.0 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	33 kWac
			Relación Pnom	1.09
Sub-conjunto "Face 68" : Inversor	Modelo	Sunny Boy 7700TL-US-22 -240V		
Base de datos PVsyst original	Fabricante	SMA		
Características	Voltaje de funcionam.	270-480 V	Pnom unitaria	7.68 kWac
Paquete de inversores	Núm. de inversores	1 unidades	Potencia total	7.7 kWac
			Relación Pnom	1.25
Total	Núm. de inversores	3	Potencia total	74 kWac

Tabla 8, Características de los inversores a usar por subconjunto

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

3. Memoria Justificativa

3.1. Sistema Generador Fotovoltaico.

El modulo fotovoltaico seleccionado para el proyecto es el TRINA SOLAR TSM-DE15H(II). Las principales características:

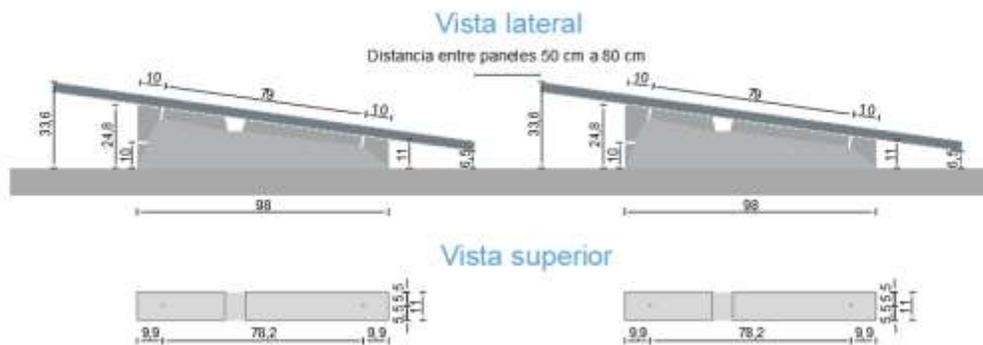
Módulo fotovoltaico:	TSM-DE15H(II)
Datos eléctricos STC	
Potencia nominal-Pmáx (Wp):	400 W
Tolerancia de potencia nominal (W):	0/+5 V
Tensión en el punto Pmáx-VMPP (V):	41,1 V
Corriente en el punto Pmáx-IMPP (A):	9,74 A
Tensión en circuito abierto-VOC (V):	50,4 V
Corriente de cortocircuito-ISC (A):	10,18 A
Eficiencia del módulo η_m (%):	19,7
Datos mecánicos	
Células solares Policristalinas:	156 x 78 mm
Distribución de las células:	144 células (6 x 24)
Dimensiones del módulo:	2024 x 1004 x 35 mm
Peso:	22,8 kg
Vidrio:	Vidrio solar de alta transparencia, capa anti reflectante, templado de 3,2 mm
Capa trasera:	Blanca
Marco:	Aluminio anodizado
Caja de conexiones:	IP 68
Cables:	Resistente a los rayos UV, sección de cables 4,0 mm ² , 1400 mm
Conector:	TS4 Compatible con MC4
Temperatura de Operación	
Nominal de la Célula (TONC):	41°C (±3K)
Coefficiente de temperatura de PMAX:	- 0,37%/K
Coefficiente de temperatura de VOC:	- 0,29%/K
Coefficiente de temperatura de ISC:	0,05%/K
Limites operativos	
Temperatura de operación:	-40 a +85°C
Tensión máxima del sistema:	1500 V DC (IEC) 1500 V DC (UL)
Capacidad máxima del fusible:	20 A
Carga de nieve:	5400 Pa
Carga de viento:	2400 Pa

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

Para el campo fotovoltaico se propone la estructura de la marca Sun Ballast, modelo ANGLE 8°.K - Art. 23008.K, esta estructura permite la instalación de módulos solares sin necesidad de realizar perforaciones o anclajes a la cubierta, siendo una estructura auto lastrada, es decir, que su propio peso evita la necesidad de adicionar anclajes o construir cimentaciones para fijar las estructuras en el emplazamiento, los blues permiten la distribución de paneles solares en una sola fila tanto es disposición vertical como horizontal, la cantidad de soportes necesario es igual a la cantidad de módulos de la fila + 1.

BALLAST ANGLE 8°.K - Art. 23008.K			
MATERIAL	Las bases SUN BALLAST estan fabricadas en concreto reforzado		
APLICACION	Cualquier clase de techo o cubierta con una inclinacion maxima de 5°		
ANGULO INCLINACION	0°	CANTIDAD POR PALLET	18 piezas
PESO POR BASE	45 kg	PALLET	90 cm x 98 cm, h = 45 cm
DISTANCE OF MODULES	From 50 cm to 80 cm	PALLET WEIGHT	810 kg
POSICIONAMIENTO DE MODULOS	Horizontal, Vertical	DIMENSION DEL PANEL DE REFERENCIA EN CAD	165 cm x 99,2 cm

DETALLES DEL SISTEMA UNIDAD DE MEDIDA - CM ORIENTACIÓN MODULO VERTICAL



La distribución de los módulos en el campo solar y la conformación de los strings es la siguiente:

189 módulos asignados los 3 sub conjuntos que conforman la instalación:

- Face 30: Estructura con series/cadenas= S1, S2, S3, S4, S5.
 - Total 75 módulos (15 módulos por cadena).
- Face 65: Estructura con series/cadenas= S1, S2, S3, S4, S5, S6.
 - Total 90 módulos (15 módulos por cadena).
- Face 68: Estructura con series/cadenas= S1, S2, S3.
 - Total 24 módulos (8 módulos por cadena).

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

Las ilustraciones de los sub conjuntos que se presentan a continuación, tienen el propósito de brindar un mayor detalle de la constitución de las series de cada una de las series de paneles, se recomienda revisar la ubicación de los paneles en el plano de cubiertas suministrado, para tener una comprensión más clara acerca de la orientación y localización de cada uno de los sub conjuntos en las áreas definidas para su instalación en las cubiertas del edificio.

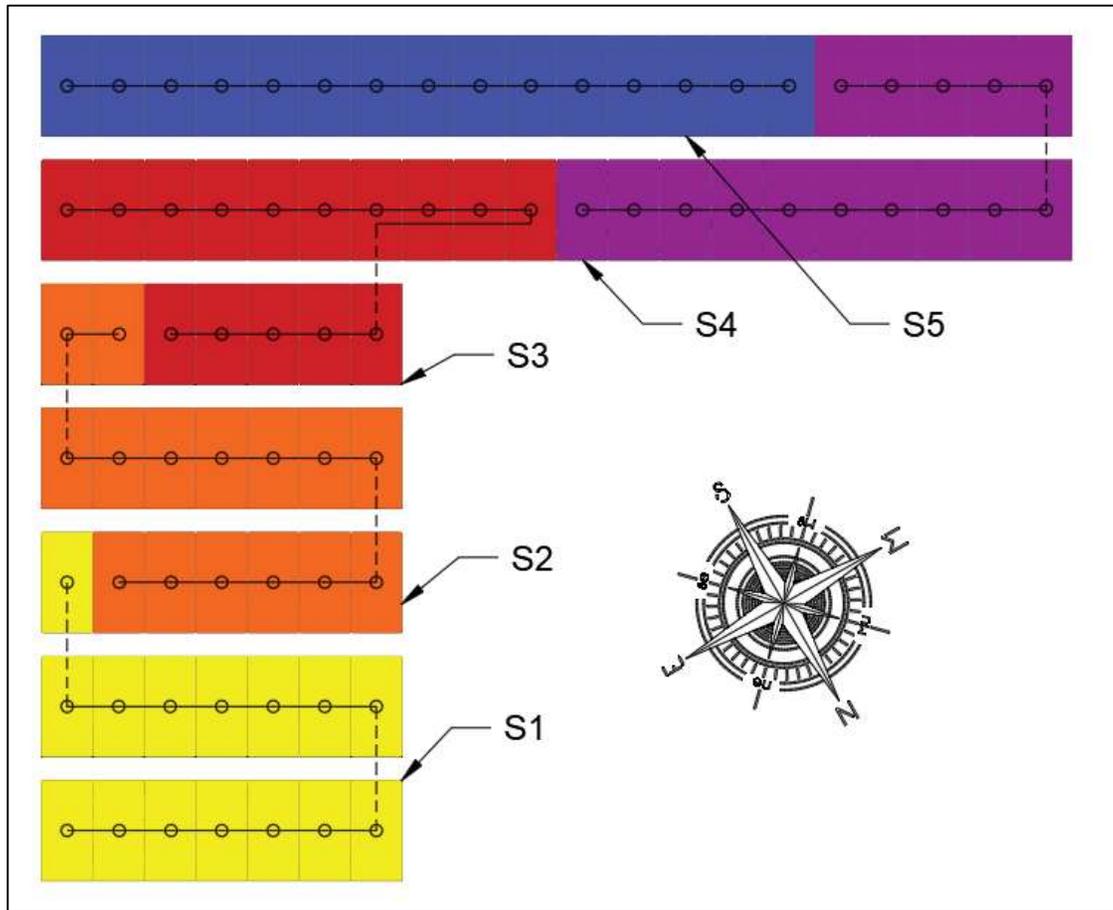


Ilustración 10, Sub conjunto FACE 30

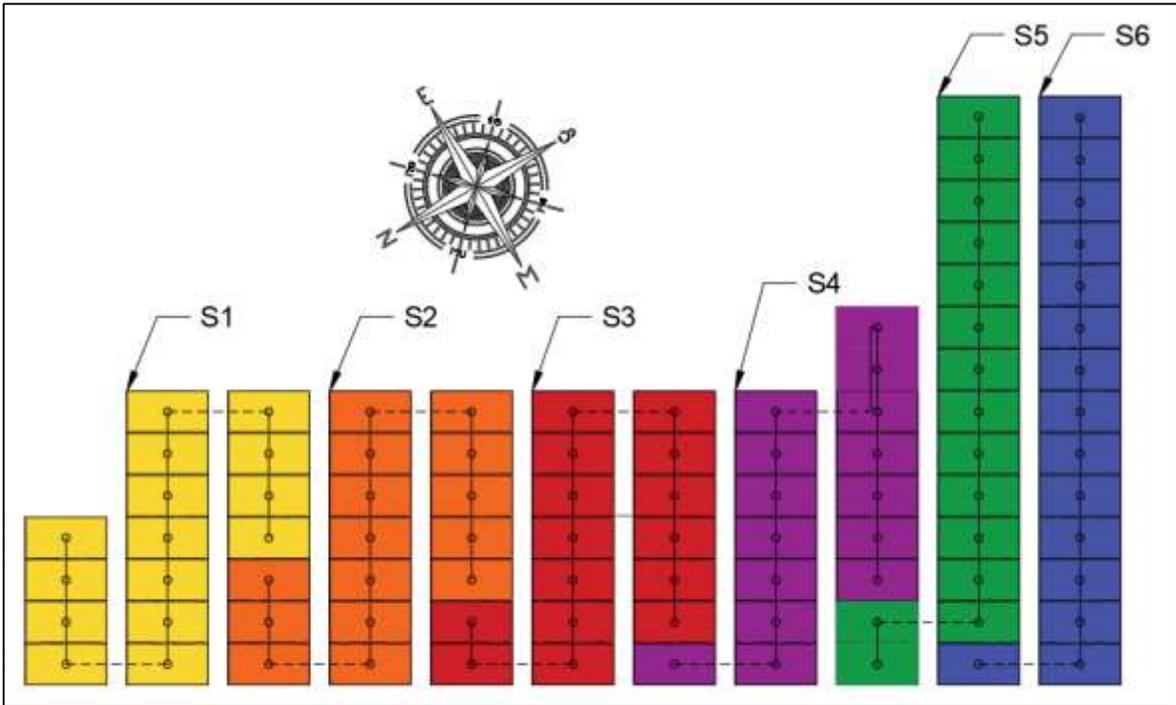


Ilustración 11, Sub conjunto FACE 65

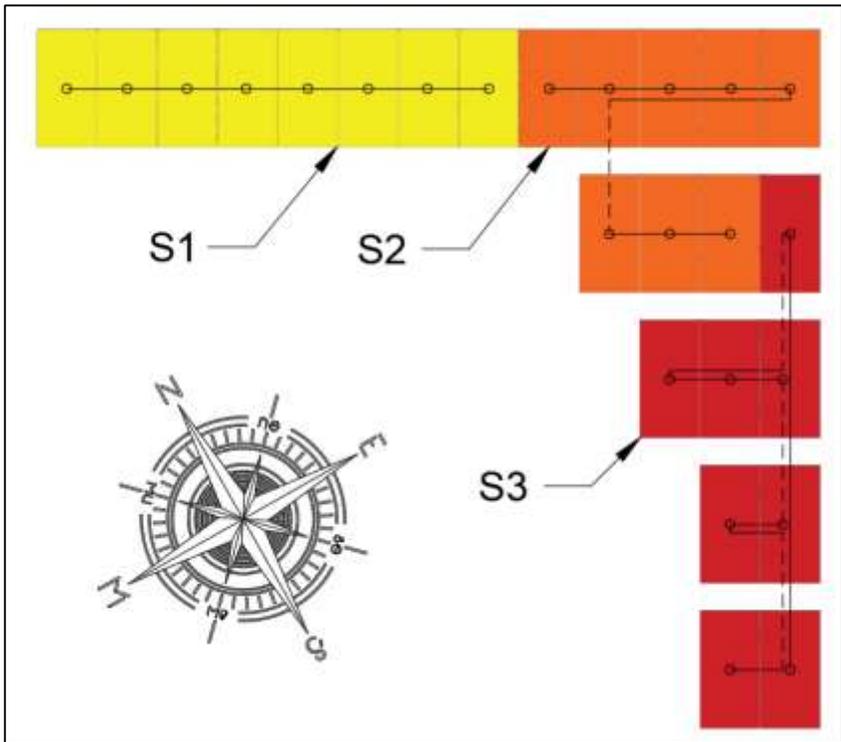


Ilustración 12, Sub conjunto FACE 68

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

3.2. Inversor de red

El inversor de red es el componente de la instalación que convierte la energía solar generada por los módulos fotovoltaicos (DC) en energía eléctrica (AC) adaptándose a los valores de red, de frecuencia y de tensión.

El inversor está diseñado para recolectar la máxima energía disponible del campo de FV ajustando constantemente su potencia de salida para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) de dicho campo fotovoltaico.

El inversor seleccionado para los sub conjuntos Face 30 y Face 65, son de la marca SMA referencia CORE1 33-US dispone de 6 canales MPPT. Se pueden conectar un máximo de dos entradas de strings a cada uno de los canales MPPT. Los dos campos de FV independientes pueden funcionar a diferentes puntos de máxima potencia para reunir la máxima energía posible

La siguiente figura muestra los componentes principales con una instalación de FV de conexión a red:

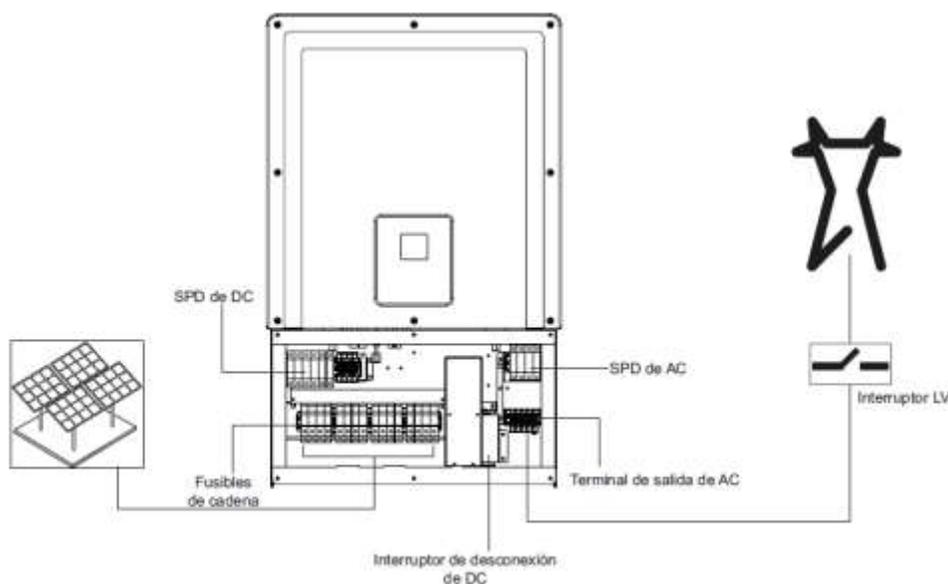


Ilustración 13, Diagrama básico de conexiones de inversor de red

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

Cálculo inversor de red, sub conjunto face 30, configuración 75 módulos en 5 series:

Inversor modelo:	Core1 33-US
Entrada DC	
Tensión circuito abierto máx. (V):	1.000 V
Rango de DC (V):	330-800 V
Máxima corriente en DC (A):	120A
N.º de canales MPPT:	6
Salida DC	
Salida AC nominal (VA):	33.000 W
Tensión red nominal	277/480V ajustable
Eficiencia máx.:	97,5%
Modulo fotovoltaico:	TRINA SOLAR TSM-DE15H(II)
Tipo:	Monocristalino
Potencia de salida pico (Wp):	400 W
Corriente de MPPT (A):	9,74 A
Tensión nominal (V):	41,1 V
Número de celdas	144
Corriente en cortocircuito (A):	10,18 A
Tensión en circuito abierto (V):	50,4 V
	MPPT1 - 5
Módulos fotovoltaicos por string	15
Numero de strings:	5
Inclinación:	8°-10°
Orientación:	29°
Salida generador fotovoltaico por serie:	6.000 W.
Factor sobredimensionamiento:	0,91
Resultados	
Tensión de MPPT mínima inversor	330 V
Tensión de MPPT mínima FV a 25°C:	622 V
Tensión de MPPT máxima inversor:	800 V
Tensión de MPPT máx generador FV a 22°C:	630 V
Tensión en circuito abierto máxima del inversor:	1000 V
Tensión en circuito abierto generador FV a 15°C:	783 V
Corriente de CC máxima MPPT inversor:	20 A.
Corriente de MPPT del generador FV:	9,74 A.
Corriente de CC máxima	120 A
Corriente de MPPT máxima del generador FV:	48,7
Total módulos fotovoltaicos:	75
Salida generador FV total:	30.000 W

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

Cálculo inversor de red, sub conjunto face 65, configuración 90 módulos en 6 series:

Inversor modelo:	Core1 33-US
Entrada DC	
Tensión circuito abierto máx. (V):	1.000 V
Rango de DC (V):	330-800 V
Máxima corriente en DC (A):	120A
N.º de canales MPPT:	6
Salida DC	
Salida AC nominal (VA):	33.000 W
Tensión red nominal	277/480V ajustable
Eficiencia máx.:	97,5%
Modulo fotovoltaico:	
	TRINA SOLAR TSM-DE15H(II)
Tipo:	Monocrystalino
Potencia de salida pico (Wp):	400 W
Corriente de MPPT (A):	9,74 A
Tensión nominal (V):	41,1 V
Número de celdas	144
Corriente en cortocircuito (A):	10,18 A
Tensión en circuito abierto (V):	50,4 V
	MPPT1 - 6
Módulos fotovoltaicos por string	15
Numero de strings:	6
Inclinación:	8°-10°
Orientación:	29°
Salida generador fotovoltaico por serie:	6.000 W.
Factor sobredimensionamiento:	1,09
Resultados	
Tensión de MPPT mínima inversor	330 V
Tensión de MPPT mínima FV a 25°C:	622 V
Tensión de MPPT máxima inversor:	800 V
Tensión de MPPT máx generador FV a 22°C:	630 V
Tensión en circuito abierto máxima del inversor:	1000 V
Tensión en circuito abierto generador FV a 15°C:	783 V
Corriente de CC máxima MPPT inversor:	20 A.
Corriente de MPPT del generador FV:	9,74 A.
Corriente de CC máxima	120 A
Corriente de MPPT máxima del generador FV:	58,44
Total módulos fotovoltaicos:	90
Salida generador FV total:	36.000 W

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

Cálculo inversor de red, sub conjunto face 68, configuración 24 módulos en 3 series:

Inversor modelo:	SunnyBoy 7.7-US
Entrada DC	
Tensión circuito abierto máx. (V):	600 V
Rango de DC (V):	270-480 V
Máxima corriente en DC (A):	30A
N.º de canales MPPT:	3
Salida DC	
Salida AC nominal (VA):	7.700 W
Tensión red nominal	120/208V ajustable
Eficiencia máx.:	97,3%
Modulo fotovoltaico:	
	TRINA SOLAR TSM-DE15H(II)
Tipo:	Monocristalino
Potencia de salida pico (Wp):	400 W
Corriente de MPPT (A):	9,74 A
Tensión nominal (V):	41,1 V
Número de celdas	144
Corriente en cortocircuito (A):	10,18 A
Tensión en circuito abierto (V):	50,4 V
	MPPT1 - 3
Módulos fotovoltaicos por string	8
Numero de strings:	3
Inclinación:	8°-10°
Orientación:	29°
Salida generador fotovoltaico por serie:	3.200 W.
Factor sobredimensionamiento:	1,24
Resultados	
Tensión de MPPT mínima inversor	270 V
Tensión de MPPT mínima FV a 25°C:	332 V
Tensión de MPPT máxima inversor:	480 V
Tensión de MPPT máx generador FV a 22°C:	336 V
Tensión en circuito abierto máxima del inversor:	600 V
Tensión en circuito abierto generador FV a 15°C:	418 V
Corriente de CC máxima MPPT inversor:	10 A.
Corriente de MPPT del generador FV:	9,74 A.
Corriente de CC máxima	30 A
Corriente de MPPT máxima del generador FV:	29.22
Total módulos fotovoltaicos:	24
Salida generador FV total:	9.600 W

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

3.3. Cálculos eléctricos

3.3.1. Especificaciones del cable utilizado

Para los trazados en interior de edificios, se ha utilizado cable tipo **RZ1-K 0,6/1 kV** con las siguientes características:

- *Conductor de Cu electrolítico*
- *Cubierta de poliolefina ignifugada de color verde, libre de halógenos*
- *En caso de incendio no emite sustancias tóxicas ni gases corrosivos, por lo que protege la salud pública y evita posibles daños a los equipos electrónicos*
- *Se ajusta al cumplimiento de la siguiente normativa:*
 - *Normativa española: UNE-EN 60332-1 / UNE-EN 50266 / UNE-EN 50267-1 / UNE-EN 50267-2 / UNE-EN 61034*
 - *Norma Internacional: IEC 60332-1 / IEC 60332-3 / IEC 60754-1 / IEC 60754-2 / IEC 6103*

Para el cableado en el exterior o en tramos enterrados, se ha proyectado cable tipo **RV-K 0,6/1 kV**, con las siguientes características:

- *Conductores de Cu electrolítico*
- *Aislamiento de polietileno reticulado*
- *Cubierta flexible clase 5 de PVC*
- *Cumplimiento de las normas siguientes:*
 - *No propagador de llama según IEC 60332-1*
 - *IEC 60502*
 - *UNE 21123-2*

Para el cableado de strings hasta las cajas de protecciones y de dicha caja hasta los equipos en la sala técnica, se ha proyectado cable tipo **ZZ-F 0,6/1 kV**, con las siguientes características:

- *Conductores de Cu estañado clase 5*
- *Aislamiento de elastómero termoestable libre de halógenos*
- *Cubierta de elastómero termoestable libre de halógenos*
- *Cumplimiento de las normas siguientes:*
 - *No propagador de llama según IEC 60332-1-2*

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

- IEC 60754 Baja acidez y corrosividad de los gases
- IEC 61034 Baja opacidad de los humos emitidos

El cable RV-K discurrirá bajo tubo o en bandeja metálica tipo rejilla.
El cable RZ1-K y ZZ-F discurrirá en bandeja perforada o de tipo rejilla.

3.3.2. Dimensionado de los conductores eléctricos

El dimensionado del cableado se realiza aplicando el siguiente método, basado en la formulación del REBT (Reglamento electrotécnico de baja tensión):

- 1- Aplicar el criterio de caída de tensión y proponer una sección para cada tramo de la instalación
- 2- Aplicar el criterio térmico sobre la sección para cada tramo

El criterio de caída de tensión se basa en:

- 2 % en la instalación de corriente continua
- 2 % en la instalación de corriente alterna

3.3.2.1. Criterio de cálculo por caída de tensión

Fórmulas utilizadas:

Corriente Continua

$$S = \frac{2 \cdot \rho \cdot L \cdot I}{e_{\max}}$$

Donde:

- S: sección del conductor en mm²
- I: intensidad en A
- ρ: resistividad del material, en Ω·mm²/m
- L: longitud del conductor en m
- e_{max} : caída de tensión máxima en V

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

Corriente Alterna

Se han empleado las fórmulas descritas en la Guía Baja Tensión-Anexo 2 del REBT 2002 (edición septiembre 2003):

- Línea trifásica:

$$S = \frac{P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U}$$

- Línea monofásica

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\gamma \cdot e \cdot U}$$

En las que:

- S = Sección en mm²
- L = Longitud en metros
- P = Potencia en vatios
- Coeficiente de conductividad (γ) (56 para el Cu y 35 para el Al) en m/Ω·mm²
- e = Caída de tensión en voltios
- U = Tensión en voltios

La intensidad vendrá dada por:

- Línea trifásica:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi}$$

- Línea monofásica

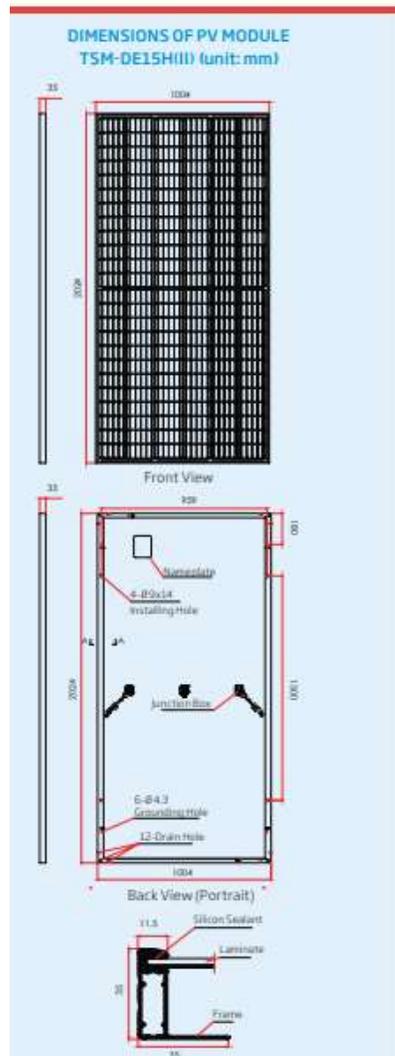
$$I = \frac{P}{U \cdot \cos\phi}$$

4. Fichas técnicas equipos de referencia

4.1. Panel fotovoltaico

TALLMAX^M

TSM-DE15H(II)



ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-380 DE15H(II)	TSM-385 DE15H(II)	TSM-390 DE15H(II)	TSM-395 DE15H(II)	TSM-400 DE15H(II)
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	380	385	390	395	400
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- U_{MP} (V)	39.6	40.1	40.5	40.8	41.1
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	9.59	9.61	9.64	9.69	9.74
Open Circuit Voltage- U_{OC} (V)	48.1	48.5	49.7	50.1	50.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.99	10.03	10.08	10.13	10.18
Module Efficiency η_p (%)	18.7	18.9	19.2	19.4	19.7

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25 °C, Air Mass AM1.5
* Measuring tolerance: ±3%

ELECTRICAL DATA @ NMOT	TSM-380 DE15H(II)	TSM-385 DE15H(II)	TSM-390 DE15H(II)	TSM-395 DE15H(II)	TSM-400 DE15H(II)
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	287	291	295	298	302
Maximum Power Voltage- U_{MP} (V)	37.4	37.9	38.4	38.7	38.9
Maximum Power Current- I_{MP} (A)	7.66	7.67	7.68	7.71	7.76
Open Circuit Voltage- U_{OC} (V)	44.4	45.6	46.8	47.2	47.4
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.05	8.09	8.13	8.17	8.21

NMOT: Irradiance 800 W/m², Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 x 24)
Module Dimensions	2024 x 1004 x 35 mm
Weight	22.8 kg
Glass	3.2 mm, High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Cable 4.0mm ² , Portrait: N 140mm/P 285mm, Landscape: N 1400 mm/P 1400 mm
Connector	TS4

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

4.2. Inversor de red

4.2.1. Inversor Bifásico 7.7 kW

Technical data	Sunny Boy 6.0-US		Sunny Boy 7.0-US		Sunny Boy 7.7-US	
	208 V	240 V	208 V	240 V	208 V	240 V
Input (DC)						
Max. PV power	9600 Wp		11200 Wp		12320 Wp	
Max. DC Voltage			600 V			
Rated MPP Voltage range	220 - 480 V		245 - 480 V		270 - 480 V	
MPPT operating voltage range			100 - 550 V			
Min. DC voltage / start voltage			100 V / 125 V			
Max. operating input current per MPPT			10 A			
Max. short circuit current per MPPT			18 A			
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker			3 / 1			
Output (AC)						
AC nominal power	5200 W	6000 W	6660 W	7000 W	6660 W	7680 W
Max. AC apparent power	5200 VA	6000 VA	6660 VA	7000 VA	6660 VA	7680 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency			60 Hz / 50 Hz			
Max. output current	25.0 A	25.0 A	32.0 A	29.2 A	32.0 A	32.0 A
Power factor (cos φ) / harmonics			1 / < 4 %			
Output phases / line connections			1 / 2			
Efficiency						
Max. efficiency	97.3 %	97.7 %	97.3 %	97.9 %	97.3 %	97.5 %
CEC efficiency	96.5 %	97.0 %	96.5 %	97.0 %	96.5 %	97.0 %
Protection devices						
DC disconnect device / DC reverse polarity protection			● / ●			
Ground fault monitoring / Grid monitoring			●			
AC short circuit protection			●			
All-pole sensitive residual current monitoring unit (RCMU)			●			
Arc fault circuit interrupter (AFCI)			●			
Protection class / overvoltage category			I / IV			
General data						
Dimensions (W / H / D) in mm (in)			535 x 730 x 198 (21.1 x 28.5 x 7.8)			
Packaging Dimensions (W / H / D) in mm (in)			600 x 800 x 300 (23.6 x 31.5 x 11.8)			
Weight / packaging weight			26 kg (57 lb) / 30 kg (66 lb)			
Temperature range: operating / non-operating			-25 °C ... +60 °C / -40 °C ... +60 °C			
Environmental protection rating			NEMA 3R			
Noise emission (typical)	39 dB(A)				45 dB(A)	
Internal power consumption at night			< 5 W			
Topology / cooling concept	transformerless / convection				transformerless / fan	

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

4.2.2. Inversor Trifásico 3.3kW

Technical data	Sunny Tripower CORE1 33-US	Sunny Tripower CORE1 50-US	Sunny Tripower CORE1 62-US
Input (DC)			
Maximum array power	50000 Wp STC	75000 Wp STC	93750 Wp STC
Maximum system voltage		1000 V	
Rated MPP voltage range	330 V ... 800 V	500 V ... 800 V	550 V ... 800 V
MPPT operating voltage range		150 V ... 1000 V	
Minimum DC voltage / start voltage		150 V / 188 V	
MPP trackers / strings per MPP input		6 / 2	
Maximum operating input current / per MPP tracker		120 A / 20 A	
Maximum short circuit current per MPPT / per string input		30 A / 30 A	
Output (AC)			
AC nominal power	33300 W	50000 W	62500 W
Maximum apparent power	33300 VA	53000 VA	66000 VA
Output phases / line connections		3 / 3-[N]-PE	
Nominal AC voltage		480 V / 277 V WYE	
AC voltage range		244 V ... 305 V	
Maximum output current	40 A	64 A	80 A
Rated grid frequency		60 Hz	
Grid frequency / range		50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +6 Hz	
Power factor at rated power / adjustable displacement		1 / 0.0 leading ... 0.0 lagging	
Harmonics THD		<3%	
Efficiency			
CEC efficiency	97.5%	97.5%	97.5%
Protection and safety features			
Load rated DC disconnect		•	
Load rated AC disconnect		•	
Ground fault monitoring: Riso / Differential current		• / •	
DC AFCI arc-fault protection		•	
SunSpec PLC signal for rapid shutdown		•	
DC reverse polarity protection		•	
AC short circuit protection		•	
DC surge protection: Type 2 / Type 1+2		O / O	
AC surge protection: Type 2 / Type 1+2		O / O	
Protection class / overvoltage category (as per UL 840)		I / IV	
General data			
Device dimensions (W / H / D)	621 mm / 733 mm / 569 mm [24.4 in x 28.8 in x 22.4 in]		
Device weight	84 kg [185 lbs]		
Operating temperature range	-25 °C ... +60 °C [-13 °F ... +140 °F]		
Storage temperature range	-40 °C ... +70 °C [-40 °F ... +158 °F]		
Audible noise emissions (full power @ 1m and 25 °C)	65 dB(A)		
Internal consumption at night	5 W		
Topology	Transformerless		
Cooling concept	OptiCool (forced convection, variable speed fans)		
Enclosure protection rating	Type 4X, 3SX (as per UL 50E)		
Maximum permissible relative humidity (non-condensing)	100%		

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

4.3. Equipos de medición/control de inyección

ELHOR

WATTSON® -MARK

PRECISION ENERGY METER

The WattsOn-Mark II Precision Energy Meter uses cutting-edge metering technology to provide unprecedented accuracy, resolution and metering performance for any electrical installation. WattsOn monitors each phase individually and incorporates the functions of single-phase, split-phase, and three-phase meters.

FEATURES:

- ◆ ANSI C12.20 Class 0.2 Accuracy Compliant, Four-Quadrant
- ◆ California CSI PBI Eligible
- ◆ High-Resolution Power and Energy measurements
- ◆ Fast update (100ms) for all power readings
- ◆ Per phase instantaneous and accumulated data
- ◆ Ultra-High Dynamic Range simplifies CT options
- ◆ Compatible with mV, mA, 5A and Rogowski Coil Inputs
- ◆ Digital communication via RS-485 (Modbus/RTU or BACnet MS/TP)
- ◆ Customizable Modbus Register Map
- ◆ Compatible with common Solar Industry Modbus Specifications
- ◆ Alarm / Pulse Outputs
- ◆ DIN and wall-mount enclosure
- ◆ Optional Display with Datalogging and Real-Time Clock
- ◆ Optional Ethernet with Modbus/TCP, BACnet/IP or web server with user configurable POST capability



4.4. Equipos de comunicación

ennexOS Data Manager M (EDMM)



Unidad de comunicación central
Siempre actualizada debido a su función de actualización automática.



Configuración y Comisionamiento Rápido

- Comisionamiento conveniente a través de asistentes de configuración integrados
- Configuración remota segura del Data Manager y el inversor

Mejora de los servicios del sistema de red.

- Exportación Cero
- Funciones de Potencia Reactiva (Q setpoint, cos φ setpoint, Q(V))

Interfaces abiertas

- Interfaz del receptor con control de ondulación (4 DIs + fast stop)
- Interfaz de mercadeo directo
- Interfaz SCADA (Modbus/TCP)

Administración de Usuario

- Una cuenta de administración central
- Acceso a través de la cuenta Sunny Portal

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

4.5. Estructura

BALLAST ANGLE 10° - Art. 23010 shed			
MATERIAL	The main material of SUN BALLAST is concrete, which allows a low wear over time and the ability to withstand even the most intense perturbations and different climatic conditions		
APPLICATION	Any type of flat roof with a maximum slope of 5 °; on the ground, on beaten ground with inert material or pavements		
INCLINATION ANGLE	10°	QUANTITY PER PALLET	10 pieces
BALLAST WEIGHT	53 kg	PALLET DIMENSIONS	70 cm x 98 cm, h = 58 cm
DISTANCE OF MODULES	From 60 cm to 100 cm	PALLET WEIGHT	530 kg
MODULE POSITIONING	Horizontal, Vertical	DIMENSION OF PV PANEL DRAWING	165 cm x 99,2 cm

BALLAST ANGLE 8°.K - Art. 23008.K			
MATERIAL	The main material of SUN BALLAST is concrete, which allows a low wear over time and the ability to withstand even the most intense perturbations and different climatic conditions		
APPLICATION	Any type of flat roof with a maximum slope of 5 °; on the ground, on beaten ground with inert material or pavements		
INCLINATION ANGLE	8°	QUANTITY PER PALLET	18 pieces
BALLAST WEIGHT	45 kg	PALLET DIMENSIONS	90 cm x 98 cm, h = 45 cm
DISTANCE OF MODULES	From 50 cm to 80 cm	PALLET WEIGHT	810 kg
MODULE POSITIONING	Horizontal, Vertical	DIMENSION OF PV PANEL DRAWING	165 cm x 99,2 cm

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

4.6. Protecciones

Tabla de elección

(continuación)

Protección magnetotérmica de circuitos y receptores

IDPN N	iC60N	iC60H	iC60L			
						
UNE-EN 60898-1	UNE-EN 60947-2, 60898-1	UNE-EN 60947-2, 60898-1	UNE-EN 60947-2, 60898-1			
1P+N, 3P, 3P+N	1P, 1P+N	1P, 1P+N	1P			
	2, 3, 4P	2, 3, 4P	2, 3, 4P			
•	•	•	•			
•	•	•	•			
C, D	B, C, D	B, C, D	B, C, Z			
1 a 40	0,5 a 63	0,5 a 63	0,5 a 63			
230/400	440	440	440			
-	250	250	250			
-	12	12	12			
-	12	12	12			
400	500	500	500			
4	6	6	6			
	F/N	F/F	F/N	F/F	F/N	F/F
-	50 (0,5 a 4 A) 36 (6 a 63 A)	-	70 (0,5 a 4 A) 42 (6 a 63 A)	-	100 (0,5 a 4 A) 70 (6 a 63 A)	100 (0,5 a 4 A) 80 (6 a 63 A)
-	-	50 (0,5 a 4 A) 36 (6 a 63 A)	-	70 (0,5 a 4 A) 42 (6 a 63 A)	-	-
-	50 (0,5 a 4 A) 20 (6 a 63 A)	-	70 (0,5 a 4 A) 30 (6 a 63 A)	-	100 (0,5 a 4 A) 50 (6 a 25 A) 36 (32/40 A) 30 (50/63 A)	100 (0,5 a 4 A) 70 (6 a 63 A)
-	50 (0,5 a 4 A) 10 (6 a 63 A)	50 (0,5 a 4 A) 20 (6 a 63 A)	70 (0,5 a 4 A) 15 (6 a 63 A)	70 (0,5 a 4 A) 30 (6 a 63 A)	100 (0,5 a 4 A) 25 (6 a 25 A) 20 (32/40 A) 15 (50/63 A)	100 (0,5 a 4 A) 50 (6 a 25 A) 36 (32/40 A) 30 (50/63 A)
-	-	50 (0,5 a 4 A) 10 (6 a 63 A)	-	70 (0,5 a 4 A) 15 (6 a 63 A)	-	100 (0,5 a 4 A) 25 (6 a 25 A) 20 (32/40 A) 15 (50/63 A)

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

4.7. Cableado

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO H1Z2Z2-K 1,0 kV AC (1,5 kV DC) 90°C HF FR

Conductor		Aislamiento		Cubierta		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁽¹⁾		
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Un Cable Sobre una Superficie	Dos Cables en Contacto Sobre Superficie
mm ²	Ω/km	mm	mm	mm	mm	kg/km	A		
1,5	13,2980	0,70	3,06	0,80	4,74	31	30	29	24
2,5	7,9693	0,70	3,53	0,80	5,21	42	41	39	33
4	4,9408	0,70	4,08	0,80	5,76	58	55	52	44
6	3,2906	0,70	4,66	0,80	6,34	78	70	67	57
10	1,8928	0,70	5,65	0,80	7,33	120	98	93	79
16	1,2036	0,70	6,54	0,90	8,44	183	132	125	107
25	0,7717	0,90	8,21	1,00	10,31	280	176	167	142
35	0,5484	0,70	9,38	1,10	11,66	380	218	207	176
50	0,3815	1,00	11,08	1,20	13,58	537	276	262	221
70	0,2689	1,10	13,05	1,20	15,55	752	347	330	278
95	0,2038	1,10	15,24	1,30	17,94	980	416	395	333
120	0,1592	1,20	17,26	1,30	19,96	1254	488	464	390
150	0,1281	1,40	19,31	1,40	22,23	1549	566	538	453
185	0,1048	1,60	21,40	1,60	24,72	1893	644	612	515
240	0,0793	1,70	27,77	1,70	31,31	2593	775	736	620

CABLE CENTELSA FOTOVOLTAICO PV XLPE 2000 V 90°C SR

Conductor		Aislamiento		Peso Total Aproximado	Ampacidad ⁽²⁾	
Calibre	Resistencia Eléctrica DC a 20°C	Espesor Nominal	Diametro Aproximado		Un Cable al Aire	Hasta Tres Conductores en Ducto
AWG	Ω/km	mm	mm	kg/km	A	
14	8,4443	1,90	5,92	50	30	23
12	5,3149	1,90	6,42	65	41	30
10	3,3436	1,90	7,06	88	56	41
8	2,1021	2,16	8,36	126	78	55
6	1,3226	2,16	9,42	182	106	73
4	0,8478	2,16	10,44	263	141	96
2	0,5332	2,16	11,98	389	190	129
1/0	0,3351	2,67	14,94	604	259	172
2/0	0,2659	2,67	16,08	739	300	194
4/0	0,1688	2,67	19,52	1140	405	260
250	0,1429	3,05	21,56	1365	455	290
500	0,0728	3,05	30,69	2650	703	430

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

5. Acrónimos y glosario

Acrónimo	Nombre completo	Unidad	Aclaración
GHI	Irradiación global horizontal	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global horizontal (© 2019 Solargis)
DNI	Irradiación directa normal	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación directa normal (© 2019 Solargis)
DIF	Irradiación difusa horizontal	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación difusa horizontal (© 2019 Solargis)
D2G	Ratio entre irradiación difusa y global		Ratio entre la irradiación difusa horizontal e irradiación global horizontal ((DIF/GHI). Valores promedio anuales y mensuales calculados por Solargis
GHI season	Estacionalidad de la irradiación global horizontal		Ratio entre el máximo y el mínimo valor promedio mensual de irradiación global horizontal (GHI_month_max/GHI_month_min)
DNI season	Estacionalidad de la irradiación directa normal		Ratio entre el máximo y el mínimo valor promedio mensual de irradiación directa normal (DNI_month_max/DNI_month_min)
GTI theoretical	Irradiación global inclinada (teórica)	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global inclinada sin considerar sombras del terreno (© 2019 Solargis)
TEMP	Temperatura del aire	°C	Valores anuales, mensuales y diarios promedio de la temperatura del aire a 2 metros sobre el suelo. Calculada a partir de la salida del modelo ERA-5 (© 2019 ECMWF)
WS	Velocidad del viento	m/s	Valores anuales, mensuales y diarios promedio de la velocidad del viento a 10 metros sobre el suelo. Calculada a partir de la salida del modelos MERRA-2 and CFSv2 (© 2019 NOAA y NASA)
CDD	Grados día de refrigeración	Grados día	Cuantifica la demanda de energía necesaria para enfriar un edificio. Los "grados día de refrigeración" son una medida de cuánto (en grados), y por cuánto tiempo (en días), la temperatura del aire exterior fue más alta que una temperatura media diaria específica de referencia (18°C). Los valores anuales y mensuales se agregan a partir de los valores diarios. Calculado por Solargis a partir de los datos de temperatura del aire
HDD	Grados día de calefacción	Grados día	Cuantifica la demanda de energía necesaria para calefactar un edificio. Los "grados día de calefacción" son una medida de cuánto (en grados), y por cuánto tiempo (en días), la temperatura del aire exterior fue más baja que una temperatura media diaria específica de referencia (18°C). Los valores anuales y mensuales se agregan a partir de los valores diarios. Calculado por Solargis a partir de los datos de temperatura del aire

<p>Versión: 1</p>	<p>MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38</p>	<p>UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN</p>
<p>Fecha: 23/12/2020</p>		<p>MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA</p>

Acronimo	Nombre completo	Unidad	Aclaración
PVOUT specific	Producción fotovoltaica específica	kWh/kWp	Valores anuales y mensuales promedio de producción de energía eléctrica fotovoltaica (corriente alterna) entregada por la instalación fotovoltaica normalizada para 1 kWp de capacidad instalada (© 2019 Solargis)
PVOUT total	Producción fotovoltaica total	kWh	Valores anuales y mensuales promedio de producción de energía eléctrica fotovoltaica (corriente alterna) entregada por el total de la capacidad instalada de la instalación fotovoltaica (© 2019 Solargis)
PR	Rendimiento energético (PR)	%	Ratio entre la producción fotovoltaica específica (en corriente alterna, AC) y la irradiación global inclinada recibida por la superficie de los módulos de la instalación (PVOUTspecific/GTI)
GTI	Irradiación global inclinada	kWh/m ²	Valor promedio de la suma anual, mensual o diaria de la irradiación global inclinada (© 2019 Solargis)
CF	Factor de capacidad	%	El ratio entre la producción real de energía eléctrica durante un año y la producción máxima posible de energía eléctrica durante un año expresada en %. La producción máxima posible es la capacidad instalada en alterna multiplicada por el número de horas del año, mientras que la producción real es la cantidad de energía entregada anualmente por el proyecto.

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

6. Estudio económico

Basados en la información obtenida de los diferentes estudios de ingeniería realizados (generación anual proyectada año 1, pérdida en potencia proyectada año 1 -25, etc) se realiza una proyección de flujos de caja contrastados contra la inversión calculada, con el fin de determinar el potencial beneficio económico que supondría la instalación del sistema.

Como datos de partida se alimenta la tabla con la siguiente información:

Datos iniciales		
Cambio	3450	COP/USD
Potencia instalada	75,60	kWp
Coste instalación	2,01	USD/Wp
Coste total instalación	\$ 523.053.969	COP
Produccion anual MWh año 1	90,70	MWh
Valor de CV	\$ -	COP/kWh
Precio kWh	\$ 520,0	COP/kWh
Ahorro anual con autoconsumo	47.164.000	COP
Incremento precio kWh/añual	5,0%	

Tabla 9 Información de valores iniciales para tabla de flujos de caja.

Se asume un valor de costo del kWh de \$520 para el año inicial y un incremento anual de la tarifa de un 5% para fines de proyección del ahorro económico en costo neto presente indexado al incremento inflacionario.

Como se presentó en la ilustración de flujo de pérdidas se tiene que en las condiciones de demanda simuladas, existe una tasa de autoconsumo del 100% por lo que se considera que toda la energía suministrada por el sistema solar es energía no consumida de la red del comercializador. Por lo que para el año 1 el ahorro de energía neto es de 90.7MWh.

La tasa de cambio y el costo de la instalación se presentan como indicador que permite conocer el costo específico de la instalación por unidad de vatio instalado, dicho factor se usa generalmente para comparar el costo de la instalación con los estándares comerciales internacionales, Sin embargo este factor en países no dolarizados, se ve impactado regularmente por la fluctuación de la divisa, por lo que se presenta solo con fines informativos.

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILM D SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA

AÑO	AÑO CALENDARIO	Producción anual (MWh)	Ahorro anual	O&M (Operación y Mantenimiento)	Beneficio neto proyectado	Retorno simple inversión con LEY 1715	Retorno de inversión descontado, sin beneficios
1	2021	90,70	\$ 47.164.000,00	\$ 784.580,95	\$ 46.379.419,05	-\$476.674.549,95	-\$476.674.549,95
2	2022	89,80	\$ 49.030.800,00	\$ 823.810,00	\$ 48.206.990,00	-\$428.467.559,95	-\$428.467.559,95
3	2023	88,80	\$ 50.909.040,00	\$ 865.000,50	\$ 50.044.039,50	-\$378.423.520,46	-\$378.423.520,46
4	2024	87,80	\$ 52.852.527,00	\$ 908.250,53	\$ 51.944.276,47	-\$326.479.243,98	-\$326.479.243,98
5	2025	86,80	\$ 54.863.090,10	\$ 953.663,05	\$ 53.909.427,05	-\$272.569.816,93	-\$272.569.816,93
6	2026	85,80	\$ 56.942.578,19	\$ 1.001.346,21	\$ 55.941.231,99	-\$216.628.584,95	-\$216.628.584,95
7	2027	84,70	\$ 59.023.172,40	\$ 1.051.413,52	\$ 57.971.758,88	-\$158.656.826,07	-\$158.656.826,07
8	2028	83,60	\$ 61.169.469,57	\$ 1.103.984,19	\$ 60.065.485,38	-\$98.591.340,68	-\$98.591.340,68
9	2029	82,40	\$ 63.306.010,86	\$ 1.159.183,40	\$ 62.146.827,45	-\$36.444.513,23	-\$36.444.513,23
10	2030	81,30	\$ 65.583.951,66	\$ 1.217.142,57	\$ 64.366.809,09	\$27.922.295,86	\$27.922.295,86
11	2031	80,20	\$ 67.931.421,52	\$ 1.277.999,70	\$ 66.653.421,82	\$94.575.717,67	\$94.575.717,67
12	2032	79,10	\$ 70.349.678,48	\$ 1.341.899,68	\$ 69.007.778,79	\$163.583.496,47	\$163.583.496,47
13	2033	78,00	\$ 72.839.932,58	\$ 1.408.994,67	\$ 71.430.937,91	\$235.014.434,38	\$235.014.434,38
14	2034	77,00	\$ 75.501.391,66	\$ 1.479.444,40	\$ 74.021.947,26	\$309.036.381,64	\$309.036.381,64
15	2035	75,90	\$ 78.143.940,37	\$ 1.553.416,62	\$ 76.590.523,74	\$385.626.905,38	\$385.626.905,38
16	2036	74,80	\$ 80.861.990,47	\$ 1.631.087,45	\$ 79.230.903,01	\$464.857.808,40	\$464.857.808,40
17	2037	73,80	\$ 83.769.995,20	\$ 1.712.641,83	\$ 82.057.353,38	\$546.915.161,77	\$546.915.161,77
18	2038	72,80	\$ 86.766.645,44	\$ 1.798.273,92	\$ 84.968.371,52	\$631.883.533,30	\$631.883.533,30
19	2039	71,80	\$ 89.853.535,71	\$ 1.888.187,61	\$ 87.965.348,10	\$719.848.881,39	\$719.848.881,39
20	2040	70,70	\$ 92.900.796,98	\$ 1.982.596,99	\$ 90.918.199,99	\$810.767.081,38	\$810.767.081,38
21	2041	69,70	\$ 96.166.122,03	\$ 2.081.726,84	\$ 94.084.395,18	\$904.851.476,56	\$904.851.476,56
22	2042	68,50	\$ 99.235.987,47	\$ 2.185.813,19	\$ 97.050.174,28	\$1.001.901.650,85	\$1.001.901.650,85
23	2043	67,30	\$ 102.372.424,15	\$ 2.295.103,84	\$ 100.077.320,31	\$1.101.978.971,16	\$1.101.978.971,16
24	2044	66,10	\$ 105.574.414,54	\$ 2.409.859,04	\$ 103.164.555,50	\$1.205.143.526,66	\$1.205.143.526,66
25	2045	64,80	\$ 108.672.967,70	\$ 2.530.351,99	\$ 106.142.615,71	\$1.311.286.142,37	\$1.311.286.142,37
TOTAL		1952	\$ 1.871.785.884,07	\$ 37.445.772,70	\$ 1.834.340.111,37		

Tabla 10, Flujos de caja anualizados y beneficio neto proyectado

Como conclusión del modelo utilizado para la proyección de gastos se determinó que el beneficio neto proyectado a nivel de ahorro, durante la vida útil del sistema se encuentra alrededor de los \$1,311,286,142 indexado a valor del año 2045, los costos operativos del sistema tendrían un valor neto proyectado de \$37,445,772. Según los parámetros de simulación se espera que para el año 25 de funcionamiento el sistema haya generado alrededor de 1952 MWh de energía, la cual tendría el potencial de seguirse generando después del año 25, claro está a un nivel menor debido a la degradación del rendimiento de los módulos solares.

La tabla no contempla costos generados por declaración de activos, ahorros generados por inclusión de los beneficios de ley 1715 (se desconoce si los beneficios aplicarían o no al ministerio de hacienda por tratarse de un ente público).

Finalmente se representa de manera gráfica la evolución de los flujos de caja, evidenciando que el punto de retorno de la inversión se encontraría entre los años 9 y 10 a partir de la entrada de funcionamiento del sistema. Estos valores pueden verse modificados de manera importante por variaciones de costo en la divisa, cambios en los costos de adquisición de las maquinarias, implementación de nuevas políticas públicas para incentivar el uso de las energías renovables, etc. Por lo que se recomienda realizar una actualización de factores de simulación económica una vez se tenga clara la fecha proyectada para de entrada de funcionamiento de la planta, así como los costos actualizados de suministro e instalación para el sistema solar fotovoltaico en general.

Versión: 1	MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO BOGOTÁ D.C CARRERA 8 # 6C-38	UNION TEMPORAL ILMD SAN AGUSTIN
Fecha: 23/12/2020		MEMORIA SISTEMA DE GENERACION FOTOVOLTAICA



Ilustración 14 representación gráfica del flujo de caja anualizado.

ING. IVAN LEÓN

Representante Legal – UT- ILMD San Agustín

Ing. Electricista U.NAL

Especialista en Sistemas de Transmisión y Distribución U. ANDES

MEMORIAS DE CALCULO
DISEÑO ELÉCTRICO Y DE COMUNICACIONES
EDIFICIO - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

INTECNOLOGY S.A.S 26/05/2021

TABLEROS GENERALES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

15,0 Distribución decargas para tableros generales

15,01 TABLERO A 480V - SÓTANO **TG-FV-480V**

ITEM	CARGA INSTALADA (KVA)	CARGA TOTAL (KVA)	CARGA DIVERSIFICADA (KVA)		
			FACTOR DIVERSIF (%)	CARGA DIVER	CARGA TOTAL (KVA)
POTENCIA ESTABLECIDA POR EL DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO					
INVERSOR 1					
Carga	32,00		100%	32,00	32,00
INVERSOR 2					
Carga	37,00		100%	37,00	37,00
Totales		69,00			69,00

Total Carga Diversificada	69,00	KVA
----------------------------------	--------------	------------

Corriente nominal:	83	A
Corriente de protección:	104	A
Voltaje del tablero	480	V

Corriente Nominal	82,99	A
Corriente Fase	124	A
Corriente Neutro	87	A
Corriente Tierra	62	A

BARRAJES		
F	12X2	mm
N	12X2	mm
T	12X2	mm

15,02 TABLERO A 208V - SÓTANO **TG-FV-208V**

ITEM	CARGA INSTALADA (KVA)	CARGA TOTAL (KVA)	CARGA DIVERSIFICADA (KVA)		
			FACTOR DIVERSIF (%)	CARGA DIVER	CARGA TOTAL (KVA)
POTENCIA ESTABLECIDA POR EL DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO					
INVERSOR 3					
Carga	11,00		100%	11,00	11,00
Totales		11,00			11,00

Total Carga Diversificada	11,00	KVA
----------------------------------	--------------	------------

Corriente nominal:	31	A
Corriente de protección:	38	A
Voltaje del tablero	208	V

Corriente Nominal	30,53	A
Corriente Fase	46	A
Corriente Neutro	32	A
Corriente Tierra	23	A

BARRAJES		
F	12X2	mm
N	12X2	mm
T	12X2	mm

ITEM	CARGA INSTALADA (KVA)	CARGA TOTAL (KVA)	CARGA DIVERSIFICADA (KVA)		
			FACTOR DIVERSIF (%)	CARGA DIVER	CARGA TOTAL (KVA)
POTENCIA ESTABLECIDA POR EL DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO					
INVERSOR 1					
Carga	32,00		100%	32,00	32,00
INVERSOR 2					
Carga	37,00		100%	37,00	37,00
INVERSOR 3					
Carga	11,00		100%	11,00	11,00
Totales		80,00			80,00

Total Carga Diversificada	80,00	KVA
----------------------------------	--------------	------------

Corriente nominal:	222	A
Corriente de protección:	278	A
Voltaje del tablero	208	V

Corriente Nominal	222,06	A
Corriente Fase	333	A
Corriente Neutro	233	A
Corriente Tierra	167	A

BARRAJES		
F	20X5	mm
N	15X3	mm
T	15X2	mm

MEMORIAS DE CALCULO
DISEÑO ELÉCTRICO Y DE COMUNICACIONES
EDIFICIO - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO
INTECNOLOGY S.A.S 26/05/2021
TRANSFORMADOR TIPO SECO BAJA-BAJA DE SISTEMA FOTOVOLTAICO

16,0 Distribución decargas para tableros generales

16,01 TRANSFORMADOR BAJA-BAJA 70kVA TRAFO-BB-FV

ITEM	CARGA INSTALADA (KVA)	CARGA TOTAL (KVA)	CARGA DIVERSIFICADA (KVA)		
			FACTOR DIVERSIF (%)	CARGA DIVER	CARGA TOTAL (KVA)
POTENCIA ESTABLECIDA POR EL DISEÑO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO					
INVERSOR 1					
Carga	32,00		100%	32,00	32,00
INVERSOR 2					
Carga	37,00		100%	37,00	37,00
Totales		69,00			69,00

Total Carga Diversificada	69,00	KVA
TRANSFORMADOR TIPO SECO CLASE H SELECCIONADO	75,00	KVA

Corriente nominal:	90	A
Corriente de protección:	113	A
Voltaje del tablero	480	V

Corriente Nominal	82,99	A
Corriente Fase	124	A
Corriente Neutro	87	A
Corriente Tierra	62	A

BARRAJES		
F	12X2	mm
N	12X2	mm
T	12X2	mm

Voltaje Primario	480	V
Voltaje Secundario	208	V
Corriente Nominal (480 V)	90,21	A
Corriente Nominal (208 V)	208,2	A
Corriente ACOMETIDA (480 V)	113	A
Corriente ACOMETIDA (208 V)	260	A
Corriente Corto Circuito BT (208 V)	5,20	KA
Corriente Corto Circuito BT (480 V)	2,26	KA
UZ	4,0%	
RESISTENCIA	0,023074	

MEMORIAS DE CALCULO

DISEÑO ELECTRICO

EDIFICIO - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

INTECNOLOGY S.A.S

26/05/2021

CÁLCULOS DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN

TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN

17. CALCULOS DE REGULACION

17.1 CALCULOS DE REGULACION COBRE

ORIGEN	DESTINO	CARGA INSTALADA [kVA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	CORRIENTE PROTECCIÓN [A]	LONGITUD [ml]	MOMENTO [kVA*ml]	ACOMETIDA	TIERRA	PROTECCION	TUBERIA	CONSTANTE DE REGULACIÓN	REGULACIÓN PARCIAL [%]	REGULACIÓN ACUMULADA [%]
INVER-1	TG-FV-480V	32,0	480	38,5	48,1	88	2.816,00	3X2+1X2	10T	3X50A	1-1/2"	1,3076E-03	3,6822,E+00	3,68
INVER-2	TG-FV-480V	37,0	480	44,5	55,6	122	4.514,00	3X1/0+1X1/0	10T	3X50A	2"	8,6474E-04	3,9034,E+00	3,90
INVER-3	TG-FV-208V	11,0	208	30,5	38,2	147	1.617,00	3X4+1X4	10T	3X40A	1-1/4"	2,0140E-03	3,2566,E+00	3,26
TG-FV-480V	TRAFO-BB-FV	75,0	480	90,2	112,8	7	525,00	3X2+1X2	8T	3X100A	1-1/2"	1,3076E-03	6,8649,E-01	4,37
TRAFO-BB-FV	TGA-SFV	75,0	208	208,2	260,2	7	525,00	3X350+1X350	4T	3X225A	3"	3,3600E-04	1,7640,E-01	0,18
TG-FV-208V	TGA-SFV	11,0	208	30,5	38,2	7	77,00	3X4+1X4	10T	3X40A	1-1/4"	2,0140E-03	1,5508,E-01	3,41
TGA-SFV	TG-TRANSF	86,0	208	238,7	298,4	10	860,00	3X350+1X350	4T	3X250A	3"	3,3600E-04	2,8896,E-01	3,70
TG-TRANSF	TR-TGA-BT1	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	4T	-	-	7,0930E-04	1,5250,E-01	3,85
	TR-TGA-BT2	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	4T	-	-	7,0930E-04	1,5250,E-01	3,85

MEMORIAS DE CALCULO

DISEÑO ELECTRICO

EDIFICIO - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

INTECNOLOGY S.A.S

26/05/2021

CÁLCULOS DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN

TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN

18. CALCULOS DE REGULACION

18.1 CALCULOS DE REGULACION ALUMINIO

ORIGEN	DESTINO	CARGA INSTALADA [kVA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	CORRIENTE PROTECCIÓN [A]	LONGITUD [ml]	MOMENTO [kVA*ml]	ACOMETIDA	TIERRA	PROTECCION	TUBERIA	CONSTANTE DE REGULACIÓN	REGULACIÓN PARCIAL [%]	REGULACIÓN ACUMULADA [%]
INVER-1	TG-FV-480V	32,0	480	38,5	48,1	88	2.816,00	3X2+1X2	10T	3X50A	1-1/2"	1,3076E-03	3,6822,E+00	3,68
INVER-2	TG-FV-480V	37,0	480	44,5	55,6	122	4.514,00	3X1/0+1X1/0	10T	3X50A	2"	8,6474E-04	3,9034,E+00	3,90
INVER-3	TG-FV-208V	11,0	208	30,5	38,2	147	1.617,00	3X4+1X4	10T	3X40A	1-1/4"	2,0140E-03	3,2566,E+00	3,26
TG-FV-480V	TRAFO-BB-FV	75,0	480	90,2	112,8	7	525,00	3X2+1X2	8T	3X100A	1-1/2"	1,3076E-03	6,8649,E-01	4,37
TRAFO-BB-FV	TGA-SFV	75,0	208	208,2	260,2	7	525,00	3X350+1X350	4T	3X225A	3"	3,3600E-04	1,7640,E-01	0,18
TG-FV-208V	TGA-SFV	11,0	208	30,5	38,2	7	77,00	3X4+1X4	10T	3X40A	1-1/4"	2,0140E-03	1,5508,E-01	3,41
TGA-SFV	TG-TRANSF	86,0	208	238,7	298,4	10	860,00	3X350+1X350	4T	3X250A	3"	3,3600E-04	2,8896,E-01	3,70
TG-TRANSF	TR-TGA-BT1	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	4T	-	-	7,0930E-04	1,5250,E-01	3,85
	TR-TGA-BT2	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	4T	-	-	7,0930E-04	1,5250,E-01	3,85

MEMORIAS DE CALCULO

DISEÑO ELECTRICO

EDIFICIO - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

INTECNOLOGY S.A.S

26/05/2021

CÁLCULOS DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN

TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN

19. CALCULOS DE REGULACION

19.1 CALCULOS DE PÉRDIDAS EN COBRE

ORIGEN	DESTINO	CARGA INSTALADA [kVA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	CORRIENTE PROTECCIÓN [A]	LONGITUD [m]	MOMENTO [kVA * m]	ACOMETIDA	RESISTENCIA 20°C FASE [ohm/km]	RESISTENCIA 20°C TRAMO/FASE [ohm]	RESISTENCIA 20°C ACUMULADA [Ohm]	PÉRDIDAS/TRAMO [W]	PÉRDIDAS/ACUMULADAS [W]
INVER-1	TG-FV-480V	32,0	480	38,5	48,1	88	2.816,00	3X2+1X2	5,8000,E-01	0,05104	0,05104	226,8	226,8
INVER-2	TG-FV-480V	37,0	480	44,5	55,6	122	4.514,00	3X1/0+1X1/0	3,6836,E-01	0,04494	0,04494	267,0	267,0
INVER-3	TG-FV-208V	11,0	208	30,5	38,2	147	1.617,00	3X4+1X4	9,3000,E-01	0,13671	0,13671	382,3	382,3
TG-FV-480V	TRAFO-BB-FV	75,0	480	90,2	112,8	7	525,00	3X2+1X2	5,8000,E-01	0,00406	0,05510	99,1	326,0
TRAFO-BB-FV	TGA-SFV	75,0	208	208,2	260,2	7	525,00	3X350+1X350			0,02307		
TG-FV-208V	TGA-SFV	11,0	208	30,5	38,2	7	77,00	3X4+1X4	9,3000,E-01	0,00651	0,14322	18,2	400,6
TGA-SFV	TG-TRANSF	86,0	208	238,7	298,4	10	860,00	3X350+1X350	1,1000,E-01	0,00110	0,14432	188,0	588,6
TG-TRANSF	TR-TGA-BT1	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	2,9000,E-01	0,00145	0,14577	62,0	650,6
	TR-TGA-BT2	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	2,9000,E-01	0,00145	0,14577	62,0	650,6

MEMORIAS DE CALCULO

DISEÑO ELECTRICO

EDIFICIO - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

INTECNOLOGY S.A.S

26/05/2021

CÁLCULOS DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN

TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN

20. CALCULOS DE REGULACION

20.1 CALCULOS DE PÉRDIDAS EN ALUMINIO

ORIGEN	DESTINO	CARGA INSTALADA [kVA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	CORRIENTE PROTECCIÓN [A]	LONGITUD [m]	MOMENTO [kVA * m]	ACOMETIDA	RESISTENCIA 20°C FASE [ohm/km]	RESISTENCIA 20°C TRAMO/FASE [ohm]	RESISTENCIA 20°C ACUMULADA [Ohm]	PÉRDIDAS/TRAMO [W]	PÉRDIDAS/ACUMULADAS [W]
INVER-1	TG-FV-480V	32,0	480	38,5	48,1	88	2.816,00	3X2+1X2	5,8000,E-01	0,05104	0,05104	226,8	226,8
INVER-2	TG-FV-480V	37,0	480	44,5	55,6	122	4.514,00	3X1/0+1X1/0	3,6836,E-01	0,04494	0,04494	267,0	267,0
INVER-3	TG-FV-208V	11,0	208	30,5	38,2	147	1.617,00	3X4+1X4	9,3000,E-01	0,13671	0,13671	382,3	382,3
TG-FV-480V	TRAFO-BB-FV	75,0	480	90,2	112,8	7	525,00	3X2+1X2	5,8000,E-01	0,00406	0,05510	99,1	326,0
TRAFO-BB-FV	TGA-SFV	75,0	208	208,2	260,2	7	525,00	3X350+1X350			0,02307		
TG-FV-208V	TGA-SFV	11,0	208	30,5	38,2	7	77,00	3X4+1X4	9,3000,E-01	0,00651	0,14322	18,2	400,6
TGA-SFV	TG-TRANSF	86,0	208	238,7	298,4	10	860,00	3X350+1X350	1,1000,E-01	0,00110	0,14432	188,0	588,6
TG-TRANSF	TR-TGA-BT1	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	2,9000,E-01	0,00145	0,14577	62,0	650,6
	TR-TGA-BT2	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	2,9000,E-01	0,00145	0,14577	62,0	650,6

MEMORIAS DE CALCULO

DISEÑO ELECTRICO

EDIFICIO - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

INTECNOLOGY S.A.S

26/05/2021

CÁLCULOS DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN

TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN

21. CALCULOS DE REGULACION

21.1 CALCULOS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN COBRE

ORIGEN	DESTINO	CARGA INSTALADA [kVA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	CORRIENTE PROTECCIÓN [A]	LONGITUD [ml]	MOMENTO [kVA*m]	ACOMETIDA	TIERRA	PROTECCION	TUBERIA	RESISTENCIA 20°C FASE [ohm/km]	RESISTENCIA 20°C TRAMO/FASE [ohm]	RESISTENCIA 20°C ACUMULADA [Ohm]	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO [KA]
INVER-1	TG-FV-480V	32,0	480	38,5	48,1	88	2.816,00	3X2+1X2	10T	3X50A	1-1/2"	5,8000,E-01	0,05104	0,05104	5,4
INVER-2	TG-FV-480V	37,0	480	44,5	55,6	122	4.514,00	3X1/0+1X1/0	10T	3X50A	2"	3,6836,E-01	0,04494	0,04494	6,2
INVER-3	TG-FV-208V	11,0	208	30,5	38,2	147	1.617,00	3X4+1X4	10T	3X40A	1-1/4"	9,3000,E-01	0,13671	0,13671	0,9
TG-FV-480V	TRAFO-BB-FV	75,0	480	90,2	112,8	7	525,00	3X2+1X2	8T	3X100A	1-1/2"	5,8000,E-01	0,00406	0,05510	5,0
TRAFO-BB-FV	TGA-SFV	75,0	208	208,2	260,2	7	525,00	3X350+1X350	4T	3X225A	3"			0,02307	5,2
TG-FV-208V	TGA-SFV	11,0	208	30,5	38,2	7	77,00	3X4+1X4	10T	3X40A	1-1/4"	9,3000,E-01	0,00651	0,14322	0,8
TGA-SFV	TG-TRANSF	86,0	208	238,7	298,4	10	860,00	3X350+1X350	4T	3X250A	3"	1,1000,E-01	0,00110	0,14432	0,8
TG-TRANSF	TR-TGA-BT1	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	4T	-	-	2,9000,E-01	0,00145	0,14577	0,8
	TR-TGA-BT2	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	4T	-	-	2,9000,E-01	0,00145	0,14577	0,8

MEMORIAS DE CALCULO

DISEÑO ELECTRICO

EDIFICIO - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

INTECNOLOGY S.A.S

26/05/2021

CÁLCULOS DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN

TABLEROS DE DISTRIBUCIÓN

22. CALCULOS DE REGULACION

22.1 CALCULOS DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO EN ALUMINIO

ORIGEN	DESTINO	CARGA INSTALADA [kVA]	TENSIÓN [V]	CORRIENTE [A]	CORRIENTE PROTECCIÓN [A]	LONGITUD [m]	MOMENTO [kVA*m]	ACOMETIDA	TIERRA	PROTECCION	TUBERIA	RESISTENCIA 20°C FASE [ohm/km]	RESISTENCIA 20°C TRAMO/FASE [ohm]	RESISTENCIA 20°C ACUMULADA [Ohm]	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO [KA]
INVER-1	TG-FV-480V	32,0	480	38,5	48,1	88	2.816,00	3X2+1X2	10T	3X50A	1-1/2"	5,8000,E-01	0,05104	0,05104	5,4
INVER-2	TG-FV-480V	37,0	480	44,5	55,6	122	4.514,00	3X1/0+1X1/0	10T	3X50A	2"	3,6836,E-01	0,04494	0,04494	6,2
INVER-3	TG-FV-208V	11,0	208	30,5	38,2	147	1.617,00	3X4+1X4	10T	3X40A	1-1/4"	9,3000,E-01	0,13671	0,13671	0,9
TG-FV-480V	TRAFO-BB-FV	75,0	480	90,2	112,8	7	525,00	3X2+1X2	8T	3X100A	1-1/2"	5,8000,E-01	0,00406	0,05510	5,0
TRAFO-BB-FV	TGA-SFV	75,0	208	208,2	260,2	7	525,00	3X350+1X350	4T	3X225A	3"			0,02307	5,2
TG-FV-208V	TGA-SFV	11,0	208	30,5	38,2	7	77,00	3X4+1X4	10T	3X40A	1-1/4"	9,3000,E-01	0,00651	0,14322	0,8
TGA-SFV	TG-TRANSF	86,0	208	238,7	298,4	10	860,00	3X350+1X350	4T	3X250A	3"	1,1000,E-01	0,00110	0,14432	0,8
TG-TRANSF	TR-TGA-BT1	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	4T	-	-	2,9000,E-01	0,00145	0,14577	0,8
	TR-TGA-BT2	43,0	208	119,4	149,2	5	215,00	3X2/0+1X2/0	4T	-	-	2,9000,E-01	0,00145	0,14577	0,8

MEMORIAS DE CALCULO

DISEÑO ELECTRICO

EDIFICIO - MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO

INTECNOLOGY S.A.S.

26/05/2021

PORCENTAJE DE OCUPACION

27. Calculo del porcentaje de ocupación

27.1 - Acometida desde TRAF0 Hasta TGA

Acometida seleccionada	3X500+1X500+2T Cu
Tubería seleccionada	1Φ4" PVC - DB

27.1.1 DATOS TECNICOS - PAVCO

Tubería PVC		
Diametro exterior	114,3	mm
Espesor	3,48	mm

27.1.2 DATOS TECNICOS - CENTELSA

Cable FASES - THHN - AL	500	MCM
Diametro exterior	23,73	mm

Cable NEUTRO - THHN - AL	500	MCM
Diametro exterior	23,73	mm

Cable TIERRA - DESNUDO - AL	2	MCM
Diametro exterior	9,72	mm

27.1.3 CALCULO DE LAS AREAS TRANSVERSALES

TUBERIA - PVC -.DB	4"	
RADIO EXTERNO - TUBERIA	57,15	mm
RADIO INTERNO = REXT-ESPESOR	53,67	mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	9049,26	mm2

CABLE FASES	500	MCM
RADIO EXTERNO	11,865	mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	442,27	mm2

CABLE NEUTRO	500	MCM
RADIO EXTERNO	11,865	mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	442,27	mm2

CABLE TIERRA	2	MCM
RADIO EXTERNO	4,86	mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	74,20	mm2

AREA TRANSV IACOMETIDA TRIFASICA	1843,27	mm2
----------------------------------	---------	-----

PORCENTAJE DE OCUPACION	20%	
-------------------------	-----	--

El porcentaje de ocupación es menor al 30 %

27.4 - Acometids generales en calibre número 6

Acometida seleccionada	3X6+1X6+6T Cu
Tubería seleccionada	1Φ1-1/4" PVC - DB

27.4.1 DATOS TECNICOS - PAVCO

Tubería PVC	1-1/4"	
Diametro exterior	42,16	mm
Espesor	1,78	mm

27.4.2 DATOS TECNICOS - CENTELSA

Cable FASES - THHN - AL	6	AWG
Diametro exterior	6,47	mm

Cable NEUTRO - THHN - AL	6	AWG
Diametro exterior	6,47	mm

Cable TIERRA - DESNUDO - AL	6	DESN
Diametro exterior	6,47	mm

27.4,3 CALCULO DE LAS AREAS TRASNVERSALES

TUBERIA - PVC -.DB	1-1/4"	
RADIO EXTERNO - TUBERIA	21,08	mm
RADIO INTERNO = REXT-ESPESOR	19,3	mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	1170,21	mm2

CABLE FASES	6	AWG
RADIO EXTERNO	3,235	mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	32,88	mm2

CABLE NEUTRO	6	AWG
RADIO EXTERNO	3,235	mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	32,88	mm2

CABLE TIERRA	6	DESN
RADIO EXTERNO	3,235	mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	32,88	mm2

AREA TRANSV IACOMETIDA TRIFASICA	98,63	mm2
----------------------------------	-------	-----

PORCENTAJE DE OCUPACION	8%
-------------------------	----

El porcentaje de ocupación es menor al 30 %

27.5 - Acometida desde AM-1-LOC Hasta TLC101

Acometida seleccionada	3X4+1X4+6T Cu
Tubería seleccionada	1Φ1-1/4" PVC - DB

27.14.1 DATOS TECNICOS - PAVCO

Tubería PVC	1-1/4"
Diametro exterior	42,16 mm
Espesor	1,78 mm

27.14.2 DATOS TECNICOS - CENTELSA

Cable FASES - THHN - AL	4 AWG
Diametro exterior	8,23 mm

Cable NEUTRO - THHN - AL	4 AWG
Diametro exterior	8,23 mm

Cable TIERRA - DESNUDO - AL	6 DESN
Diametro exterior	6,47 mm

27.5,3 CALCULO DE LAS AREAS TRANSNVERSALES

TUBERIA - PVC -.DB	1-1/4"
RADIO EXTERNO - TUBERIA	21,08 mm
RADIO INTERNO = REXT-ESPESOR	19,3 mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	1170,21 mm2

CABLE FASES	4 AWG
RADIO EXTERNO	4,115 mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	53,20 mm2

CABLE NEUTRO	4 AWG
RADIO EXTERNO	4,115 mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	53,20 mm2

CABLE TIERRA	6 DESN
RADIO EXTERNO	3,235 mm
AREA TRANSV INTERNA = PI*(RINT)2	32,88 mm2

AREA TRANSV IACOMETIDA TRIFASICA	139,27 mm2
----------------------------------	------------

PORCENTAJE DE OCUPACION	12%
-------------------------	-----

El porcentaje de ocupación es menor al 30 %